

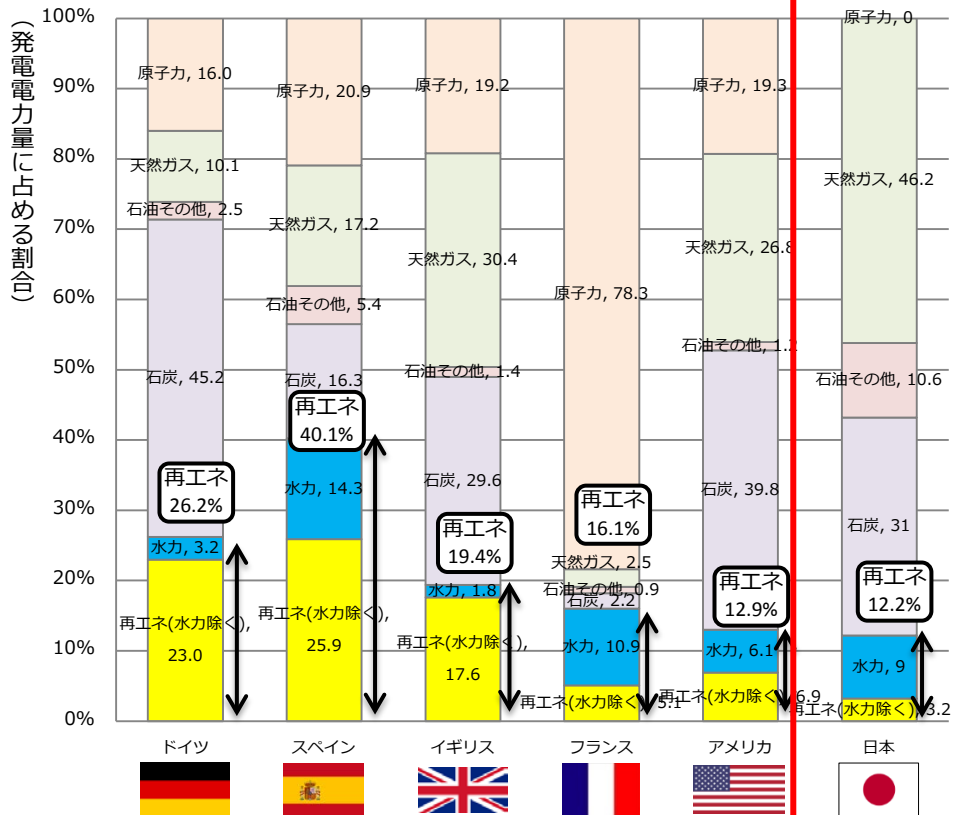
再生可能エネルギーの導入促進 に係る制度改革について

平成28年2月
資源エネルギー庁

背景①：エネルギーミックスの実現

- 自給エネルギーの確保、低炭素社会の実現等の観点から、再生可能エネルギーの導入拡大は重要な課題。
- 他方、欧米主要国に比べ、我が国の発電電力量に占める再生可能エネルギーの割合は12.2%（水力を除くと3.2%）に留まる現状。
- 2030年のエネルギーミックスで示された再生可能エネルギーの導入水準（22～24%）を達成するには、電源の特性や導入実態を踏まえ、国民負担を低減しつつ、更なる導入拡大をしていくための取組が必要。

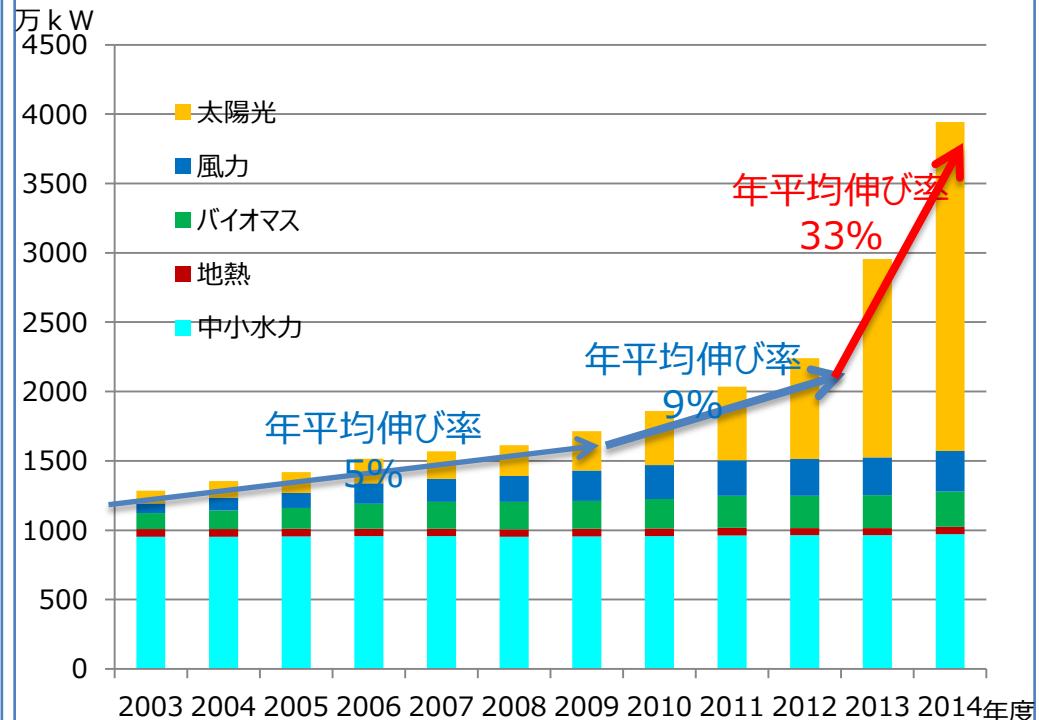
発電電力量に占める再生可能エネルギー比率の国際比較



出典：【日本】「電源開発の概要」より作成（2014年度実績値）。
【日本以外】2014年推計値データ、IEA Energy Balance of OECD Countries (2015 edition)

再生可能エネルギー等による設備容量の推移

※1



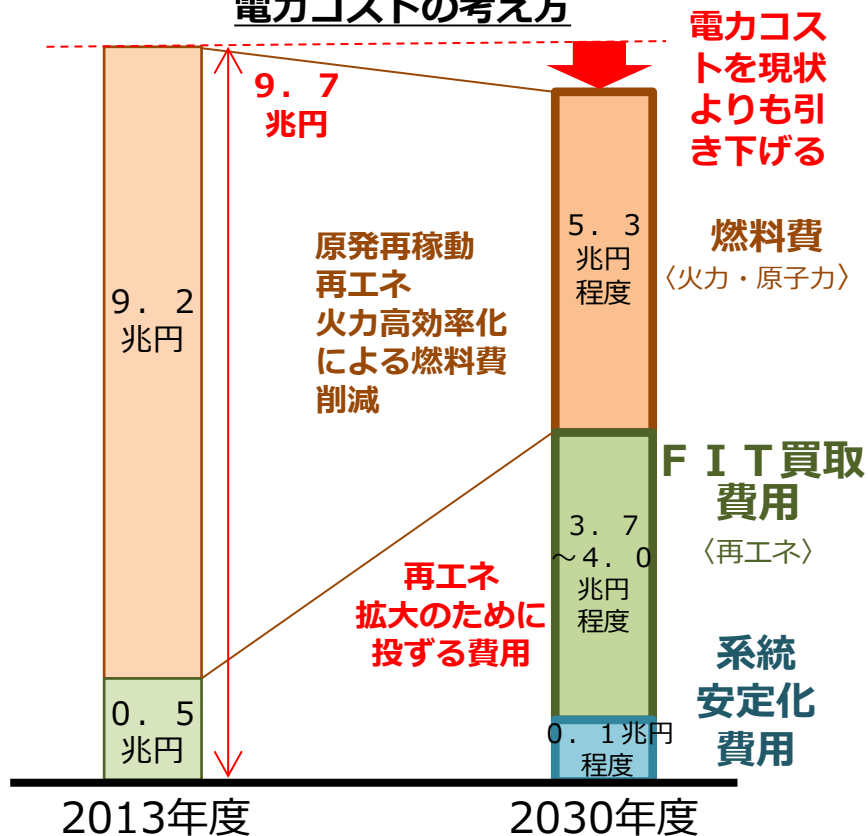
※1 大規模水力は除く
RPS制度 → 余剰電力買取制度 → FIT制度

（JPEA出荷統計、NEDOの風力発電設備実績統計、包蔵水力調査、地熱発電の現状と動向、RPS制度・固定価格買取制度認定実績等より資源エネルギー庁作成）

背景②： 国民負担を踏まえた効率的な導入

- エネルギーミックスの検討においては、電力コストを現状より引き下げた上で、再生可能エネルギー拡大のために投ずる費用（買取費用）を3.7～4.0兆円と設定しているところ。
- 固定価格買取制度の開始後、既に3年間で買取費用は約1.8兆円（賦課金は約1.3兆円）に達しており、再生可能エネルギーの最大限の導入と国民負担の抑制の両立を図るべく、コスト効率的な導入拡大が必要。

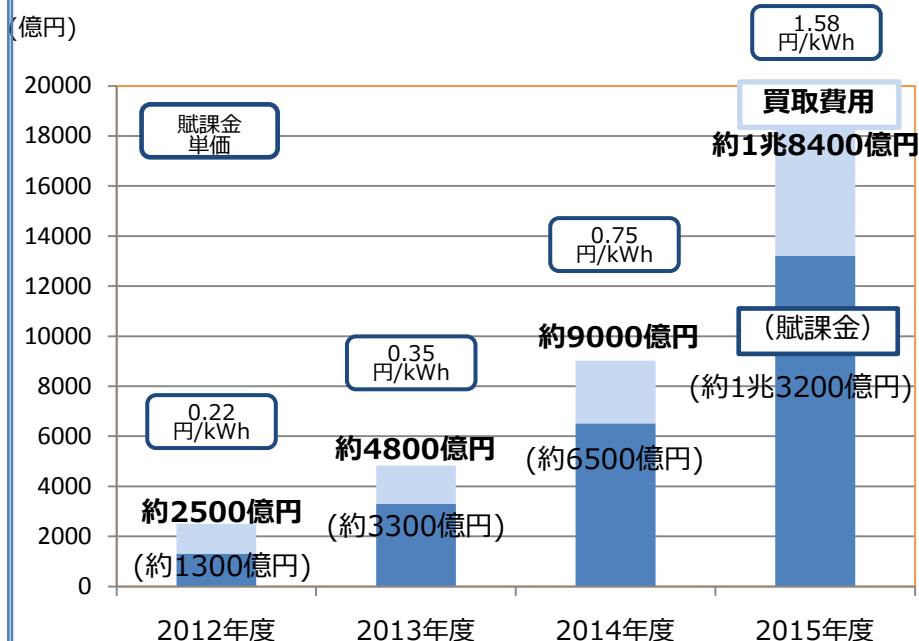
エネルギーミックスにおける電力コストの考え方



(注) 再生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。

出典：「長期エネルギー需給見通し関連資料」より

固定価格買取制度導入後の賦課金等の推移



減免制度に係る現状（電力多消費産業に賦課金の8割を減免）

年度	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	...	2030年度
事業者	855事業者	1031事業者	1047事業者	1064事業者	...	—
予算額	70億円	191億円	290億円	456億円	...	1300億円程度※

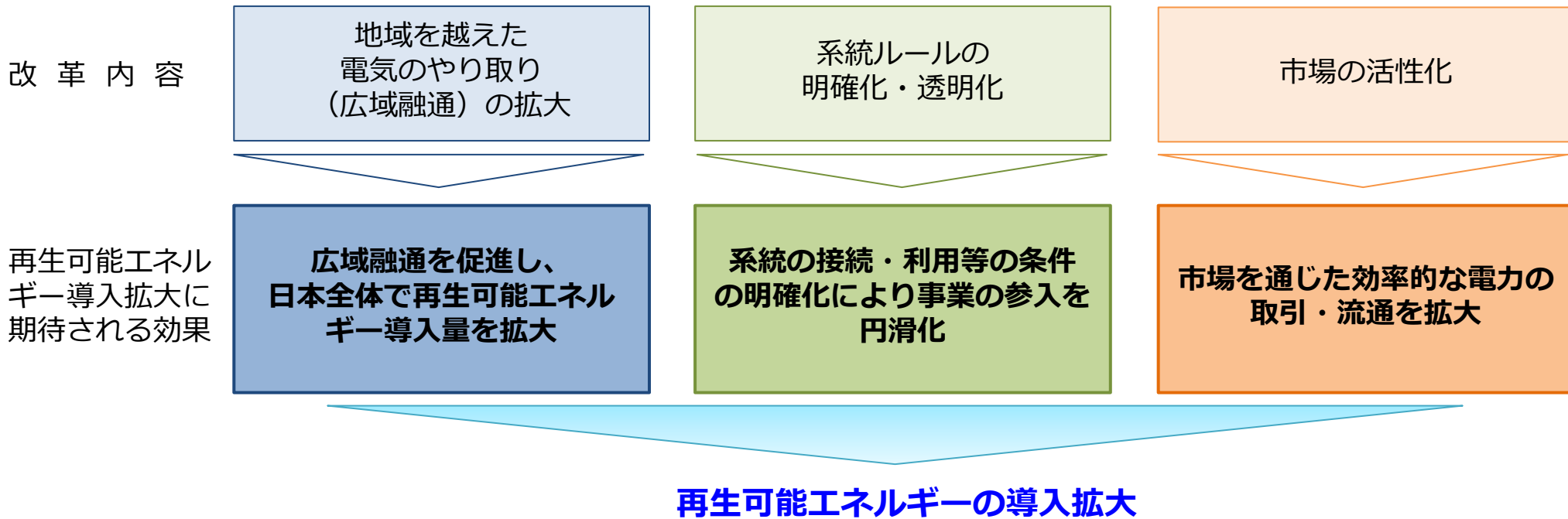
※ 現行の減免制度の下で、長期エネルギー需給見通しにおいて示された再生可能エネルギーの導入等を前提に機械的に試算。減免対象となる電力使用量等によって必要額は変動する。

出典：資源エネルギー庁作成

背景③：電力システム改革

- 安定供給の確保、電気料金の最大限の抑制、需要家の選択肢や事業者の事業機会の拡大を目指して、電力システム改革が3段階に分けて実施される予定。
- 一連の制度改革の成果を活かし、効率的な形での電力の取引・流通の実現を通じて、再生可能エネルギーの導入拡大に結びつけていくことが重要。

＜電力システム改革の内容と再生可能エネルギー導入拡大との関係＞



＜電力システム改革のスケジュール＞

- 第1段階 (2015年4月～) : 広域的系統運用の拡大 (電力広域的運営推進機関の設立)
- 第2段階 (2016年4月～実施予定) : 小売参入の全面自由化
- 第3段階 (2020年4月～実施予定) : 送配電部門の法的分離、小売料金規制の撤廃

課題① 太陽光発電の未稼働案件に対する対応

<現状>

- 太陽光発電については、権利のみを押さえ、運転開始に向けた取組を行わない未稼働案件が散在。
- 現行の「認定制度」では、買取の対象となる発電を国が認定することにより、認定を受けた発電設備について電力会社に系統接続を申し込んだ場合に①電力会社がそれに**応ずる義務をかけるため、接続申し込みの前に認定する仕組み**。事業の確度が低い②初期段階で「認定」を行うことにより、未稼働案件が増加する原因に。

<対応策>

- これまで、①H24・25年度案件の聴聞・取消、②H26年以後には失効期限の改定、③H27年度以後は調達価格決定時期の後ろ倒し等の対策を実施。以後、①の聴聞・取消等の対策を更に強化予定。
- エネルギーミックスを踏まえた再生可能エネルギーの導入を**確実に実行**するという政策目的に鑑みれば、個別の認定取消と並行して、**認定時期を系統接続の契約締結後に移行することで事業実施の可能性が高い案件を認定していく**ことが妥当ではないか。

<未稼働案件に対する報告徴収・聴聞による対応>

認定年度	規模	未稼働件数／認定件数	未稼働出力／認定出力
H24年度		約6.1万件／約45.4万件 (13%)	約762万kW／約1,779万kW (43%)
H25年度		約30.2万件／約71.9万件 (42%)	約3,286万kW／約4,069万kW (81%)
H26年度		約24.8万件／約48.0万件 (52%)	約1,994万kW／約2,207万kW (90%)
H27年度		約10.3万件／約10.5万件 (98%)	約220万kW／約221万kW (99%)

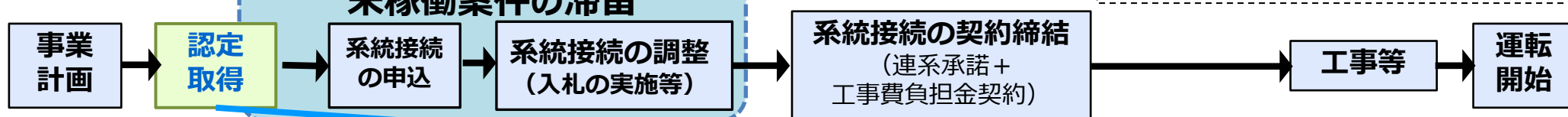
【これまでの対応】

- 対象：H24-25年度400kW以上案件
- 報告徴収：15,074件
- 報告徴収後、順次聴聞を実施
- 取消し・自主廃止：2,156件

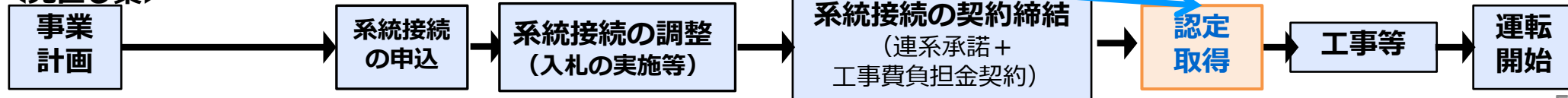
【今後の更なる対応】

- 体制の強化と聴聞手続きの効率化等による手続きの加速
- H24-25年度50kW未満の分割案件（合計して400kW以上となるもの）（約6.3万件）についても、今後聴聞を加速し、2年をメドに聴聞・取消しを実施

<現行の認定時期>



<見直し案>

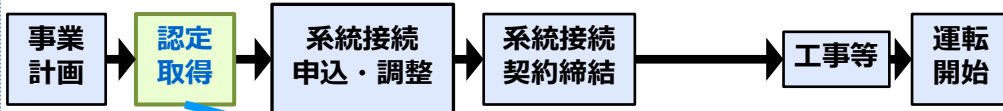


課題② 新認定制度のあり方

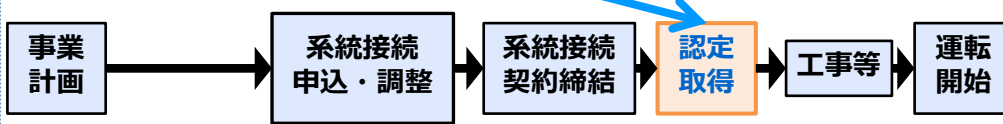
- 再生可能エネルギー発電事業を営む者の事業の確実性、合理性等の適切性を担保するため、新たに再生可能エネルギー発電事業の事業内容の適切性を確認した上で、固定価格買取制度の対象とする認定制度を創設するとともに、事業開始後に、事業者が遵守すべき事項を設定し、その遵守を求める等の措置を講じることを検討する。
- 具体的には、国民負担の下で再生可能エネルギーの導入促進を図る固定価格買取制度を活用して再生可能エネルギー発電事業を行うに当たり、以下の視点から、適切な事業の実施を求める必要があるのではないか。
 - 系統接続の確保など、確実に事業を開始することができるか。
 - 今後、我が国のエネルギー供給の一翼を担う電源として、事業期間にわたり、適切な保守管理を行うなど、確実に発電を営むことができるか。
 - 地域との共生、適切な廃棄・リサイクルのための取組を行っているか、法令を遵守した事業になっているか、適切な情報公開を行っているかなど、一定の社会的責任を果たしているか。
 - 電気の安定供給の確保のために貢献するという電気事業者としての責務を果たしているか。

認定時に求めること

<現行の認定時期>



<見直し案>



- ✓ 事業確度の高い段階での申請
- ✓ 事業計画の妥当性・確実性の審査
- ✓ 着工から廃止段階までの事業の進捗にコミット

認定後に求めること（遵守事項）

- **安全性の確保や発電能力の維持**
 - 適切な点検・保守を行うこと
 - 発電量を的確に計測すること
 - 発電量等の定期的報告を行うこと
- **発電事業の継続性**
 - 継続的・安定的に発電をすること
- **地域との共生**
 - 事業廃止時に適切に設備の撤去・処理を行うこと

※適切な事業実施が行われていない場合に経済産業大臣が改善を求める。
※改善命令に従わない場合に認定の取り消しを可能とする。
※他法令への不適合であって適正な事業継続が困難である場合にも、認定取り消し等の是正措置を講じることができるよう措置。

課題③ コスト効率的な太陽光発電の導入

<現状と課題>

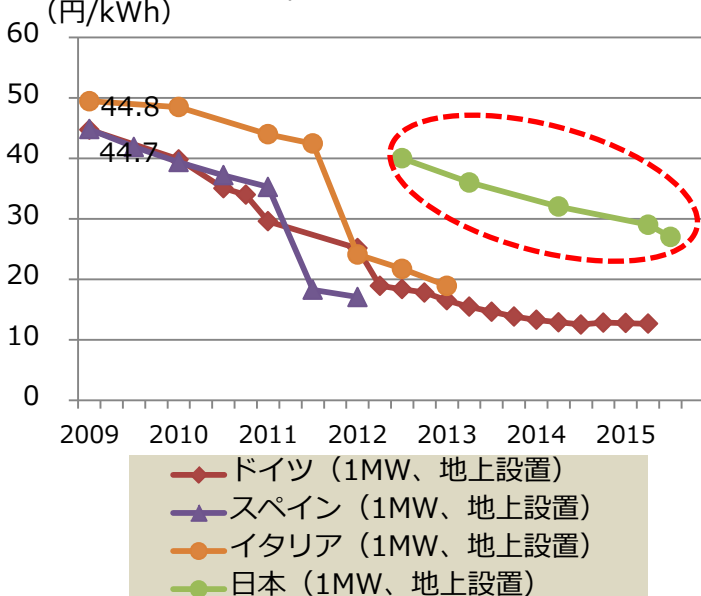
- 太陽光では導入が急速に進んでおり、現行制度では以下のような状況が生じている。
 - i. 太陽光システム価格は市場拡大により低下してきたが、設備費用、工事費用とも日本のコストは欧米に比べ高く、買取価格も欧州に比べ高い水準（制度当初から二倍程度）に留まっている。
 - ii. 最終的な利益(IRR)にはプロジェクトごとに大きな開きが存在し、事業者・案件によりコスト効率性に差が存在。
- 早期の自立電源化を目指して、コスト効率的な事業者の参入を優先させ、事業者のコスト低減努力をより一層促進するためには、海外の事例も参考にしつつ、コスト効率的な導入を促す買取価格決定方式へ移行すべきではないか。

<対応策の案>

- A. 現行価格決定方式の厳格化（トップランナー方式）
- B. 一定比率で毎年価格を低減させる方式
- C. 導入量に応じて価格低減率を変化させる方式
- D. 市場競争を通じた価格決定方式（入札制）

<太陽光発電買取価格の国際比較>

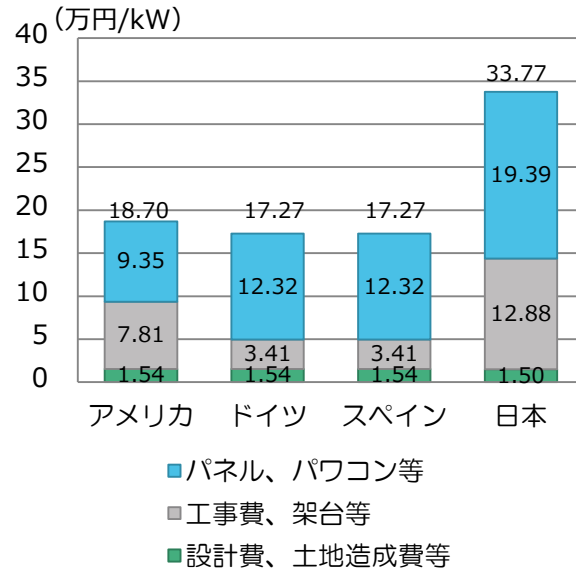
～日本の買取価格は国際的に高い～



第12回 新エネルギー小委員会より

<太陽光発電システムの導入費用国際比較 (2014年)>

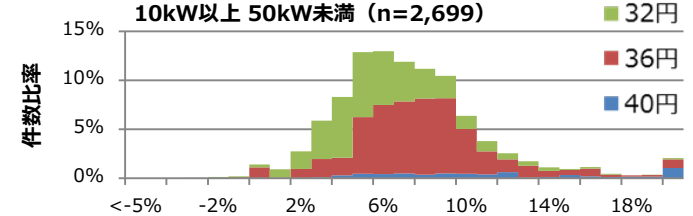
～パネル費用なども国際水準に比べ高止まり～



第12回 新エネルギー小委員会より

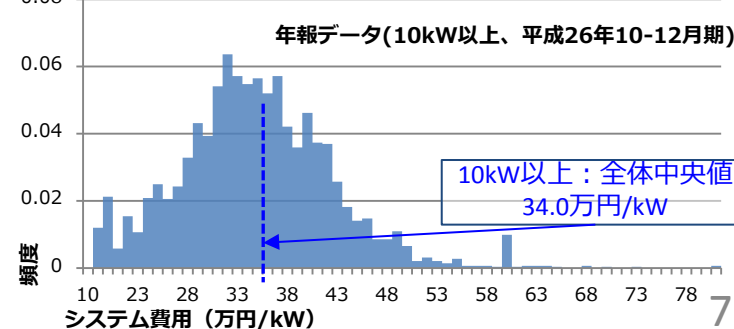
<太陽光発電のIRRの分布>

～収益性のバラつきが大きい～



<太陽光発電のシステム費用の分布>

～コストのバラツキが大きい～



課題③ (参考) ドイツにおける太陽光発電に関するFIT価格設定方式の変遷

- ドイツでは、2002年から価格低減率方式を設定していたが、太陽光導入の急拡大と賦課金上昇を受けて、国民負担抑制を図る観点から、2009年から導入量に応じて価格低減率を変化させる方式に変更。さらに、2015年からは入札制度に移行。
- また欧州各国においても、2000年代後半の太陽光パネルのコストの急速な価格低下の中で、FIT等の支援制度は、太陽光発電の大量導入と国民負担増の問題に直面し、入札制導入など大幅な制度の見直しや制度の停止に至る。

【ドイツの太陽光発電に関するFIT価格決定方式】

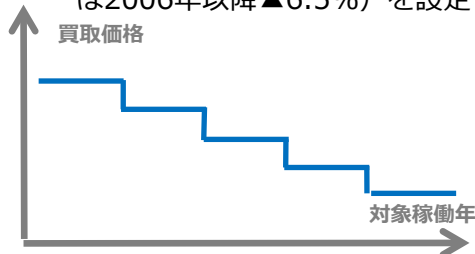


価格維持方式 (2000~01年)

- 2000年4月、再生可能エネルギー法により、50.62ユーロセント/kWhと規定（20年間適用。法改正を行わない限り、買取費用は変動せず。）

一定比率で毎年価格を低減させる方式 (2002年~08年)

- 長期的に一定年率の価格低減（建物固定は年▲5%、地上設置は2006年以降▲6.5%）を設定



100kWの太陽光発電（建物固定）
 2004年: 54ユーロ/kWh
 2005年: 51.30ユーロ/kWh
 2006年: 48.74ユーロ/kWh
 2008年: 46.30ユーロ/kWh
 2009年: 43.99ユーロ/kWh

導入量に応じて価格低減率を変化させる方式 (2009年から)

- 直近1年間の太陽光発電導入総量に応じて、買取価格を低減する仕組みを導入。ドイツは年間2.5GWの導入を想定。

年間新規容量	適用層 低減率	年間新規容量	適用層 低減率
7.5GW超	2.8%	2.6~3.5GW	1.0%
6.5~7.5GW	2.5%	2.4~2.6GW	0.5%
5.5~6.5GW	2.2%	1.5~2.4GW	0.25%
4.5~5.5GW	1.8%	1.0~1.5GW	0%
3.5~4.5GW	1.4%	~1.0GW	-0.5%

- 直近の導入量が想定より多い場合には、価格低減率が上昇するのに対し、想定よりも少ない場合には買取価格の上昇もあり得る。

入札方式 (2015年から試験導入)

- 事業者が支援を受ける価格水準について入札し、応札が安い順に落札。ドイツでは2015年より太陽光発電地上設備向けの入札方式を実施

年	入札期限・規模
2015年	<ul style="list-style-type: none"> • 2015年4月15日: 150MW • 2015年8月1日: 150MW • 2015年12月1日: 200MW 合計: 500MW ※2016年は400MW, 2017年は300MW

- 落札プロジェクトへの支援額はpay as bid方式。ただし2015年8月、12月の入札では試験的にuniform pricing方式を採用。

課題③ (参考) 欧州における太陽光発電に関するFIT制度等の変遷

■ 欧州では、2000年代後半の太陽光パネルのコストの急速な価格低下の中で、各国のFIT等の支援制度は、太陽光発電の大量導入と国民負担増の問題に直面し、入札制導入など大幅な制度の見直しや制度の停止に至る。

<p>ドイツ (2000年～)</p> 	<p>2000～01年 ・ 価格維持 ・ 累積容量上限を設定 (350MWとしたが、2003年に撤廃)</p>	<p>2002～08年 ・ 長期的に一定比率の低減率 (年▲5～6.5%) を設定</p>	<p>2009年～ ・ 直近導入量に応じた低減率導入 (2009年より1年毎、2012年1月より半年毎、2012年4月より月毎) ・ 年間導入量を2.5Gに改正</p>	<p>2012年4月 ・ 累積容量上限 52GWを設定。</p>	<p>2015年～ ・ 地上設置型太陽光は、入札に移行 (年3回実施)</p>	
<p>スペイン (1998年～)</p> 	<p>1998年～ ・ 設備稼働年に関わらず同一の買取価格を適用 ・ 2004年以降、法令であらかじめ定められた計算式に従って年毎に買取価格を改定</p>	<p>2009年～ ・ 設備稼働時期に応じて直近導入量に応じた低減率導入 (四半期毎) ・ 年間容量上限を設定</p>	<p>2012年1月 ・ 新規設備の申込を停止</p>	<p>2013年7月 ・ 既存設備を含めてFIT制度を廃止し、新たな支援制度に移行</p>		
<p>フランス (2002年～)</p> 	<p>2002年7月～ ・ 価格維持 ・ 2006年7月法改正時に価格改定</p>	<p>2010年～ ・ 立地点の日射条件で適用する買取価格を調整する仕組みを導入</p>	<p>2011年3月～ ・ 直近導入量に応じた低減率導入 (四半期毎) ・ 出力区分帯別の年間容量上限を設定</p>	<p>・ 制度開始当初より固定価格買取制度と不定期実施の入札制度を併用</p>	<p>・ 100kW超設備はすべて入札に移行</p>	
<p>イタリア (2005年～)</p> 	<p>2005年～ ・ 価格維持</p>	<p>2009年～ ・ 一定比率の低減率導入 (2009年より1年毎、2011年1月より4ヶ月毎、2011年6月より月毎)</p>	<p>2013年7月 ・ 累計年間支援額上限に到達し、新規設備の申込を停止</p>	<p>・ 累積容量上限を設定 (350MW → 1.2GW→3.5GWと法改正で引き上げ)</p>	<p>2011年6月 ・ 累積容量上限を 23GWに引き上げ</p>	<p>2012年8月 ・ 累積年間支援額上限 (67億ユーロ) を設定</p>
<p>イギリス (2010年～)</p> 	<p>2010年4月～ ・ 価格維持 ・ 2012年度以降は低減率を設定</p>	<p>2012年3月～ ・ 直近導入量に応じた低減率導入 (四半期毎)</p>	<p>2014年度～ ・ 5MW超の設備は、CfD FITで入札を実施</p>			

買取価格決定方式

- 事業用については、FIT制度施行により急激な導入拡大が進んでいる中でコスト効率的な事業者の導入を促すため、トップランナー方式を採用しつつ、事業者間の競争を通じた更なる価格低減を実現するため入札制度を活用してはどうか。
- 住宅用（10kw未満）については、自家消費を中心とする家庭への導入を行うものであり競争入札に馴染まないことから、予め価格低減スケジュールを設定する方式を採用してはどうか。

入札制度活用のイメージと検討課題

- FIT認定の申請に先立ち、買取価格に関する入札を行い、入札価額の低い事業者から優先的に、申請を行う権利を得る仕組みとしてはどうか。

1. 入札参加者の要件

- 事業実施の可能性が高い事業のみを認定するとの新認定制度の趣旨に鑑み、入札参加時点で、場所・設備の仕様の決定や系統接続等、FIT認定の要件を確保できることを確認するべきではないか。

2. 落札者による実施の担保手段

- ドイツでは、失効期限（24ヶ月）、保証金等を措置。

3. 落札者に適用する買取価格

- ドイツでは、①pay-as-bid方式（各事業者の入札価額を買取価格とする）、②uniform price方式（入札価額の安い順に落札者を決定し、最後の落札者の入札価額を全事業者共通の買取価格とする）の2つを試行実施。

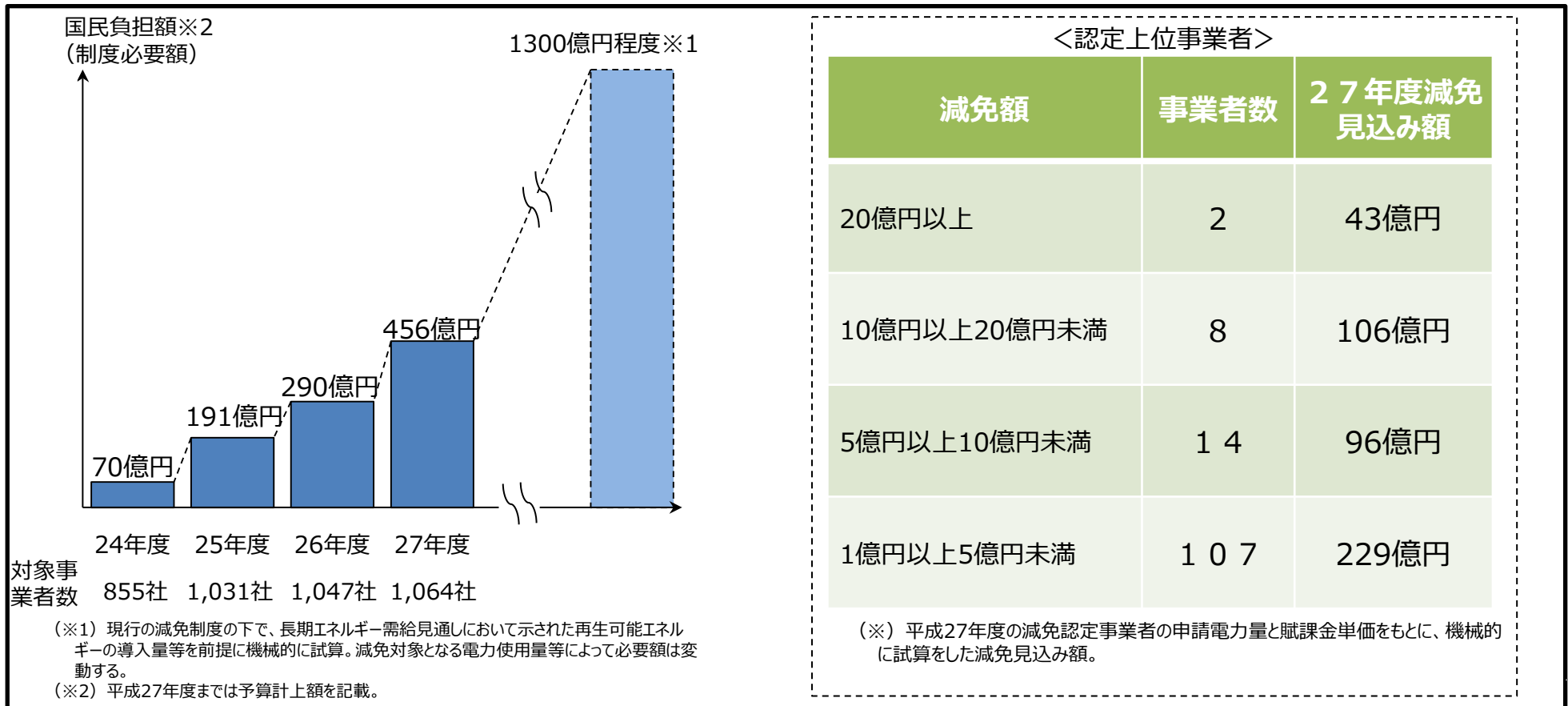
4. 関連情報の提供

- 地域の小規模電源など様々な主体が参加しやすくなるよう、関連情報の提供など、制度上の配慮を検討する必要。

課題③ 賦課金減免制度について

- 賦課金減免制度は、国際競争力の維持・強化の観点から、電力多消費事業者の売上高千円当たりの電気使用量（kWh）が、製造業では平均の8倍（非製造業は14倍）以上となる事業を行う事業所について、その賦課金負担の8割を減免。原資は政府予算により手当て。
- 制度運用後3年間を経過する中、減免制度に対して、①国民負担（制度の必要額）が増大し、減免対象とならない他の電気利用者との間に不公平が生じているのではないかと、②電力多消費産業への支援は、予算の使い方としては、省エネ努力の有無等に関わらず交付される単なる電気代補助として行うよりも、費用対効果の高いものに振り向けていくべきではないか等の指摘がある。

<減免制度に係る国民負担額>



(※1) 現行の減免制度の下で、長期エネルギー需給見通しにおいて示された再生可能エネルギーの導入量等を前提に機械的に試算。減免対象となる電力使用量等によって必要額は変動する。

(※2) 平成27年度までは予算計上額を記載。

(※) 平成27年度の減免認定事業者の申請電力量と賦課金単価をもとに、機械的に試算をした減免見込み額。

課題④ リードタイムの長い電源（風力・地熱・水力） 導入拡大

- 風力・地熱・水力のようにリードタイムが長い電源の場合、事業化決定後も、適用される買取価格が決定していないリスクを負いながら、事業の具体化（環境アセスメントや地元調整等）を進めざるをえないのが現状。
- 開発に一定期間かかる地熱発電や風力発電等にとって①数年先の認定案件の買取価格を決定することで事業化決定のリスクが軽減されることとなり、開発促進に繋がることが期待される。併せて②環境アセスメントの迅速化や③接続申込ルールの見直しも進めていく必要がある。

参考：地熱発電の開発フロー（3万kWを想定）

① 数年先の認定案件の買取価格を決定

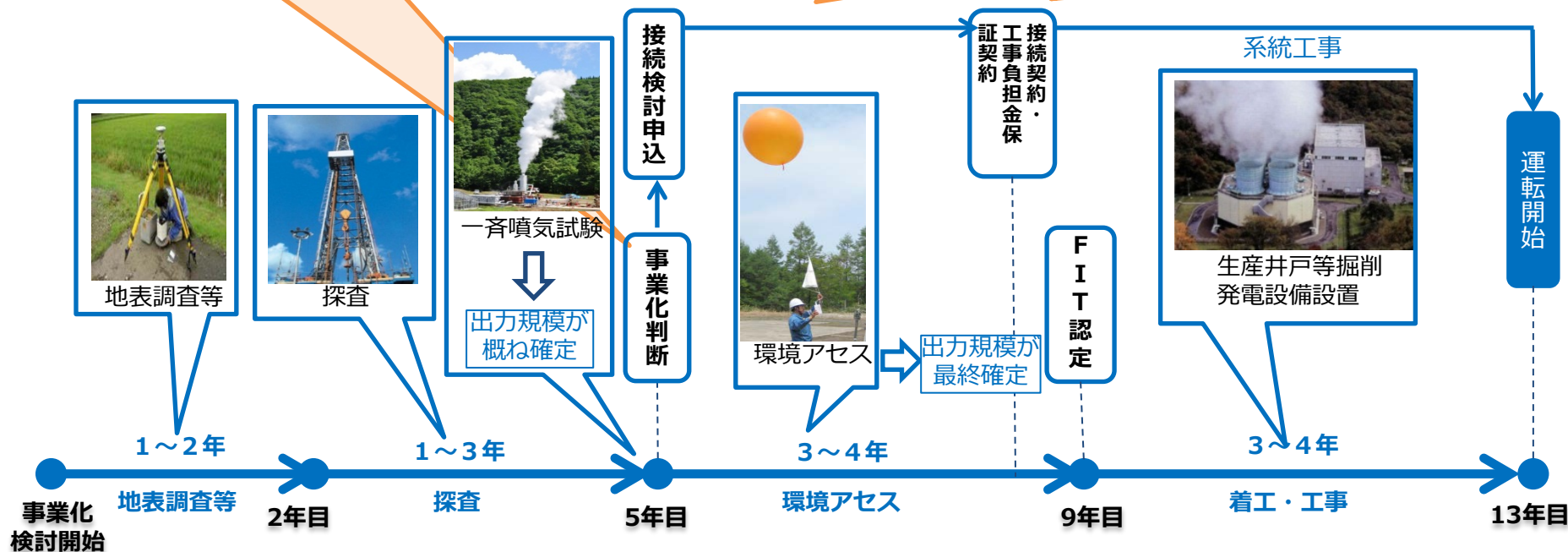
- 事業化判断の際に環境アセス後（3-4年先）の認定案件の買取価格が決定されていることで事業の予見可能性が高まる。

② 環境アセスメント手続きの迅速化

- 通常3~4年かかるとされている環境アセスメント手続き期間の半減を目指す。

③ 接続申込ルールの見直し

- 現行のFIT認定取得前の接続申込を可能とするよう、今後の運用を明確化し、接続申込の早期化を図る。



課題⑤ 電力システム改革を活かした再エネ導入

- 再生可能エネルギーの導入拡大による系統面での制約の解消については、国民負担にも留意しつつ、送電網の整備に関する更なる手続・負担ルールの明確化により推進することが重要。
- 送配電による買取や広域的な系統運用、出力制御の公平性確保等を通じ、自然変動電源である太陽光や風力を既存の電力系統で最大限受け入れていくことが重要。

①送電網の整備

(i) 連系線・基幹系統

- システム改革第1弾で設立された電力広域的運営推進機関による「広域系統長期方針」及び「広域系統整備計画」の策定。
- 系統整備費用の公正且つ透明な負担のための「費用負担ガイドライン」策定（昨年11月）。

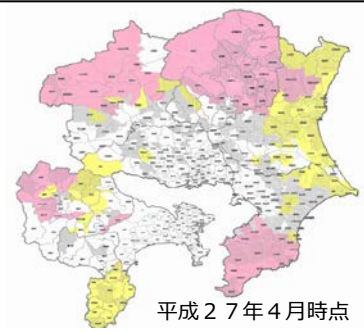
(ii) ローカル系統

- 系統情報公表ルール改正（昨年11月）により、より詳細な系統の空き情報等の公表を求めることとし、参入する再エネ事業者の事業予見性を高める。
- ローカル系統増強のための入札募集ルールを整備し、再エネ事業者からの希望により入札を実施。

(参考) 東京電力エリアの系統制約と対応

赤色：現在、特別高圧系統の空容量が不足し、連系制約が発生しているエリア
黄色：今後、特別高圧系統の空容量が不足し、連系制約が想定されるエリア

群馬県北部などの地域に太陽光発電が集中的に導入された結果、系統制約が顕在化。
そのため、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。



②需給調整力の向上

需給調整力を柔軟・効率的に活用することにより、既存の電力系統で再生可能エネルギーの最大限の受入れを実現する。

(i) 買取義務者の変更（小売→送配電）

需給調整を行っている送配電事業者に再エネの買取を行わせることにより、揚水発電所の活用やエリアを越えた広域融通による再エネの受入れ拡大が容易に。

(ii) 広域的な系統運用

連系線を活用し、エリアを越えた広域融通を行うことにより、出力制御をできる限り低減することが必要。このため連系線利用ルール、費用精算ルール等の見直し・明確化を図る。

(iii) 出力制御の公平性確保

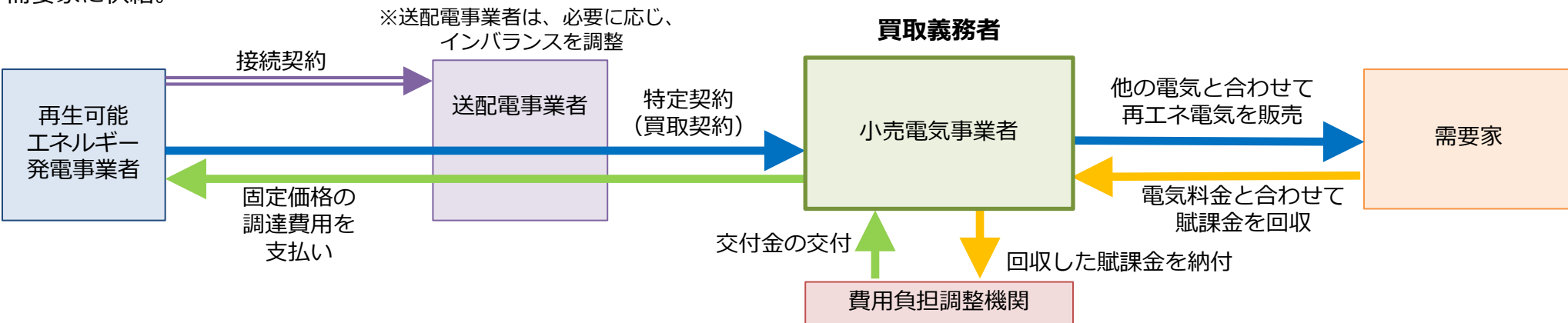
出力制御の最小化と事業者間の公平性確保のため、再エネ電源の出力制御のルール整備を行う。

課題⑤ 小売買取と送配電買取の違い

- 買取義務者について、①小売電気事業者とする場合、②送配電事業者とする場合が考えられるが、それぞれの特徴は以下のとおり。

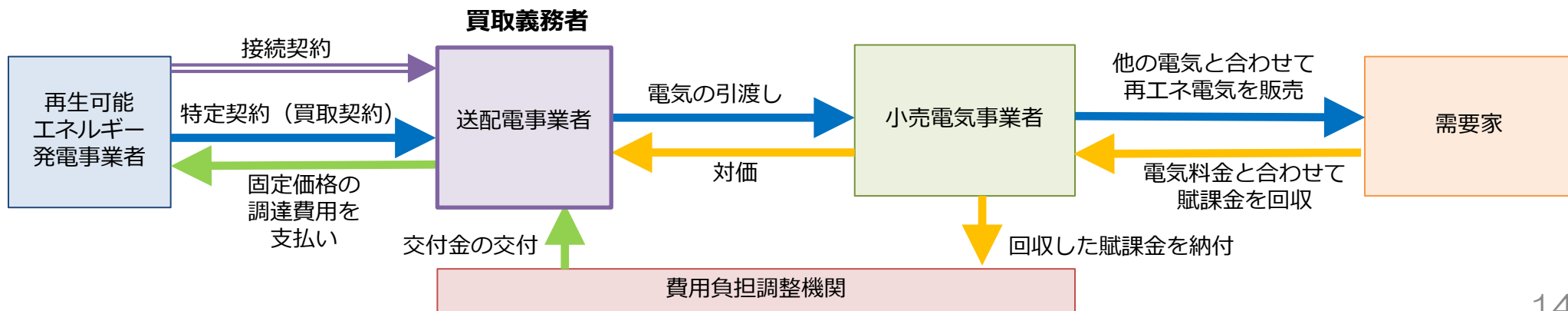
①小売電気事業者を買取義務者とする場合

個々の小売電気事業者が、認定を受けた再生可能エネルギー電源から生み出された電気を買取り、調達した電気を他の電気と合わせて需要家に供給。



②送配電事業者を買取義務者とする場合 (イメージ)

各エリアの送配電事業者が、認定を受けた再生可能エネルギー電源から生み出された電気を買取り (注：法制的な整理は別途必要)、小売電気事業者に市場経由又は割付けを通じて引き渡し、小売電気事業者が他の電気と合わせて需要家に供給。

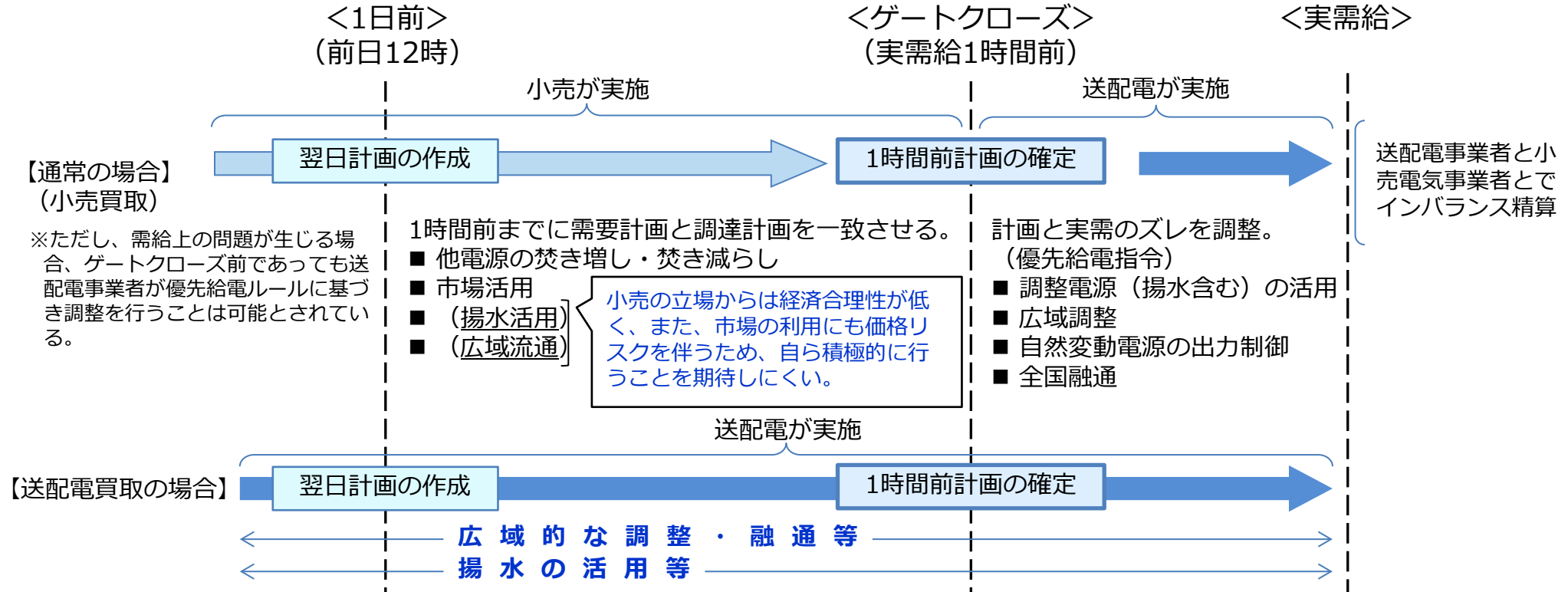


課題⑤ 送配電買取の主なメリット

① 需給運用の柔軟化

- 送配電事業者が需給調整を直接行うため、揚水発電所の活用や広域融通等がより行われやすくなる。

<需給運用のイメージ>



② 制度の簡素化

- 発電計画値と発電実績値の差であるインバランスの精算ルールが簡素化する (FITインバランス特例が不要)。
- 買取義務者が自ら出力制御を行うことにより、出力制御時の業務フロー、権利義務関係等が簡素化する。

③ その他

- 特定の小売電気事業者への買取の集中が回避され、競争中立的となる。
- 送配電事業者は倒産リスクが非常に低いため、買取の安定性が保証される。

課題⑤ 送配電買取における小売電気事業者への引渡し方法

- 送配電買取における小売電気事業者への引渡し方法については、①市場経由の引渡しを基本とした上で、②売り先が決まっている場合には当該小売に引渡すこと、③沖縄や離島等、市場が活用できない場合等に小売への割付けにより引き渡すことを可能としてはどうか。
- それぞれの方法について、今後、課題への対応策を検討し、詳細設計を行うことが必要。

方法	電気の流れのイメージ	特徴
①市場経由の引渡し	<pre> graph LR FIT1[FIT電源] --> SD[送配電事業者] FIT2[FIT電源] --> SD SD --> WPE[卸電力取引所] </pre>	<ul style="list-style-type: none"> ○ 小売への配分が最も経済合理的に行われる。 △ 市場規模に比して大量のFIT電気が供出される場合の影響への対応が課題。
②売り先が決まっている場合 (発電・小売双方が希望する場合を想定)	<pre> graph LR FIT[FIT電源] --> SD[送配電事業者] SD --> RE[小売電気事業者] FIT --> RE </pre> <p>※FIT発電事業者と小売との間に個別の契約が締結される。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ○ 送配電が買い取った上で小売に引渡しを行うので、発電側から見た買取の安定性は保証される。 △ 広域融通など、送配電買取のメリットが減殺される。 ※ 「FIT電気」との表示が可能。
③小売への割付け	<pre> graph LR FIT1[FIT電源] --> SD[送配電事業者] FIT2[FIT電源] --> SD SD --> RE1[小売電気事業者] SD --> RE2[小売電気事業者] </pre> <p>※個別の電源は特定されず、小売にはkWhだけが渡される。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ○ 沖縄や離島等、市場が活用できない場合にも売渡しが確保できる。 △ 小売の調達自由度が相対的に低下する。 ※ 「FIT電気」との表示が可能。

再生可能エネルギー導入促進関連制度改革小委員会報告書（案）の概要

【制度見直しの目的】

エネルギーミックスにおける2030年の再生可能エネルギーの導入水準（22-24%）の達成のため、固定価格買取制度等の見直しが必要

エネルギーミックスを踏まえた
電源間でバランスの取れた導入を促進
(現状：FIT認定量の約9割が事業用太陽光)

国民負担の抑制のため
コスト効率的な導入を促進
(現状：買取費用が約1.8兆円に到達)

電力システム改革の成果を生かした
効率的な電力の取引・流通を実現
(現状：電力系統面での制約が顕在化)

再生可能エネルギーの最大限の導入と国民負担の抑制の両立

【制度見直しの方針】

○：法改正が必要な項目 ●：運用等で対応可能な項目

1. 認定制度の見直しと未稼働案件※への対応

- 報告徴収・聴聞手続を通じた認定取消の取組を更に強化。
 - 発電事業の実施可能性を確認した上でFIT認定する新しい認定制度を創設。
 - ✓ 系統への接続契約締結をFIT認定の要件とする（価格決定は認定時）。
 - ✓ 既認定案件は、運転開始済や接続契約締結等の要件を満たした案件は新しいFIT認定とみなし、その他の案件は改めて認定の取得を求める（系統入札等の場合は一定の猶予期間を検討）。
- ※認定済未稼働案件数：H24～25年度認定案件で約36万件

2. 長期安定的な発電を促す仕組み

- 事業者の適切な点検・保守や発電量の定期報告、事業後の廃棄・リサイクル等の遵守事項を定め、違反時の改善命令・認定取消を可能とする。
- 関係する土地利用規制等の遵守確認、認定情報の公表や地方自治体への提供スキームの構築に取り組む。

5. 電力システム改革を活かした導入拡大

- 「広域系統整備計画」に基づき、計画的な広域系統の整備を進める。
- ローカル系統の制約に対応するため、系統情報や工事費単価の公表を行う。また、引き続き、入札募集ルールを活用し、系統増強費用を共同負担。

3. コスト効率的な導入

- 中長期的な買取価格の目標を設定。
- トップランナー方式等のコスト効率的な買取価格決定方式から最適な方式を選択。
 - ✓ 事業用太陽光は入札方式（小規模に配慮し、大規模から対象化）
 - ✓ 住宅用太陽光や風力は予め価格低減スケジュールを設定する方式
- 賦課金減免制度は、持続可能な仕組みとすべく、賦課金活用により原資を確保しつつ、対象事業者の省エネの取組や国際競争力への影響等を確認（減免率についても検討）。

4. リードタイムの長い電源の導入拡大

- リードタイムの長い電源は数年先の認定案件の買取価格まで予め決定。
- 環境アセスメント期間(通常3~4年)の半減等、必要な規制改革に取り組む。
- FIT認定前であっても系統への接続申込ができるよう運用を変更。
- 各電源毎の課題に応じた支援の在り方を検討。
 - ✓ 地熱・中小水力は、補助等も含め初期投資への支援を拡充することを検討。
 - ✓ バイオマスは、安定的な燃料調達に向けた支援を強化。

- FIT電源の買取義務者を小売事業者から送配電事業者に変更し、より円滑に広域融通を進める。買取後の電気は市場経由以外に小売への直接引渡しも可能とする。
- 再生可能エネルギー事業者間で公平な出力制御ルール¹⁷の整備に取り組む。

参考資料

- 研究開発
- 規制改革
- 系統制約
- エネルギー革新戦略

太陽光発電の低コスト化と長期自立化

- 太陽光発電の自立・安定化のためには、基盤となる発電システムの低コスト化とともに、自然変動する出力の予測・制御技術や系統運用技術の高度化が重要。
- **太陽光発電**の低コスト化には、設備利用率、変換効率、システム単価、運転年数等の改善が重要であり、太陽光パネルの変換効率向上・製造コスト低減を徹底的に進めるとともに、発電システム全体での低コスト化に向けた周辺機器の高機能化・長寿命化のための技術開発を実施。また、将来の使用済みの太陽光パネルの発生を見据え、リサイクル技術の低コスト化技術開発を実施。
- 太陽光発電が20年の固定価格買取制度上の買取期間終了後も、継続して可能な限り長期に渡って発電を継続することを促すことにより、太陽光導入に必要な国民負担・コストの最小化を図ることが可能となる。このため、法律制度上、発電事業者に対し、適切な点検保守等の長期安定発電を確保するための遵守事項を定め、一定の規律を及ぼす仕組みとすべき。
- 太陽光発電の十分な低コスト化が実現できれば、将来的には固定価格買取制度による支援に依らず、自立的な更新投資による発電事業が促進され、長期安定的な再生可能エネルギー発電の基盤が構築されることが期待される。「PV100年構想」

<太陽光発電>

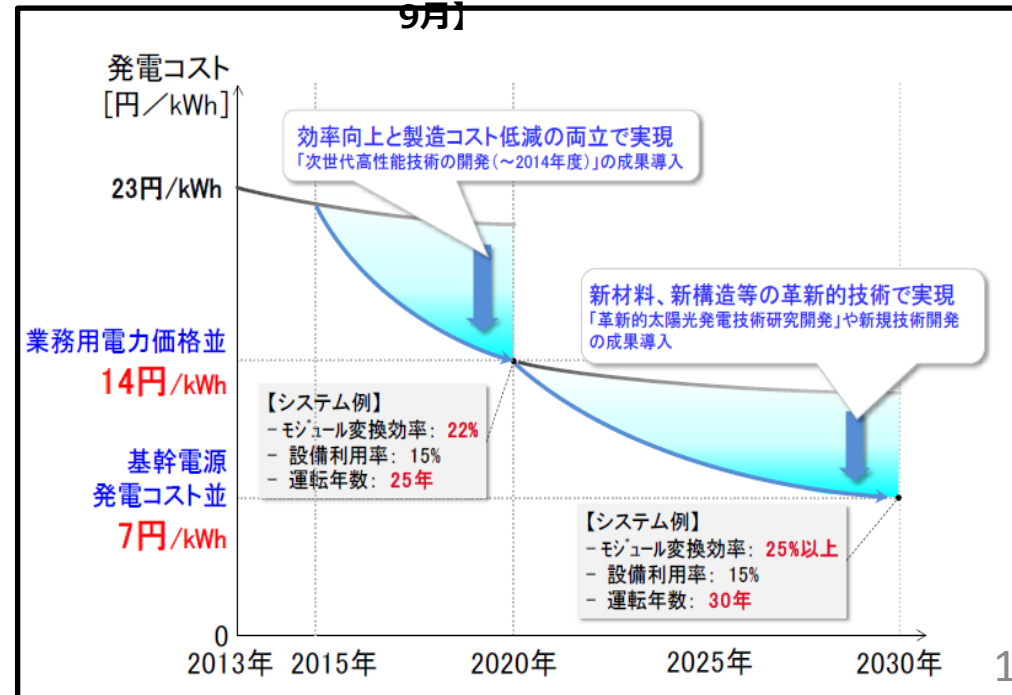
<高性能・高信頼性太陽光発電の発電コスト低減技術開発>
(平成28年度概算要求 51億円)

- 2020年に14円/kWh、2030年に7円/kWhの発電コスト低減を目指す(NEDO PV Challenges, 2014)。
- ウェハの薄型化や低コスト材料を活用した、先端的な結晶シリコン太陽電池やCIS太陽電池の低コスト化開発、塗るだけで比較的高効率に発電可能なペロブスカイト太陽電池等の開発を実施。

<太陽光発電システムの維持管理及びリサイクル>
(平成28年度概算要求 9億円)

- I. 太陽光発電システム効率向上・維持管理技術開発
 - 材料や設計の見直しによるパワーコンディショナーの長寿命化、設備健全性モニタリングシステムの開発、架台の耐腐食性・耐久性の向上等により、平成30年度に維持管理費の30%低減を目指す。
- II. 太陽光発電リサイクル技術開発
 - 銀や銅等の有価物を効率的に取り出すため破碎・溶出等のリサイクル手法開発・評価を行い、リサイクル処理費5円/Wを目指した技術の開発を目指す。

【太陽光発電開発戦略 (NEDO PV Challenges) 2014年



太陽光発電の系統制御高度化に向けた技術開発

- 自然変動電源である太陽光発電や風力発電の導入を拡大しつつ、出力制御量を低減するため、電力各社の需給運用の実態を踏まえながら、予測技術と制御技術を組み合わせた技術開発を推進。
- また、一時的に電気を貯めておく蓄電池は今後の有効な対策の一つであるが、コストが依然として高く、低コストでの導入につなげるための技術開発や実証を実施。
- さらに、再生可能エネルギーの導入拡大に必要な調整力を増大するため、需要家側の創エネ、蓄エネ、省エネを最適に組み合わせるエネルギーマネジメント実証を実施。

<予測制御技術の高度化>

<電力系統出力変動対策技術研究開発>

(28年度概算要求85億円)

- 平成30年度に、大幅な導入拡大が期待される風力を中心に、その発電量の予測技術を高精度化・実用化することを目指す。これにより、最小の出力変動への対応で最大の再生可能エネルギーを受け入れられるような予測技術と制御技術の組み合わせ開発を実施。
 - 全国50箇所への風況モニタリングシステムの設置、データ解析による発電量の予測高度化
 - 予測データを活用した蓄電池等の制御技術の開発
 - 実系統（東京都新島）を活用した系統運用の実証試験
 - 太陽光・風力の遠隔出力制御システムの開発

<系統用蓄電池の研究開発・実証>

<再エネ余剰電力対策技術高度化事業>

(26年度補正予算65億円)

- 余剰電力対策として、蓄電池の設置コストを2020年までに（蓄電池と同様の機能を有する）揚水発電並の2.3万円/kWhにするための技術開発を実施。

<大型蓄電システム実証>

(24年度予備費296億円

及び26年度補正予算317億円)

- 基幹系統に大型蓄電池を設置し、再エネを最大限受け入れるための実証を実施。

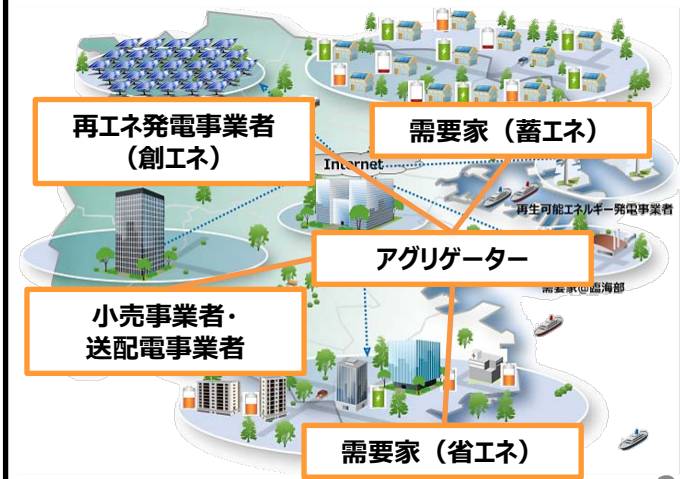
事業者	電池の種類	電池の規模	設置場所
北海道電力 +住友電気 工業（共同）	レドックス フロー電池	1.5万kW 6万kWh	南早来 変電所
東北電力	リチウムイオン 電池	4万kW 2万kWh	西仙台 変電所
東北電力	リチウムイオン 電池	4万kW 4万kWh	南相馬 変電所
九州電力	NAS（ナトリウム 硫黄）電池	5万kW 30万kWh	豊前 変電所

<エネルギーマネジメント技術実証>

<VPP (Virtual Power Plant) 実証>

(28年度概算要求39.5億円)

- 自然変動電源の受け入れ拡大に必要な調整力増大のため、需要家側の創エネ（太陽光発電等）、蓄エネ（蓄電池等）、省エネ（エネファーム等）を最適に組み合わせた、新たな需給調整メカニズムを構築する実証を実施。



地熱発電・中小水力発電の導入拡大に向けた技術開発

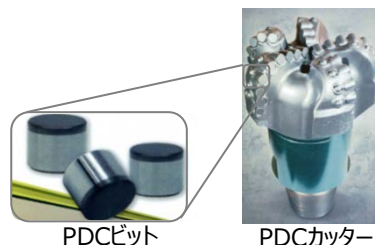
- ベースロード電源である地熱発電や中小水力発電を最大限導入拡大していくためには、技術開発を通じて開発リスクの低減や低コスト化を図ることで、導入可能地点を拡大し、そのポテンシャルを最大限活用することが重要。
- **地熱発電**については、地下の地熱資源の把握が困難であることから、他の再生可能エネルギーと比して高い開発コスト・開発リスクを低減するため、地熱資源をより正確に把握するための技術開発等を実施。また、蒸気・熱水を安定的に採取できず、発電出力が変動し事業継続リスクが顕在化している発電所が一部存在することから、蒸気・熱水の採取量の最適化・安定化を実現するための実証実験を実施。
- **中小水力発電**については、運転開始から40年を超え設備更新の時期を迎えている水力発電所が約半数に達していることから、最新の解析技術を用いた高効率かつ低コストな水車を開発し、更新時の出力拡大を促進。また、新規開発が可能な地点は十分な落差が確保できない等経済性が低い地点であることが多いため、低落差水路での水力発電等の低コスト化・高効率化の技術開発を実施。

<地熱発電>

<地熱発電技術研究開発>

(平成28年度概算要求24億円)

- 掘削失敗リスク(1坑井約5億円)の低減のため、探査データの統合解析等により地下構造を三次元で可視化するとともに、その分解能を従来より10倍以上向上させる技術を開発。
- 地下調査・探査のコストの97%を占める坑井掘削の低コスト化及び短期間化のため、石油開発より固い地盤を掘削する地熱開発に適した多結晶人工ダイヤモンド薄層(PDC)ビット及びカッターを開発。



- 蒸気・熱水の採取量の最適化・安定化を実現する人工涵養の実証実験を福島県柳津西山地熱発電所において実施。

<中小水力発電>

<高効率水車の開発>

(平成28年度概算要求40億円の内数)

- 平成32年度までの事業であり、発電設備の高効率化・低コスト化を図る。
- 数値解析により高効率な水車をデザインするとともに、従来の工程数が多く費用がかさむ鋳造や溶接ではなく、切削技術により水車を製造する手法を開発し3割のコストダウンを実現。
- 落差が低い水路でも発電可能で比較的構造が簡易ならせん水車を開発し、従来では経済性が低く発電が行えなかった地点の活用を推進。



数値解析による高効率水車の開発



低落差水路での発電

規制改革の積極的な推進

- 再生可能エネルギー導入拡大に向けて、これまで累次の規制・制度改革を実施。
- 今後も、地方自治体や事業者等の要望を的確に収集・反映し、関係省庁と密接に連携しつつ、必要な規制の合理化に積極的に取り組んでいくことが重要。

◀これまでの主な規制改革▶

太陽光	<ul style="list-style-type: none">➢ 電気事業法において電気主任技術者の選任や保安規定の届出が不要である一般用電気工作物の対象を、20kW未満から50kW未満へと引き上げた。（平成23年6月）➢ 太陽光発電所について工場立地法の届出を不要とするとともに、工場で自家発用だけでなく売電用の太陽光発電施設を設置する場合にも、その施設を工場に一定割合必要な「環境施設」の一つとみなすことを可能とした。（平成24年6月）➢ 農地におけるソーラーシェアリング（支柱を立ててその下部の農地で営農を継続する太陽光発電）について、設備の設置における農地法の転用許可の取扱いを明確化した。（平成25年3月）
風力	<ul style="list-style-type: none">➢ 浮体式洋上風力発電設備について、タワーは建築基準法及び船舶安全法に基づく二つの審査が必要であったところ、建築基準法の規制対象から外し、船体・係留とまとめて船舶安全法の規制対象とすることで、審査手続を円滑化した。（平成24年7月）➢ 陸上風力及び着床式洋上風力発電設備については、電気事業法に加え、タワー及び基礎部分は建築基準法の規制対象となっていたところ、この規制を外し、電気事業法の規制に一本化することで、審査手続を円滑化した。（平成26年4月）
地熱	<ul style="list-style-type: none">➢ 電気事業法において、小規模なバイナリー発電に係るボイラー・タービン主任技術者の選任及び工事計画届出等を不要とした。（平成26年5月）➢ 自然公園法において、国立・国定公園内における第1種特別地域への同区域外からの傾斜掘削規制や、第2種特別地域・第3種特別地域における建築物の高さ規制について、条件付で認めるべく環境省自然環境局長通知を発出。（今後、同通知の解説を公表する予定。）（平成27年10月）
中小水力	<ul style="list-style-type: none">➢ 電気事業法において、ダム水路主任技術者の外部選任を可能とした。（平成24年3月）➢ 既に河川法上の水利使用許可を受けて取水している農業用水等や、ダム等から一定の場合に放流される流水を利用して発電する従属発電について、許可制に代えて登録制を導入し、手続を簡素化・円滑化した。（平成25年12月）
バイオマス	<ul style="list-style-type: none">➢ 電気事業法において、ボイラー・タービン主任技術者の外部選任を可能とした。（平成24年3月）➢ 取引されるバイオ燃料が廃掃法上の「廃棄物」に該当するかを都道府県等が判断する際の輸送費の取扱いについて、逆有償（引き渡し側が売却代金を上回る輸送費を負担）でも廃棄物に該当しないと判断しうる場合を明確化することで、バイオ燃料の広域での利用を促進した。（平成25年3月）
全般	<ul style="list-style-type: none">➢ 農山漁村再生可能エネルギー法に基づく「基本計画」を定めた市町村においては、発電事業者が当該市町村から「設備整備計画」の認定を受けることで、①関係する農地法や自然公園法等の許可があったものとみなすとともに（手続のワンストップ化）、②再生利用が困難な荒廃農地等については、第1種農地であっても転用することを可能にした。（平成26年5月）

環境アセスメント手続の迅速化等

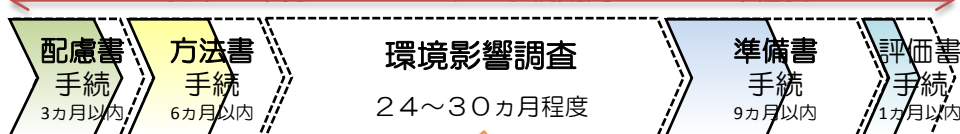
- 大規模開発が必要な地熱発電や風力発電等は、環境アセスメント手続に長期間を要し、事業規模・地点の確定に時間がかかるなど、事業見通しをつける上での懸念となっている。そのため、事業開始への予見可能性を高め、導入拡大を図るためには、こうした手続の迅速化等に取り組むことが重要。
- 現在、国や地方自治体による審査期間の短縮に取り組むとともに、経済産業省と環境省で連携して環境アセスメント手続の迅速化に向けた環境影響調査の前倒し実証事業に取り組んでおり、当該実証を通じて、前倒し手法の確立を目指していく。
- 風力の環境アセスメントに関しては、業界団体より、1万kW以上が対象となっているなど、国際的にみても厳格な水準となっているため、規模要件や参考項目の見直しをしてほしいとの要望が寄せられている。

<環境アセスメント手続の迅速化>

- 通常3～4年かかるとされている環境アセスメント手続期間の半減を目指し、以下の取組等を推進。
 - ①国や自治体によるアセスメントの審査期間を短縮。（例えば準備書の標準審査期間270日を106～208日に短縮した事例あり）
 - ②事業者の環境影響調査を前倒し、他のプロセスと同時並行化する上では、調査の手戻りリスクやより手厚い調査の必要性等が懸念となりうる。そのため、経済産業省・環境省の連携実証事業により、採択案件への予算面・技術面でのサポートを行いつつ、実際の課題の特定や解決手法の確立を目指す。（先行している案件においては、配慮書届出から準備書届出まで12～15ヵ月程度で行うなど、手続の迅速化や事業見通し早期化を実現した事例あり）

<環境アセスメント手続の迅速化に向けた取組イメージ>

従来の環境アセスメントの手続期間 3～4年程度



①審査期間の短縮化

②環境アセスメント
調査早期実施実証事業

<風力アセスについての業界要望>

- 業界からは、規模要件の1万kW以上から5万kW以上への緩和や、参考項目の見直し（例えば、工事の実施を要因とする窒素酸化物項目等の除外）といった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
フランス	高さ50m以上の風車が1基以上 又は 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
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
中国	環境敏感区内で5万kW以上
韓国	10万kW以上
日本	1万kW以上

適切な土地利用と地域社会との共生

- 発電設備の設置の増加に伴い、土地利用に関する防災上の懸念や地域住民とのトラブルが生じているケースもあり、長期安定的な事業実施に当たっては、その設置場所を巡る土地利用規制の遵守や地域社会との共生が不可欠。
- 固定価格買取制度においても、土地利用規制等の遵守を確保するための仕組みを構築することが重要。併せて、各種土地利用規制における再生可能エネルギー発電施設の位置づけについて、関係省庁と継続的に協議していく。
- また、景観問題への対応等の地域住民との共生を図る観点から、地方自治体の行政に必要な情報（認定情報）を適切な形で情報提供・共有できる仕組みを構築することが有効ではないか。

<発電事業者による関係法令の遵守>

- 発電設備そのものの保安については電気事業法上の電気保安規制等が設けられている一方、設備を設置する土地の利用に関しては、土地の種類や各種法目的に応じた各規制法において規制が設けられている。
- 本年4月以降、固定価格買取制度における認定時の運用として、設置場所に関する関係法令の手続き状況について報告を求め、申請者が関係法令の手続きを遺漏なく行うよう求めている。
- 今後、固定価格買取制度において、認定取得後の事業実施について、長期安定的な発電を実施させるために、他法令の遵守について一定の規律を及ぼすことができる仕組みの構築を検討。

<主な土地利用規制法>

- 農地法
- 森林法
- 河川法
- 環境影響評価法
- 自然公園法
- 都市計画法
- 国土利用計画法

等

<認定手続における発電事業者の責務強化>

(第2回小委にて議論)

○遵守事項の設定

- 適切な点検・保守を行うこと
- 発電量を的確に計測すること
- 発電量等の定期的報告を行うこと 等

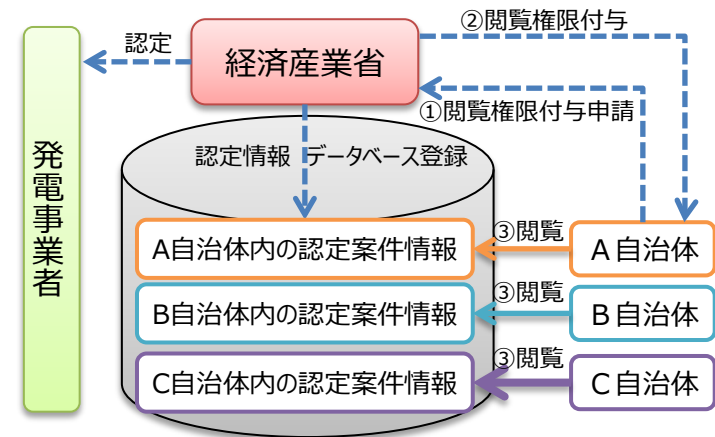
○改善命令等

- 遵守事項に違反した場合、経済産業大臣が改善を求める。
- 改善命令に従わない場合、認定の取り消しを可能とする。
- ※ 他法令への不適合であって適正な事業継続が困難である場合にも、認定取り消し等の是正措置を講じることができるよう措置。

<地方自治体への情報共有>

- 現行制度の運用として、本年8月より、立地規制等の法令遵守確認のために自治体から要望があれば、一定の条件の下で認定情報を提供することとしている。
本年中を目途にオンラインでの情報提供システムも運用開始予定。
- 更に、今般の制度見直しに当たり、今後は認定情報を原則公表とする仕組みとすることを検討。(第2回小委にて議論)

<オンラインでの情報提供スキーム（構築中）>



設備の安全性の確保

- 再生可能エネルギーは小規模分散型の新しい形の電源であり、長期安定的に発電していくためには、国民理解を得つつ導入を進め、設備の安全性の適切な確保を図っていくことが重要。
- 風力発電については、重大事故の発生を踏まえ、技術基準の強化や定期検査制度の導入を措置。太陽光発電についても、台風等に伴う発電設備の事故が散見されており、電気保安規制を含めた安全確保のための取り組みの強化について検討を行う。
※設備の点検・保守管理等の責務の強化については、第2回小委員会で議論していただいた。
- 再生可能エネルギーの導入拡大等を踏まえ、電気保安規制については、メリハリのある規制への見直し（スマート化）に向けた検討を進めているところ。

<風力発電設備の安全性の確保>

- 我が国では、乱流が発生しやすい尾根や、雷の多い地域にも風車が立地しており、近年、ナセルやブレードの落下事故など、大規模な事故が発生。



風力発電の事故事例

- このため、風力発電設備について、
①乱流対策や落雷対策について技術基準を整備するとともに、
②電気事業法改正（本年6月）において、設備の定期安全管理検査を導入。

<太陽光発電設備の安全性の確保>

- 太陽光発電設備については、電気事業法に基づき、風荷重等に対し損壊しないよう強度の基準を定めているが、群馬県での突風や九州での台風による事故などが発生。



強風による事故事例

- このため、太陽光発電設備の安全性を確保する観点から、
①設備強度について適切な対策がなされているか調査を実施。
②地方自治体と連携し、保安基準を満たさない事業者の指導等を行う。適正な事業継続が困難な場合には、認定取り消し等の是正措置を講じる仕組みを検討（P7再掲）。
③事故情報の収集・分析を行いつつ、必要があれば、電気保安規制の見直し等の検討を行う。

<電気保安規制のスマート化>

- 産業構造審議会電力安全小委員会において検討を進める、「電気保安規制のスマート化」のコンセプトは以下のとおり。

<コンセプト>

（民間の自主性を尊重したメリハリある規制への見直し）

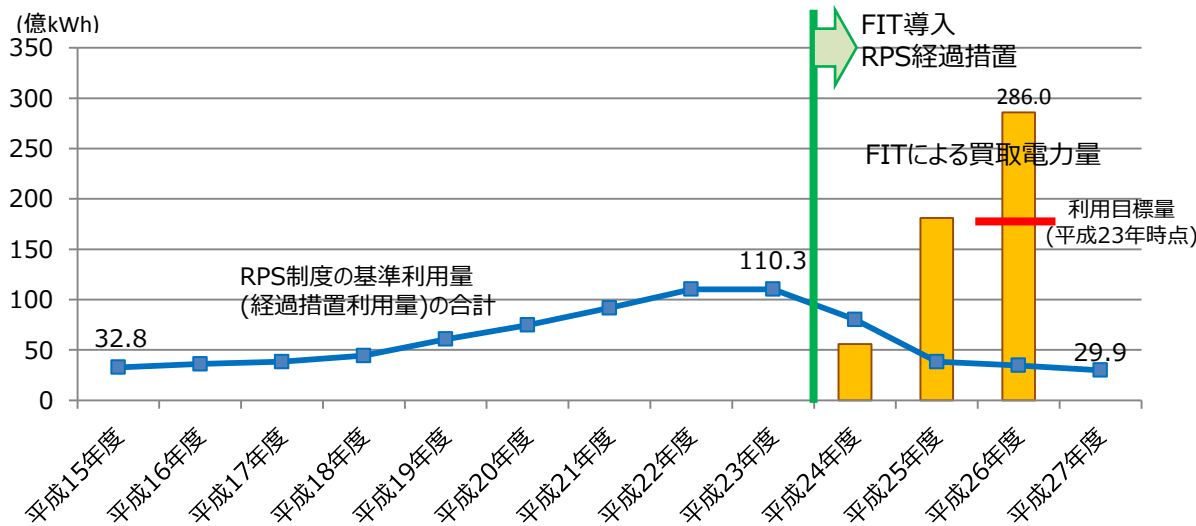
- ①設備毎のリスクを評価し、規制内容（工事計画など）を最適化
- ②技術基準の更なる性能規定化により、民間の責任の下で、柔軟に新技術・創意工夫を取り入れ（現行基礎の遵守にとどまらないより高い保安水準を実現する取組）
- ③サイバー攻撃等の新たな脅威に対する備えの強化
- ④事故情報の水平展開や効果的な保守管理技術の積極活用・規制代替を通じた保安水準の引き上げ

- 例えば、温泉発電、小型バイオマス、小水力発電設備等の維持・運用の監督者である主任技術者について、リスクに応じた柔軟な選任形態（外部委託等）を可能にすることを検討。

R P S 制度の経過措置の廃止

- 平成15年に全面施行されたR P S 制度は、新エネルギー等電気の利用目標量を定め、電気事業者に対してその利用を義務付ける制度であり、目標に向かって「基準利用量」を毎年増加させていた。
- **R P S 法は、再生可能エネルギー特別措置法の施行時に廃止されたが**、R P S 制度の下で設置された認定設備の投資回収ができなくなる恐れがあったこと等により、「**当分の間、なお、その効力を有する**」とした。
- しかし、**固定価格買取制度（F I T）の開始後、R P S 認定設備の多くはF I Tに移行し**、経過措置中の「経過措置利用量」は、認定設備の廃止の状況等にあわせて毎年減少している。また、R P S 制度の利用目標量はF I T 導入前の平成23年時点で平成26年度に173.3億kWhとされていたが、平成26年度のF I Tによる買取電力量は286.0億kWhと大幅に超過した。
- したがって、**一定の期間を設け、R P S 制度の経過措置を廃止してはどうか**。なお、投資回収が終わっていない認定設備があることに配慮して、F I T の調達期間が経過していない設備については、F I T への移行を認めることを検討してはどうか。

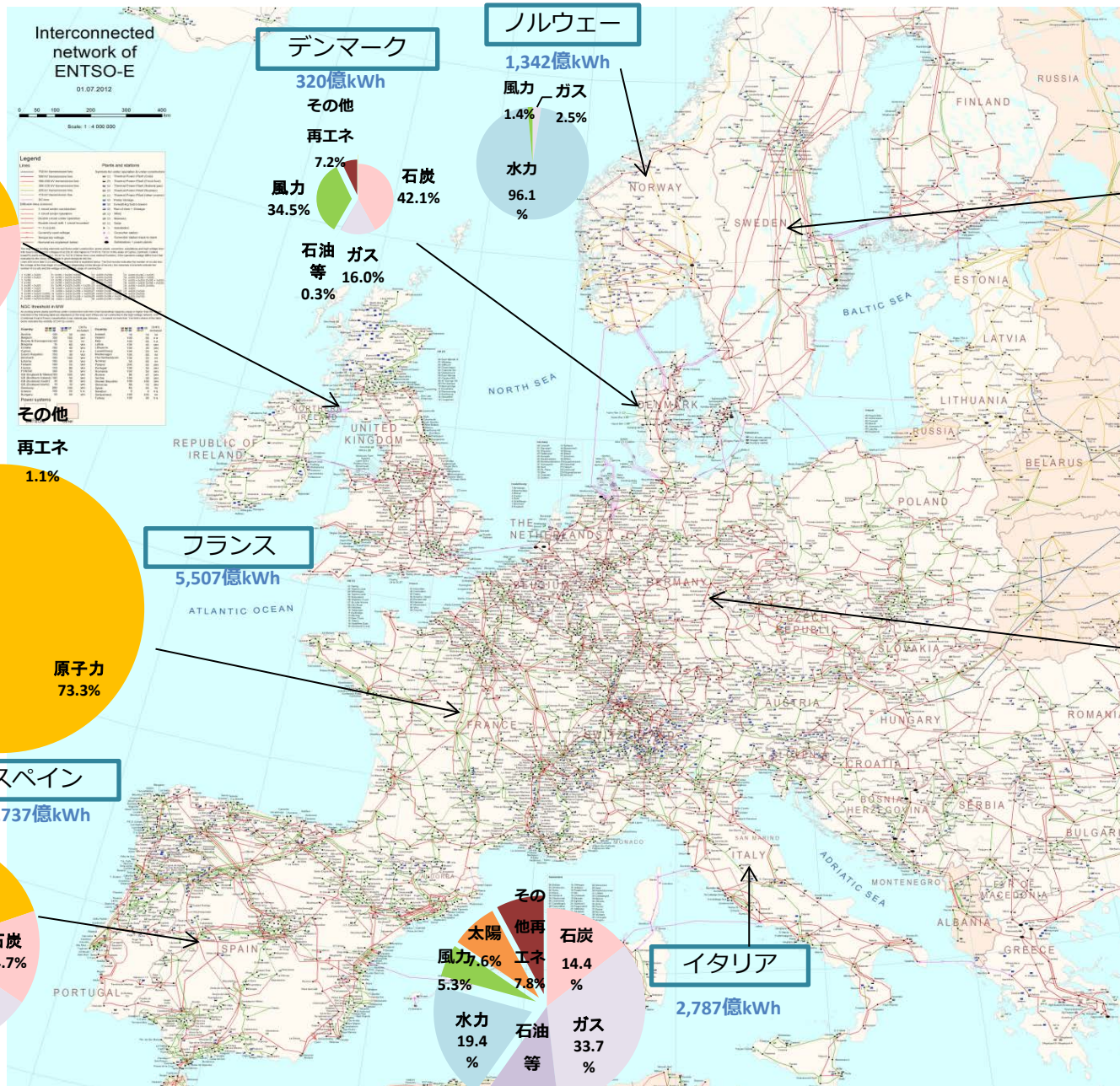
＜R P S 制度の基準利用量とF I T の買取電力量の推移＞



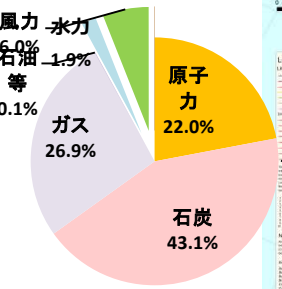
＜R P S 制度の認定設備＞

	平成23年度末		平成26年度末	
	設備数	出力合計	設備数	出力合計
風力	403	256万kW	74	4万kW
太陽光	152	10万kW	71	8万kW
地熱	1	0.2万kW	1	0.2万kW
水力	522	22万kW	404	18万kW
バイオマス	377	231万kW	163	126万kW
複合型	38	1.5万kW	24	1.2万kW
合計	1,493	520万kW	737	158万kW

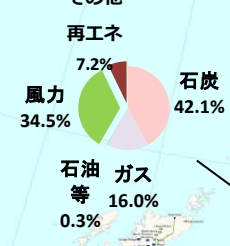
欧州主要国における国際連系線と発電電力量（2013年）



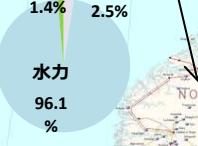
イギリス
3,000億kWh



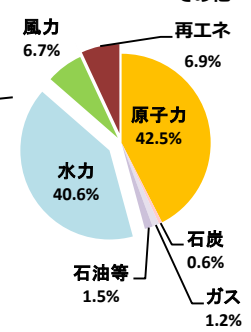
デンマーク
320億kWh



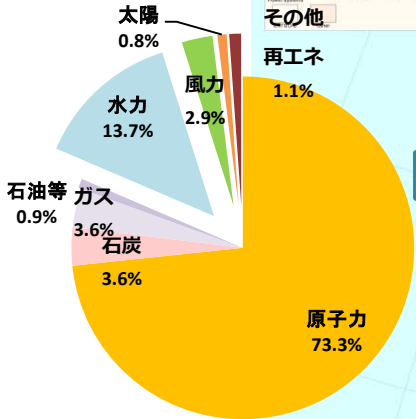
ノルウェー
1,342億kWh



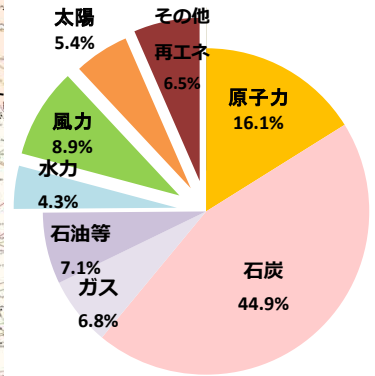
スウェーデン
1,497億kWh



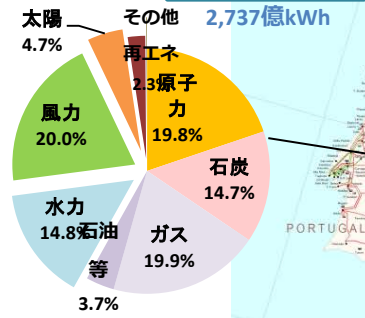
フランス
5,507億kWh



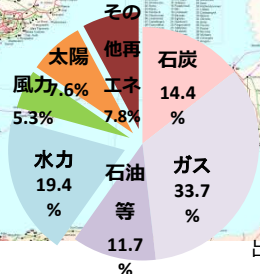
ドイツ
5,718億kWh



スペイン
2,737億kWh



イタリア
2,787億kWh

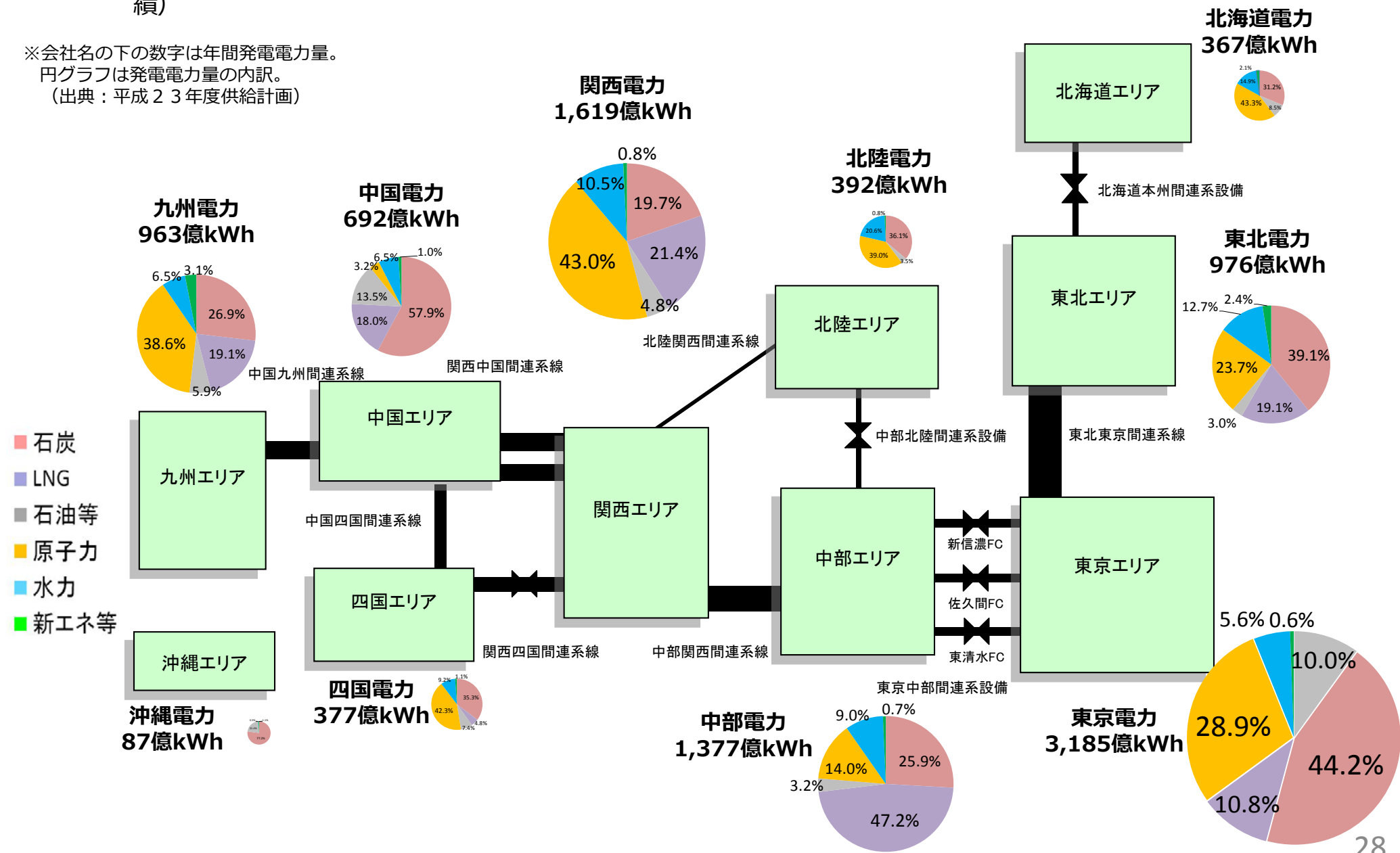


注) 各国の数値は発電端発電量（国内の発電設備の発電量合計）。
他国への輸分や揚水発電への利用分等を含む数値。

日本の地域間連系線と発電電力量

(参考) 一般電気事業者の発電電力量と電源別供給力 (平成22年度推定実績)

※会社名の下に数字は年間発電電力量。
円グラフは発電電力量の内訳。
(出典：平成23年度供給計画)



太陽光・風力の30日等出力制御枠

○太陽光の2015年度算定値の算定結果

算定値	北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
2014年度	117万 kW	552万 kW	110万 kW	558万 kW	257万 kW	817万 kW	49.5万 kW
2015年度	0万 kW	505万 kW	101万 kW	660万 kW	230万 kW	849万 kW	48.3万 kW
増減要因	需要減少	需要減少	需要減少等	電源構成等	需要減少	電源構成等	需要減少

 ×見直さない
  ×見直さない
  ×見直さない
  ○見直す
  ×見直さない
  ×見直さない
  ×見直さない

○風力の2015年度算定値の算定結果

算定値	北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
過去試算	36万 kW	200万 kW	45万 kW	100万 kW	60万 kW	100万 kW	2.5万 kW
2015年度	0万 kW	251万 kW	59万 kW	109万 kW	64万 kW	180万 kW	18.3万 kW

 は30日等出力制御枠

目指すべき方向性：「再生可能エネルギーの最大限の導入と国民負担の抑制の両立」

→系統整備・運用ルールの特明確化を通じた、効率的な再生可能エネルギーの導入拡大

1. 課題

●ハード面での課題

(1) 基幹系統整備

- 系統整備の全体像提示
- 効率的な系統整備による国民負担の抑制

(2) ローカル系統制約

- ローカル系統の増強手続きの特明確化
- 地熱等の再生可能エネルギー導入における障害の除去

●ソフト面での課題

(3) 系統運用・出力制御ルールの整備

- エリアを越えた再生可能エネルギー導入の促進
- 出力制御の公平性・透明性・予見可能性の確保

(4) 系統安定化コストの適正な負担

- 再生可能エネルギー調整コストの適切な負担

2. 対応の方向性

(1) 基幹系統整備

- ①長期方針の策定
- ②設備形成ルールの整備
- ③費用負担ガイドラインの整備 等

(2) ローカル系統制約

- ①系統情報公表ルールの整備
- ②入札募集ルールの整備
- ③接続申込ルールの見直し 等

(3) 系統運用・出力制御ルールの整備

- ①優先給電ルールの見直し
・広域的な系統運用
・送配電事業者買取
- ②出力制御の公平性確保 等

(4) 系統安定化コストの適正な負担

- ①系統安定化コストの具体的な特定方法及び負担の在り方を検討 等

(5) 研究開発

- 出力予測精度の高度化
- 遠隔制御技術の高度化
- 蓄電池技術の高度化 等

- ① 広域機関は、広域運用の観点から、全国大での広域連系系統の整備及び更新に関する方向性を整理した**長期方針の策定を検討中**。**平成27年度中に、策定にあたっての基本方針をとりまとめる予定**。
- ② このため、現在、長期エネルギー需給見通しを踏まえ、**地域毎の風力発電や太陽光発電等の電源導入に関するシナリオを設定し、将来の広域系統の電力潮流シミュレーション**を実施中。
- ③ シミュレーション結果等を踏まえ、今後、**広域連系系統の増強コスト等を比較検討し、長期エネルギー需給見通しの導入量の実現や再エネ導入拡大が円滑かつ低廉なコストで実現する長期方針を策定し、これに基づき、広域系統の整備を進める**。

広域系統長期方針の策定に向けた検討の進め方

【検討事項】

- 長期エネルギー需給見通しの電源構成を低廉なコストで実現可能な広域連系系統の整備案を検討する。

【主な課題】

- 風力発電及び太陽光発電は、エリアの下げ代不足や調整力不足等により周波数や需給運用などへ影響を及ぼす。
- 風力発電（陸上風力）の適地は、北海道及び東北エリアに偏っている。

【アプローチ】

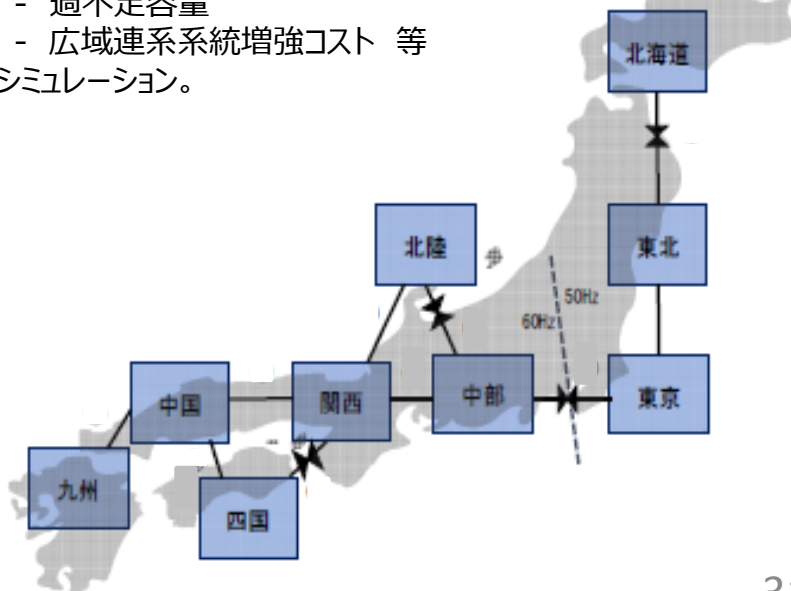
- 長期エネルギー需給見通しを踏まえた電源のシナリオを設定し、広域連系系統の電力潮流シミュレーションを行い、将来のエリア間の潮流状況を把握する。
- 長期エネルギー需給見通しの導入量を実現可能な広域連系系統の増強コスト等を比較検討する。

（第4回広域系統整備委員会資料より（平成27年8月） 資源エネルギー庁作成）

広域系統電力潮流シミュレーションのイメージ

地域毎の風力や太陽光発電等の電源導入シナリオを策定し、

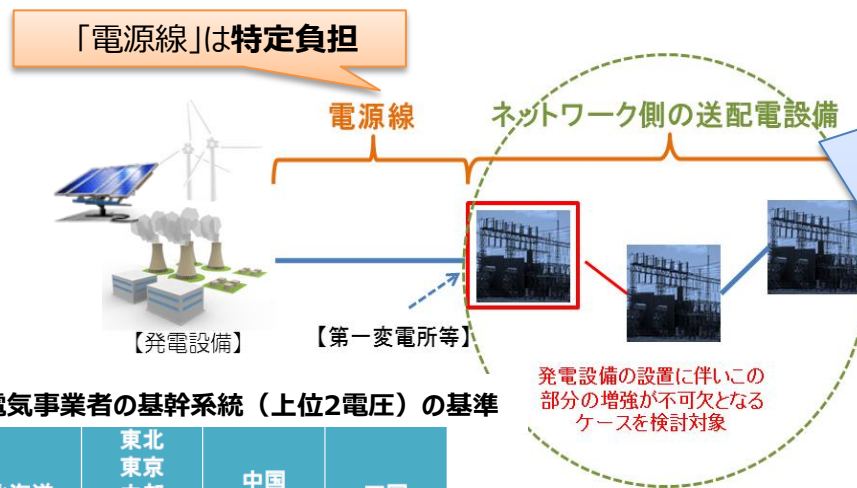
- 電力潮流
- 過不足容量
- 広域連系系統増強コスト 等をシミュレーション。



- ① 再生可能エネルギー等の導入拡大で、下位の送電系統に電源が多数連系されたため、ネットワーク上流側の送配電等設備の敷設・増強が必要となるケースが増加。
- ② これを受け、ネットワーク上流側の送配電等設備の効率的な設備形成及び発電設備設置者の費用負担の考え方を明らかにすることを目的として、**費用負担ガイドラインを策定**した（昨年11月6日公表）。
- ③ 同ガイドラインでは、ネットワーク上流側の送配電等設備について、**発電設備設置者が負担すべき額(特定負担額)と、広く需要家が負担すべき額(一般負担額)の割合を算定するための考え方を整理**している。
- ④ また、同ガイドラインにおいて、**基幹系統（上位2電圧）は原則として一般負担と整理されたことにより、系統連系に際し、多額の系統増強工事費の負担が必要だったケースの負担額が減少**すると考えられる。なお、ガイドラインの公表日以降に接続契約の申込みを行った事案が対象となる※。

※詳細は「発電設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針」を参照

費用負担の考え方



1. ネットワーク側の送配電等設備の増強等に係る費用負担の在り方
 - (1) **基幹系統（電圧階級上位2電圧）を構成する送配電等設備については、原則として一般負担。**
 - (2) **基幹系統以外の送配電等設備については、増設等の契機となった発電設備設置者の受益が特定されやすいことから、一般負担とすべき額と特定負担とすべき額の比率を算定。**
2. 一般負担の限界

一般負担額が、「ネットワークに接続する発電設備の規模に照らして著しく多額」として広域機関が指定する基準額を超えた額については、上記にかかわらず**特定負担**
3. 一般負担とされた費用の一般電気事業者間での精算

他の供給区域へ電気を送電する場合における増強等費用については、**事業者間精算により回収。**

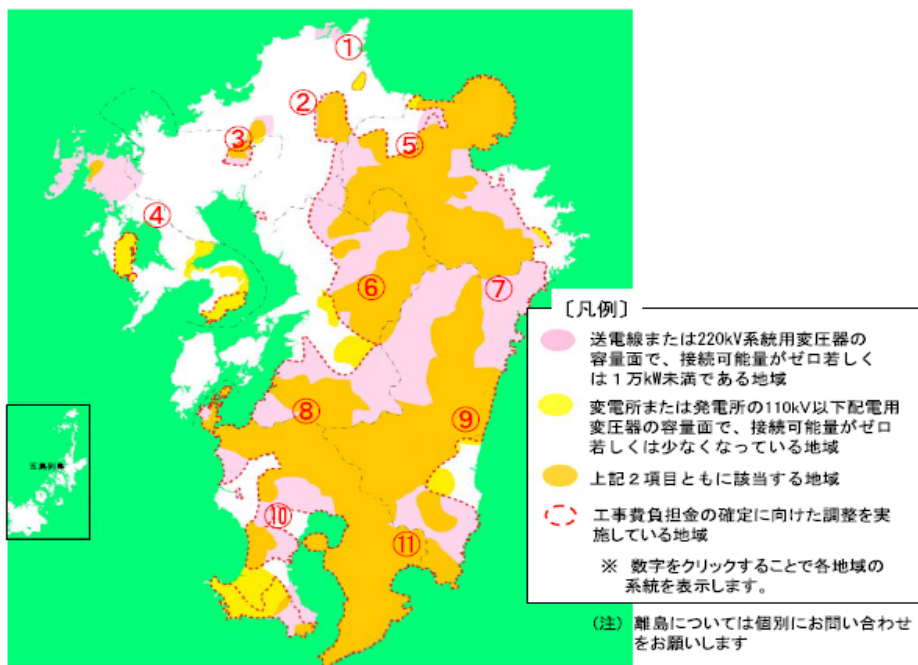
(参考) 各一般電気事業者の基幹系統（上位2電圧）の基準

	北海道	東北 東京 中部 北陸 関西	中国 九州	四国
1	275kV	500kV	500kV	500kV
2	187kV	275kV	220kV	187kV

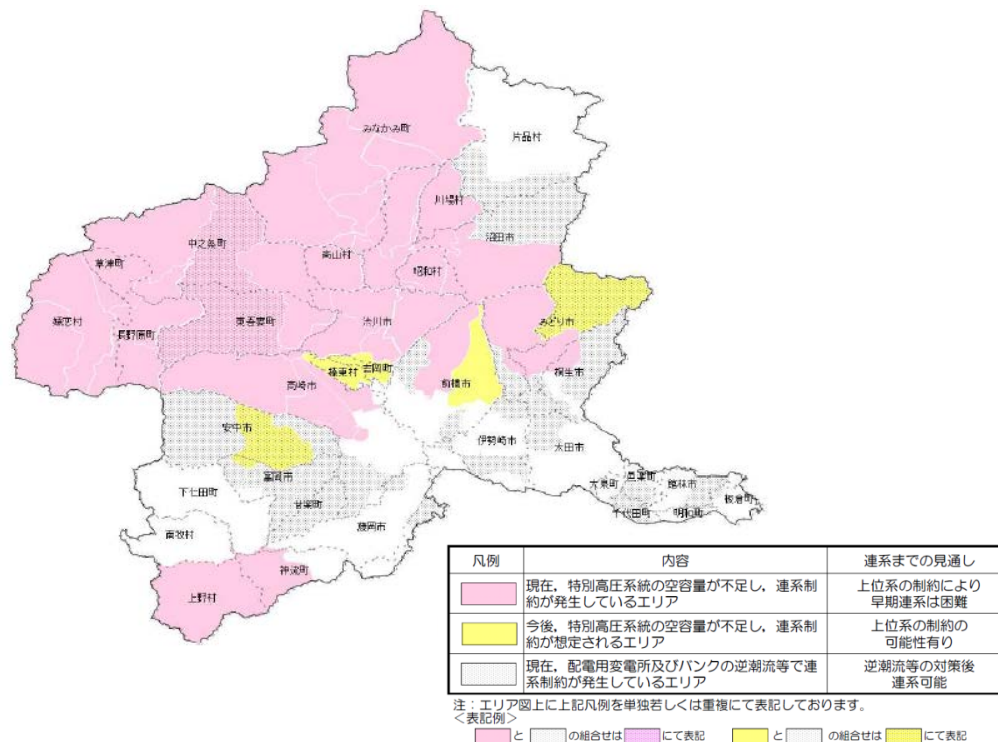
※沖縄電力については132kVのみ

(詳細は「発電設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針」を参照)

- 九州電力管内等で、特定の地域に太陽光発電が集中的に導入された結果、電力会社への接続検討量の多くについて電力系統への接続が困難となる、**ローカル系統制約が顕在化**。
- ローカル系統制約に対しては、**コスト効率的な再エネの拡大を図り、事業者の事業予見性を高める**観点から、次ページ以降の対策を講じていく。



九州電力管内における連系制約マップ
(110kV以下の系統への連系、平成27年10月公表)
(九州電力ホームページより)



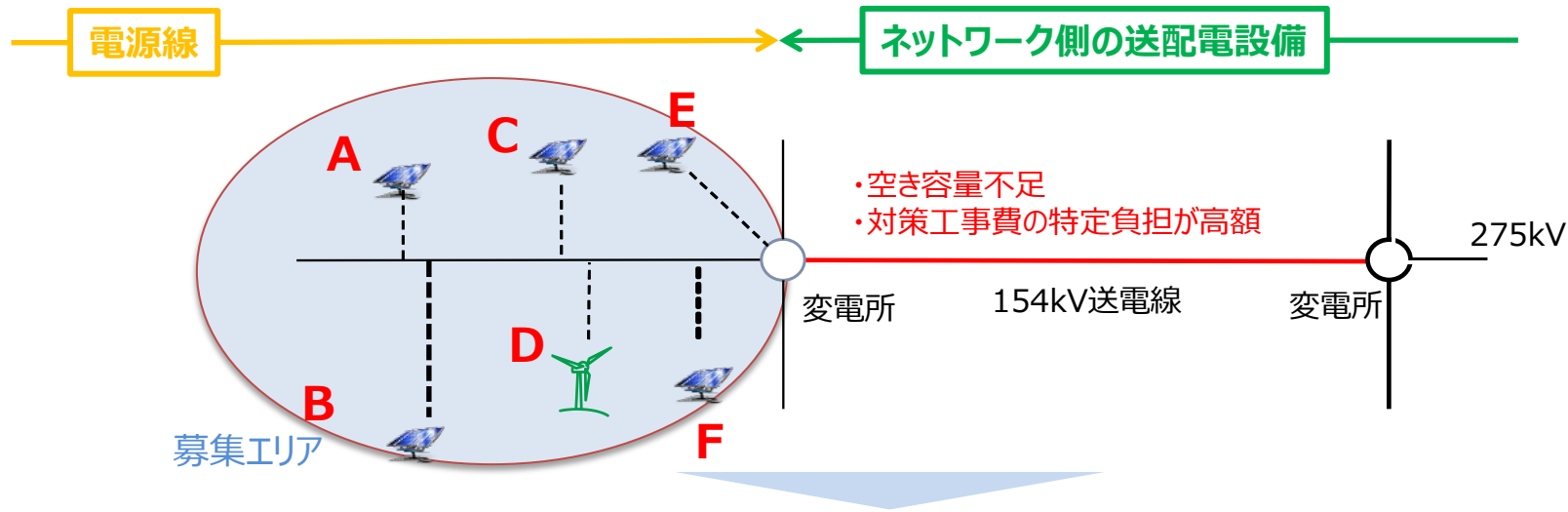
群馬県における連系制約マップ (平成27年10月公表)
(東京電力ホームページより)

ローカル系統制約対応 ②入札募集ルールの整備

- ① 大規模な系統増強が必要となる場合には一社では負担が大きすぎる場合がある。
- ② このため、系統増強の**工事費負担金を複数の事業者で共同負担する、電源接続案件募集プロセスが広域機関ルールで定められ**、事業者は、広域機関又は一般電気事業者に対して、当該プロセスの開始申込をすることが可能となった。（平成27年4月 広域機関業務規程及び送配電等業務指針）。
- ③ 東京電力管内の群馬県北部では、ルールの策定に先行し、昨年より試験的に入札を実施し、入札募集が成立した（合計約14万kW分、140件）。今後、**事業者からの希望があれば、他のエリアでも全国的に、順次入札募集が実施される見込み。**

<入札募集ルールについて>

発電者A～Fは連系の意思があるものの、それぞれの接続検討回答における特定負担分に係る増強工事費が1社で負担するには高額で、連系申込に至らない（地域全体の連系が停滞）。

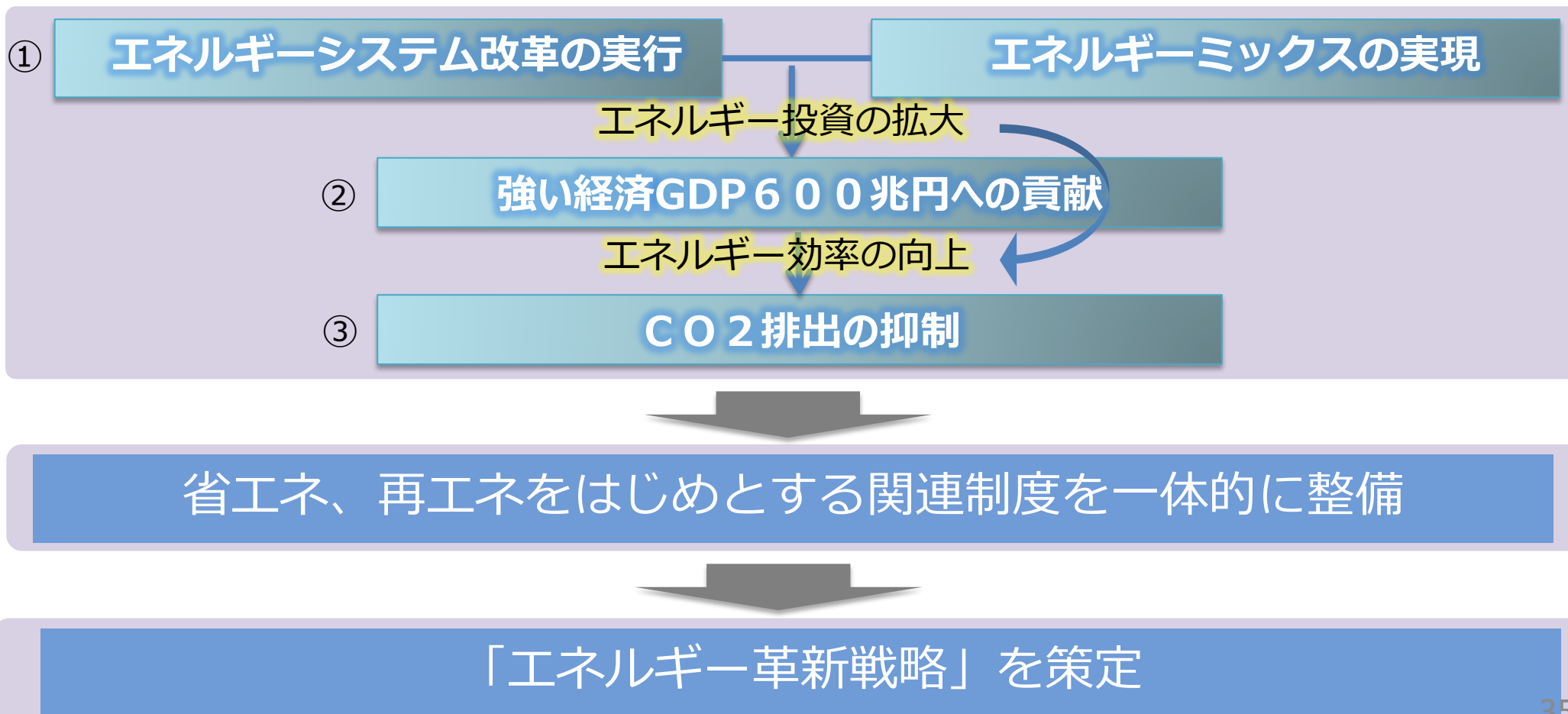


発電事業者からの申込等を契機に広域機関又は一般電気事業者が、入札方式で連系希望者を募集。入札額の高い順に連系優先順位をつけ、増強後の連系可能量を満たすまで落札できるものとする。落札者は、落札額に応じて系統整備コストを負担する。

エネルギー投資の拡大を通じた経済成長とCO2排出抑制の両立

<エネルギー革新戦略策定の目的>

- ① エネルギーシステム改革の実行とエネルギーミックスの実現を通じて、エネルギー投資を拡大
- ② エネルギー投資の拡大により、成長戦略の目標であるGDP 600兆円達成の一翼を担う
- ③ エネルギー投資の拡大は、エネルギー効率を向上させ、CO2排出抑制にも貢献



「エネルギー革新戦略」における主な検討課題

徹底した省エネ

再エネの拡大

新たなエネルギーシステムの構築

(2030年)

省エネ
効率改善▲35% (対策前比)

再エネ 電源構成:22~24%
FIT買取費用:3.7~4兆円

小売市場18兆円
の活性化

電力効率化
0.37kg-CO₂/kWh

産業部門

- 省エネトップランナー制度の拡充
 - 流通・サービス業へのベンチマーク制度の拡大
 - 製造業におけるベンチマーク基準の深掘り
- 中小企業の省エネ取組支援強化
 - 省エネルギー相談地域プラットフォーム
 - 共同省エネ制度の見直し
- 新しい省エネ評価制度の構築
 - 事業者クラス分け評価制度の創設
 - 未利用熱活用制度の創設

国民負担の抑制と最大導入

- 固定価格買取制度及び関連制度の一体改革
 - 認定制度の見直しと未稼働案件への対応
 - 長期安定的な発電を促す仕組み
 - コスト効率的な導入
 - リードタイムの長い電源の導入拡大
 - 電力システム改革を活かした導入拡大

新ビジネス

- 節電のインセンティブの抜本的向上
 - ネガワット取引市場の創出にむけたルール整備
- 「バーチャルパワープラント」の技術実証
- 新興国を中心とした海外展開推進

家庭部門

- 省エネ機器の導入促進
 - 照明のトップランナー基準の拡充
- 住宅・建築物の省エネ化
 - 建築物省エネ法に基づく省エネ基準への適合義務化
 - 住宅・ビルのゼロ・エネルギー化の推進
 - 省エネリノベーションの推進

新規参入とCO₂排出抑制の両立

- 自主的枠組みの「実効性」と「透明性」の担保
 - 発電効率や低炭素化を求める制度整備
 - 自由化と統合的なエネルギー市場設計の検討

運輸部門

- 次世代自動車の普及
 - 初期需要の創出、インフラ整備
- 自動走行の推進

2030年度以降を見据えた取組

- 水素社会の実現
 - エネファーム、FCVの普及・拡大

未来投資に向けた官民対話（第3回）について

- 2015年11月26日に未来投資官民対話（第3回）が開催され、「エネルギー関連の投資と課題について」議論。
- その中で、各企業からは以下のプレゼンがなされた。
 - ・ 中小企業における省エネと生産性向上の同時達成の可能性（霧島酒造株式会社）
 - ・ ZEH（ネット・ゼロ・エネルギー・ハウス）や省エネリノベーションなどの省エネ化による、光熱費削減や健康寿命の延伸などの波及効果（積水ハウス株式会社）
 - ・ ネガワット取引の推進による一次エネルギーの削減と新たなエネルギービジネスの活性化の実現（株式会社エナリス）
- 経済産業大臣から、省エネ、再エネをはじめとする関連制度を一体的に整備し、「エネルギー革新戦略」としてとりまとめ、成長戦略や温暖化対策計画に反映していくことを表明。
- 最後に総理から、エネルギー・環境制約を新しい投資の拡大につなげるため、製造業向けの省エネトップランナー制度の流通・サービス業への拡大、トップランナー制度を白熱灯へ適用、ネガワット取引市場の創設、発電効率の向上や低炭素化等、関連制度の具体的な設計に直ちに着手するよう指示があった。

○未来投資に向けた官民対話について

1. 官民対話の概要

日本経済再生本部の下、政府として取り組むべき環境整備の在り方と民間投資の目指すべき方向性を共有するために開催。

2. 未来投資に向けた官民対話（第3回）（2015年11月26日開催）について

議 題： 1. エネルギー関連の投資と課題 2. 産業界の投資拡大と賃上げ等の考え方

出席者：総理、副総理、経済再生担当大臣、官房長官、経済産業大臣、一億総活躍担当大臣、厚生労働大臣、国土交通大臣、環境大臣、榊原会長（経団連）、三村会頭（日商）、小林代表幹事（同友会）等