

再生可能エネルギーの導入促進に係る 制度改革の検討状況について(報告)

平成27年12月
資源エネルギー庁

再生可能エネルギー導入促進関連制度改革小委員会について

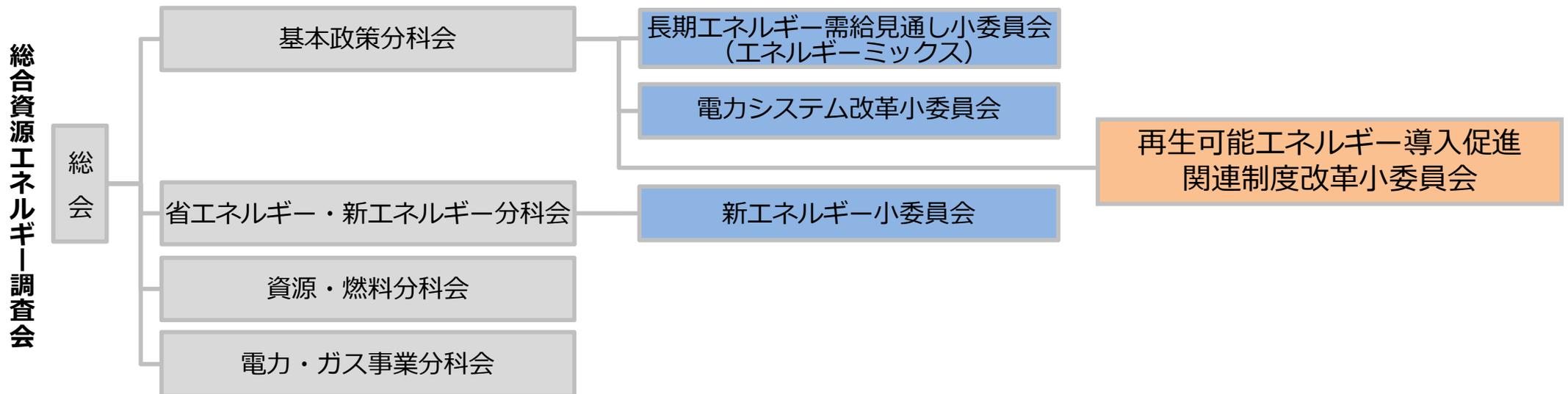
- 長期エネルギー需給見通し（本年7月公表）において示された2030年度のエネルギー需給構造のあるべき姿を実現するためには、顕在化しつつある様々な課題に対応しつつ、再生可能エネルギーを最大限導入していく必要がある。
- このため、本委員会では、再生可能エネルギーを持続可能な形で長期安定的なエネルギー源として導入拡大させるため、以下の観点から、固定価格買取制度を含めた制度改革の検討を行っているところ。

① 電源の特性や導入実態を踏まえつつ、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の姿を実現させる仕組みを構築

② 国民負担抑制の観点を踏まえ、最も効率的な形で再生可能エネルギーの導入を実現する仕組みを構築

③ 電力システム改革の成果を活かしながら、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仕組みを構築

- 上記を検討するに当たって、関連する規制・制度の改革、研究開発等も併せて検討を実施。

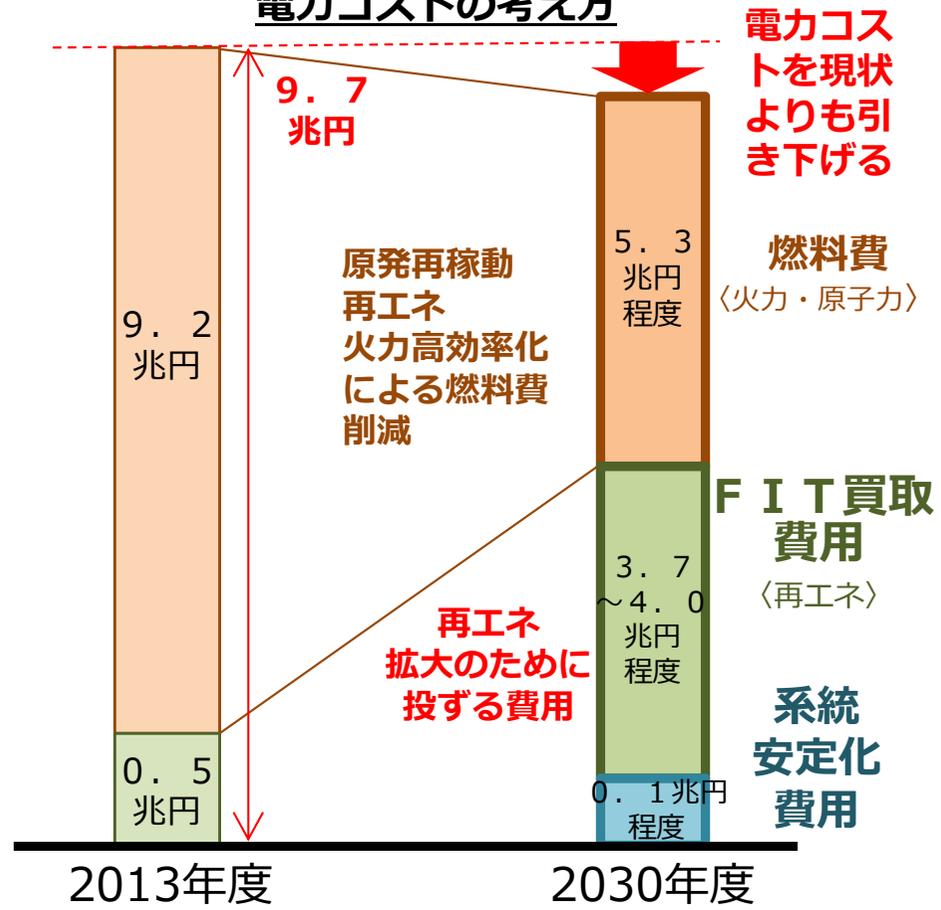


1. 制度改革の背景

背景②： 国民負担を踏まえた効率的な導入

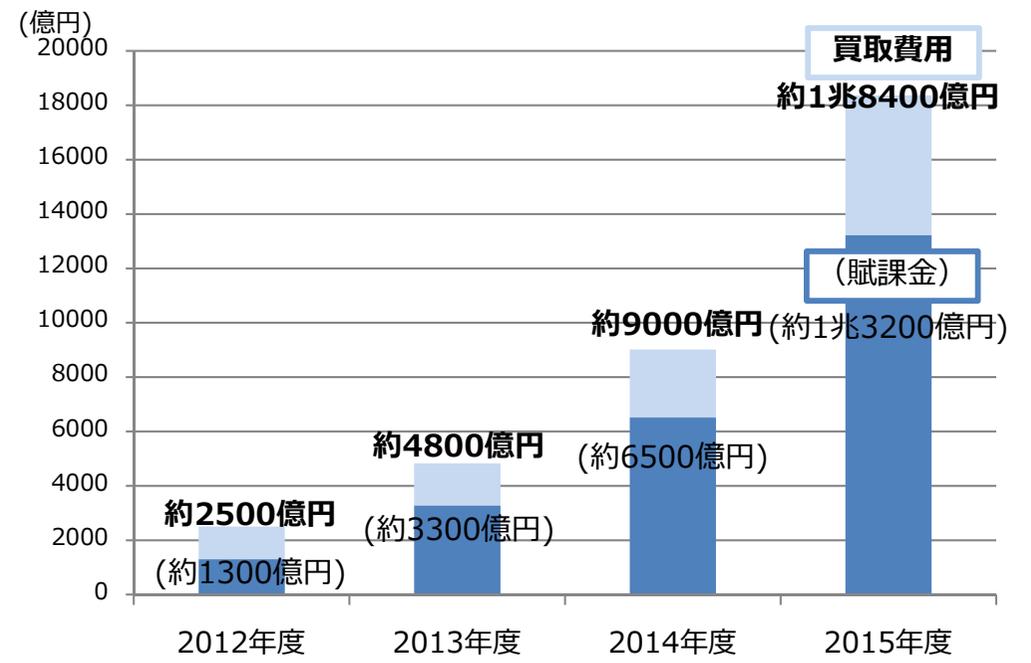
- エネルギーミックスの検討においては、電力コストを現状より引き下げた上で、再生可能エネルギー拡大のために投ずる費用（買取費用）を3.7～4.0兆円と設定しているところ。
- 固定価格買取制度の開始後、既に3年間で買取費用は約1.8兆円（賦課金は約1.3兆円）に達しており、再生可能エネルギーの最大限の導入と国民負担の抑制の両立を図るべく、コスト効率的な導入拡大が必要。

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の推移

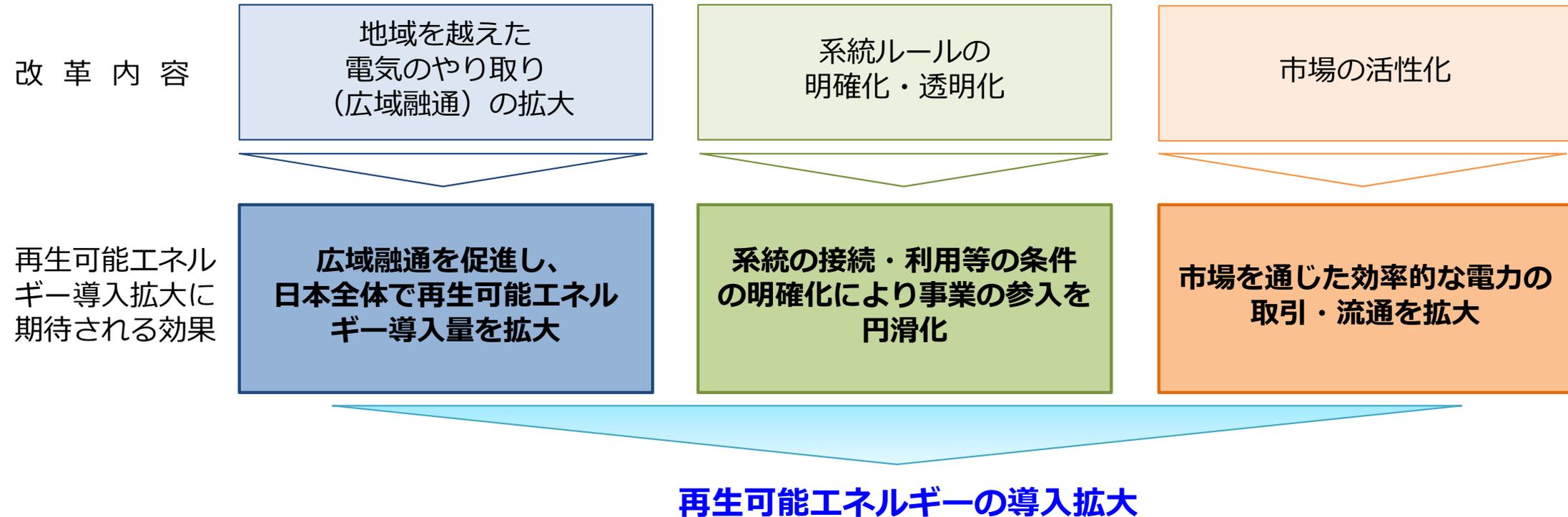


	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度
賦課金単価 (標準家庭月額)	0.22 円/kWh (66円/月)	0.35 円/kWh (105円/月)	0.75 円/kWh (225円/月)	1.58 円/kWh (474円/月)

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

2. 制度改革の方向性

- ① 認定制度のあり方について
- ② 買取義務者について
- ③ 価格決定方式のあり方について
- ④ FITに関するコスト負担のあり方について
- ⑤ 系統制約の解消に向けて
- ⑥ 研究開発・規制改革について

①認定制度のあり方について

「認定制度」の現状

- 現行の固定価格買取制度においては、太陽光発電の場合、国の認定を受け、系統への接続申込みを行った時点で、買取価格が決定し（H26年度まで）、系統接続枠を仮押さえすることができる制度となっていたことから、転売や、将来の事業費用低減を待って収益を最大化するために、これらの権利のみを押さえ、運転開始に向けた取組を行わない案件（認定済み・未稼働案件）が少なからず存在。
- 結果として、より低コストで導入可能な後発案件の参入や、太陽光発電以外の再生可能エネルギー発電の系統接続が阻害されている状況が生じている。
- こうした事態に対処するため、これまで、①H24-25年度に認定を受けた案件の取消し（認定に係る場所と設備の確保ができない場合）の実施、②H26年度以降の失効期限付き認定（認定後一定期限内に認定に係る場所と設備の確保ができない場合）の導入、③H27年度以降の調達価格の決定時期の後ろ倒しを行ってきたところ。

<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 50kW未満	50～400kW未満	400kW以上	未稼働件数／認定件数	未稼働出力／認定出力
H24年度	対応なし 約5.9万件／約133.6万kW	対応なし 約0.05万件／約8.1万kW	聴聞取消し中 約0.1万件／約619.9万kW	約6.1万件(13%) ／約45.4万件	約762万kW(43%) ／約1,779万kW
H25年度	対応なし 約29.3万件／約1115.5万kW	対応なし 約0.3万件／約61.7万kW	聴聞取消し中 約0.7万件／約2108.3万kW	約30.2万件(42%) ／約71.9万件	約3,286万kW(81%) ／約4,069万kW
H26年度	失効期限なし 約24.0万件／約615.0万kW	失効期限付き 約0.4万件／約76.2万kW	失効期限付き 約0.5万件／約1303.0万kW	約24.8万件(52%) ／約48.0万件	約1,994万kW(90%) ／約2,207万kW
H27年度	失効期限なし 約10.3万件／約118.5万kW	失効期限付き 約0.03万件／約7.4万kW	失効期限付き 約0.05万件／約94.7万kW	約10.3万件(98%) ／約10.5万件	約220万kW(99%) ／約221万kW

※設備認定情報（平成27年9月時点）、費用負担調整機関への交付金申請情報をもとに作成

【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

新認定制度のあり方

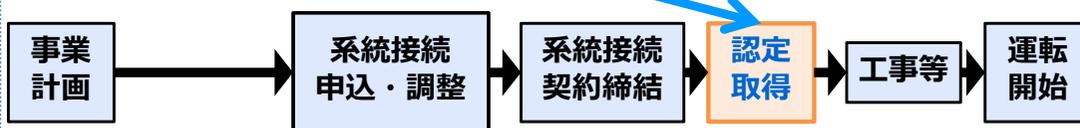
- 再生可能エネルギー発電事業を営む者の事業の確実性、合理性等の適切性を担保するため、新たに再生可能エネルギー発電事業の事業内容の適切性を確認した上で、固定価格買取制度の対象とする認定制度を創設するとともに、事業開始後に、事業者が遵守すべき事項を設定し、その遵守を求める等の措置を講じることを検討する。
- 具体的には、国民負担の下で再生可能エネルギーの導入促進を図る固定価格買取制度を活用して再生可能エネルギー発電事業を行うに当たり、以下の視点から、適切な事業の実施を求める必要があるのではないか。
 - 系統接続の確保など、確実に事業を開始することができるか。
 - 今後、我が国のエネルギー供給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出来るか。
 - 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。
- また、認定の情報を原則公表とすることで、工事着手前に地域において事業の情報を把握することを可能としてはどうか。（ただし、家庭用太陽光（10kW未満）については、一定の配慮を行うべきか。）

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。

認定制度の見直しに伴う既認定案件への対応

既認定未稼働案件の増加が顕在化する状況を踏まえ、今後、系統接続の契約など事業の内容を確認した上で、事業実施の可能性が高い事業のみを認定する制度を導入する場合、新認定制度開始までに、現行制度下で設備認定を得た案件については、以下の取扱いとしてはどうか。

1. ①発電事業を開始している（運転開始済の）案件、②事業開始に至らないが系統接続契約の締結など新認定制度の認定要件を満たす案件は、現行制度の認定のステータス（買取価格等）を活かすこととする。

2. その際、事業実施の可能性の判断には発電事業者が系統接続を確保しているかどうかが必要な要素となるため、新制度への移行までの間に電力会社に対して、工事費負担金の請求額を決めるための入札の迅速な実施などの取組を求めることが必要である。

※ 50 kW未満の低圧電源については、分割案件などの例外的な場合を除き、基本的に系統事由により接続契約手続は停滞していない。

（平成26年度の事業用太陽光の認定件数25.5万件中、24.5万件が低圧案件）

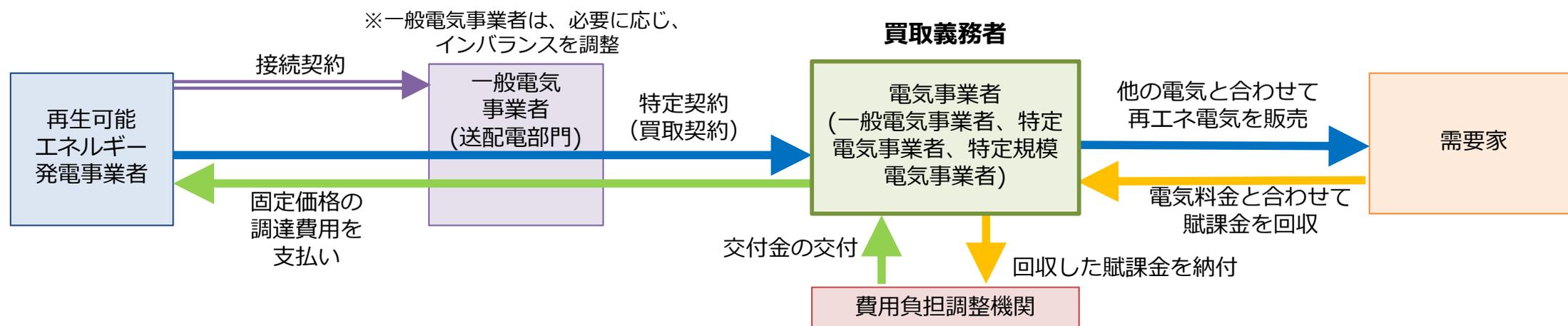
3. ただし、工事費負担金の請求額を決めるための入札の結果が出るまでにやむを得ず時間がかかる場合などには、その結果が出るまでの間、一定の猶予期間を設ける等を検討。

②買取義務者について

買取義務者再検討の必要性

- 現在の固定価格買取制度においては、電気の利用者に直接電気を供給する電気事業者（電気料金を需要家から直接徴収する事業者）である、一般電気事業者・特定電気事業者・特定規模電気事業者に対し、政府が定めた調達価格・調達期間による電気の供給契約（特定契約）の申込みがあった場合には、これらに応ずるよう義務づけている。
- 来年（平成28年）4月からの小売全面自由化実施に伴い、従来の電気事業者は、発電事業者、送配電事業者、小売電気事業者に区分されることとなる。これに伴い、現行制度の法制的な枠組みを大きく変更することはしないとの整理に基づいて、買取義務者は、電気の利用者に直接電気を供給する電気事業者すなわち小売電気事業者とすることとした。
- 一方、昨年秋に接続保留問題が発生。国民負担を最小化しつつ最大限の再生可能エネルギーの受入れを進めるためには、システムの効率的な利用や広域融通の促進が必要となっている。
- こうした観点から、買取義務者を送配電事業者にすべきとの指摘がなされている。

<現在（小売全面自由化前）の固定価格買取制度のイメージ>

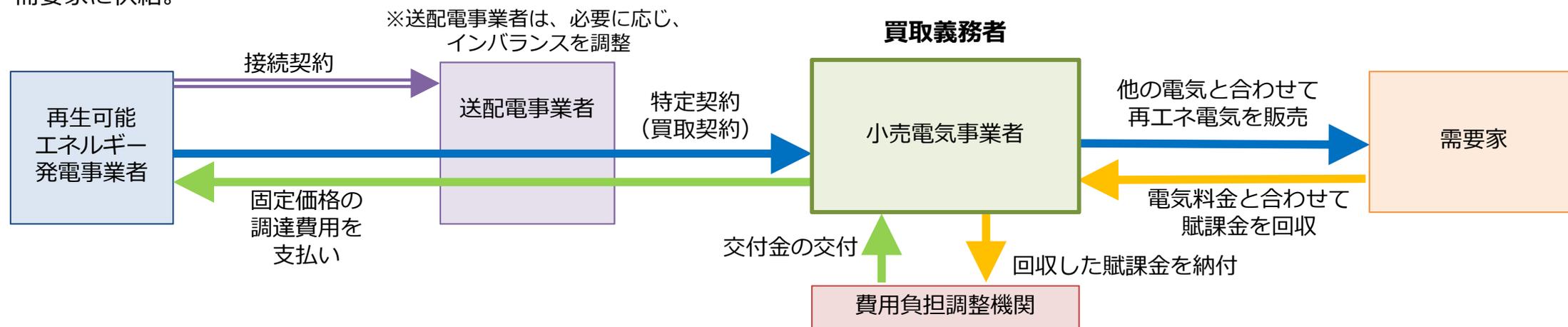


小売買取と送配電買取の違い

- 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。

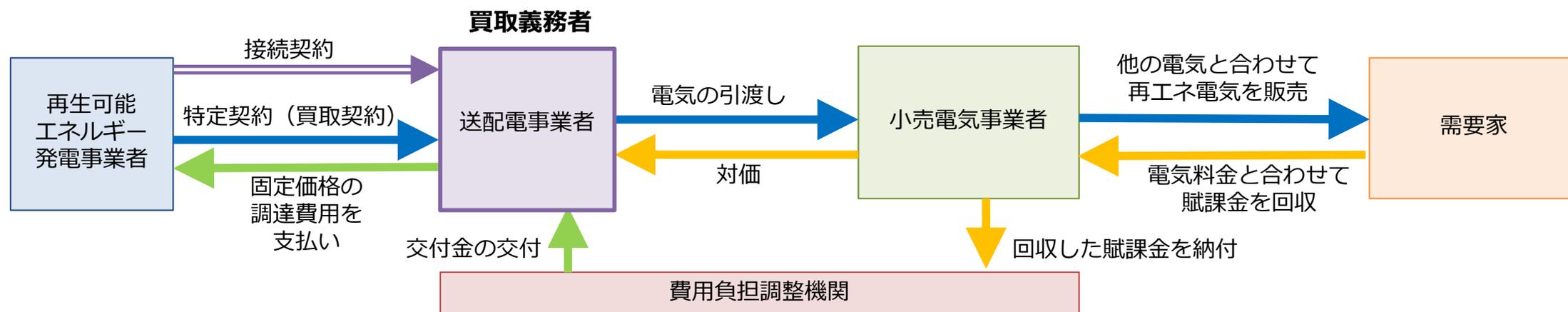
①小売電気事業者を買取義務者とする場合

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。

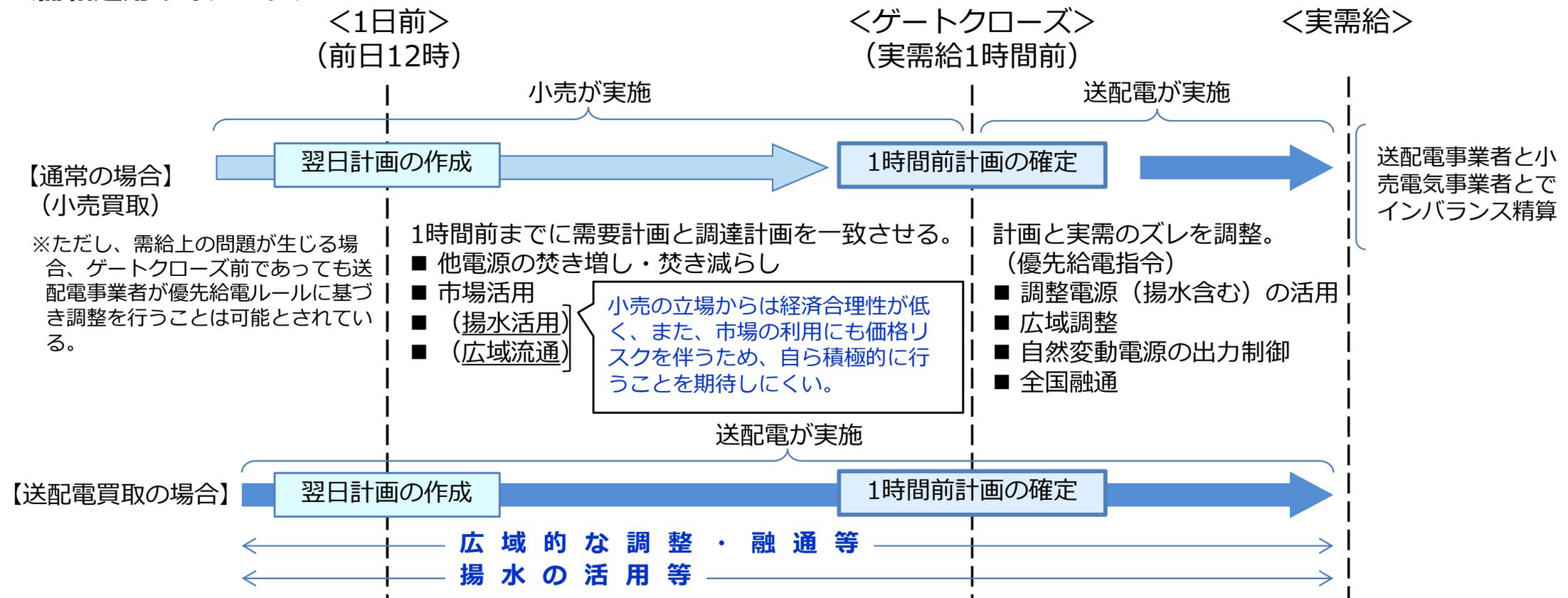


送配電買取の主なメリット

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。

- ドイツでは買取義務者は送配電事業者。2009年以前は送配電事業者が買取った再エネ電気を小売事業者に割り当て。2009年法改正より送配電事業者が買取った電気を卸電力取引市場で一括して販売。
- イギリスではR P S制度の流れを引継ぎ、買取義務者は小売事業者（供給ライセンス保有者）。
- スペイン、フランスでは買取義務者は配電事業者。

国名	買取義務者	内容
ドイツ	送配電事業者	<ul style="list-style-type: none"> ○2000年制度導入時より、買取義務者は系統運用を行う電力会社。 ○2005年法改正（送配電部門の法的分離が義務化）：買取義務者は送配電事業者。 <ul style="list-style-type: none"> – 2009年以前：送配電事業者が買取った再エネ電気を小売事業者に割り当て。 – 2009年法改正：送配電事業者が買取った電気を卸電力取引市場で一括して販売。 – 2014年法改正：再エネ発電事業者は卸電力市場や相対契約等により自ら販売^{※1}。
イギリス	小売事業者	<ul style="list-style-type: none"> ○2000年法改正：配電事業者の配電ライセンスと小売供給ライセンスの法的分離。 ○2002年：R P S制度を導入（配電事業者に導入義務を課すと発送電分離の流れに反するため、小売事業者（供給ライセンス保有者）を導入義務者に設定）。 ○2010年：小規模F I T制度を導入。R P Sの流れを引継ぎ、小売事業者（供給ライセンス保有者）に買取義務^{※2}を設定。
スペイン	配電事業者	<ul style="list-style-type: none"> ○1997年制度導入時より、買取義務者は配電事業者。 ○配電事業者は買取った再エネ電気を卸電力取引市場で一括して販売。
フランス	配電事業者	<ul style="list-style-type: none"> ○2000年制度導入時より、買取義務者は系統運用を行う電力会社。 ○2006年12月法改正（配電部門の法的分離が義務化）：買取義務者は配電事業者。 ○配電事業者は買取った再エネ電気を卸電力取引市場又は小売事業者を經由して販売。
イタリア	GSE社（電力サービス管理会社）	<ul style="list-style-type: none"> ○2008年小規模F I T制度導入時^{※3}より、買取義務者はG S E社^{※4}。 ○G S E社は買取った再エネ電気を卸電力取引市場で一括して販売。

※1 設備容量500kW以下でF I Tを選択した事業者は送配電事業者が買い取った電気を卸電力取引市場で一括して販売。
 ※2 義務対象は25万軒以上の家庭顧客を有する大手電力小売事業者に限る（2015年度：9事業者）。
 ※3 太陽光除く（太陽光は2005年よりF I P制度）。
 ※4 元来はイタリアの送配電系統運用者であったが、2005年に系統運用業務は設備を所有・管理するTerna社に移管。

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 --> WEM[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 --> R[小売電気事業者] FIT --> R </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 --> R1[小売電気事業者] SD --> R2[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。 △ 強制的に配分されるため、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。

送配電事業者を買取義務者とする場合のその他の論点

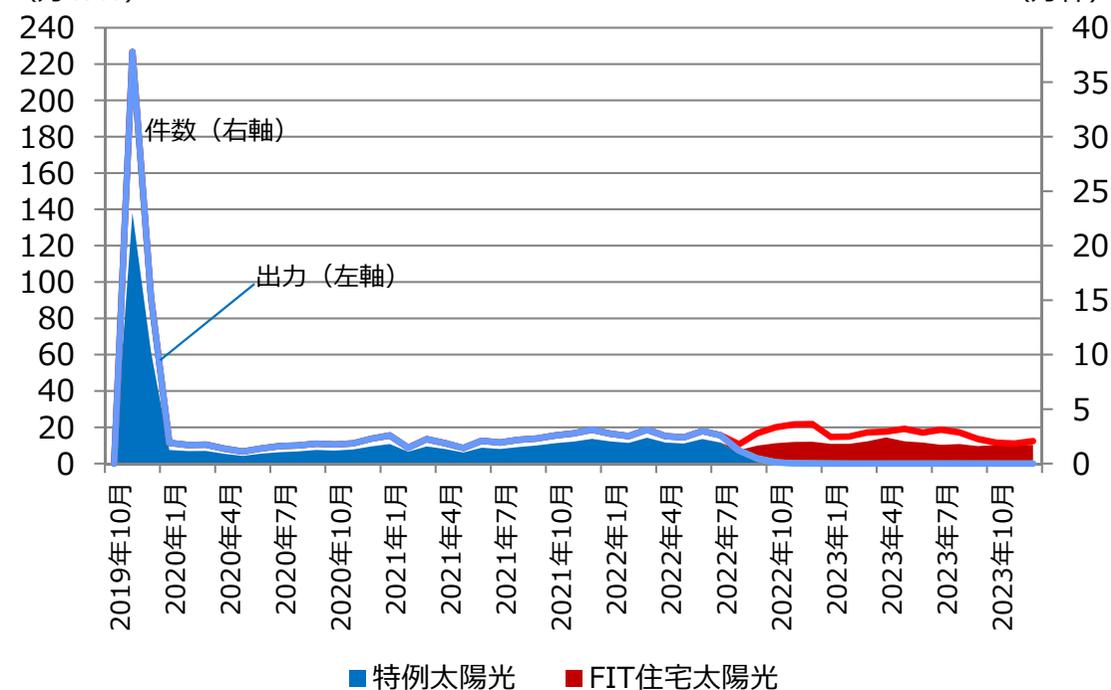
・既存契約との関係（小売買取の経過措置）

- 既存の約225万件、約3000万kWの特定契約の内容を尊重すべきであり、また、小売買取から送配電買取への契約切替手続にも一定の時間が必要と考えられることから、原則として、買取義務者について、制度施行後に締結される特定契約に係る再エネ電気から送配電とし、施行前に締結された特定契約に係る再エネ電気については経過措置として小売買取のままとすることを認めるべきではないか。

・買取期間終了後の扱い

- 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11月以降、買取期間が終了する案件が大量に発生する見込み。
- 買取期間終了後は、通常の電源と同様、小売電気事業者と買取契約を締結することが原則。ただし、買取先が決まらない旧FIT電源が発生する場合に備えて、最終保障買取を行う必要性や条件等について検討すべきではないか。
- また、小売電気事業者が買い取る場合も、住宅用太陽光等の設置者等、発電計画の作成が困難な主体に過度な負担を負わせることは避けるべきであり、例えばFITインバランス特例と同等の措置を講じる必要があるのではないか。

【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】
(万kW) (万件)



※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

③価格決定方式のあり方について

買取価格の設定に関する現行制度と運用

- 買取価格は、法律上、①**毎年度**（必要に応じ半年ごと）、②再生可能エネルギー源の種別、設置形態、規模に応じて、効率的に事業が実施される場合に**通常要すると認められる費用**を基礎に、**適正な利潤**等を勘案して定めることが設定されている。
- 具体的な手続きとしては、毎年度、中立的な第三者委員会である調達価格等算定委員会（算定委）において、事業者から収集した実績コストデータや、事業者ヒアリング等を踏まえて、翌年度の買取価格水準について検討を行い、その意見を尊重し、経済産業大臣が年度開始前に決定し、告示している。

<買取価格の水準の算定方式>

- ①発電事業者は「**資本費**」「**運転維持費**」に関する実績データの提出を義務付け。集計した実績のコストデータを基に、事業の規模等の属性を踏まえてコスト水準の分布を分析し、「効率的に実施される場合に通常要すると認められる費用」の水準を設定。
- ②売電実績データ等に基づき設定している「**設備稼働率**」及び事業者ヒアリングを通じて設定した「**適正な利潤**」を勘案して、買取価格を決定。

<事業者提出させる実績コストの項目>

費用項目例

- 資本費
 - ・システム費用（設計費、設備費、工事費等）
 - ・接続費
 - ・土地造成費
- 運転維持費
 - ・人件費、修繕費、土地賃借料、諸費、一般管理費等

<算定委が見込んでいる適正な利潤>

調達区分	税引き前IRR
太陽光（～10kW）	3.2%
太陽光（10kW～）	5%
風力（～20kW）	1.8%
陸上風力（20kW～）	8%
洋上風力（20kW～）	10%
地熱	13%
中小水力	7%
バイオマス（メタン発酵）	1%
バイオマス（未利用木材）	8%
バイオマス（その他の区分）	4%

<買取価格・区分の推移>

(1) 買取価格

- 太陽光：発電コスト低下に伴い引き下げ

	H24年度	H25年度	H26年度	H27年度
10kW未満	42円	38円	37円	33円 (※1)
10kW以上 (税別)	40円	36円	32円	27円 (※2)

- ※1：出力制御対応機器設置義務有だと35円
- ※2：4/1-6/30は29円

- 太陽光以外：買取価格を据え置き

(2) 買取区分

平成24年度：15区分

平成26年度：19区分

- ・「洋上風力」の新設
- ・「中小水力（既設導水路活用型）」の新設

平成27年度：20区分

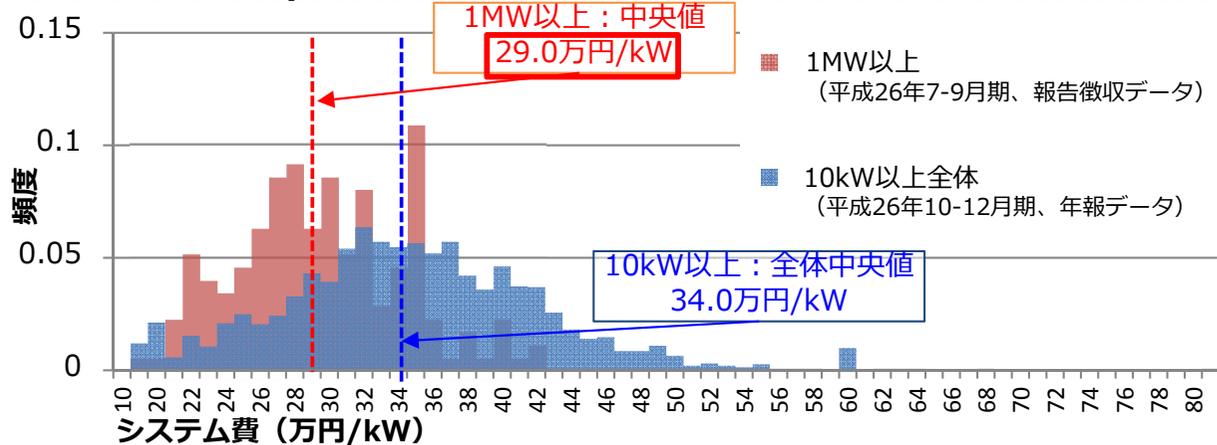
- ・「2,000kW未満未利用木質バイオマス」の新設
- ※「出力制御対応機器設置義務の有無」で別立て（+2区分）

太陽光発電の買取価格の設定に関する検討内容

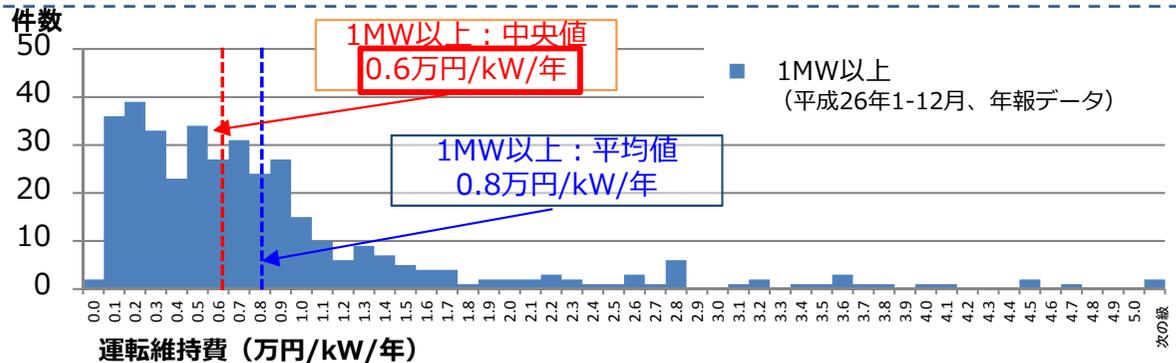
- 10kW以上の太陽光については、発電事業者から提出された「資本費」「運転維持費」の実績のコストデータを基に分析を行い、「（発電が）効率的に実施される場合」の費用として、①1MW以上の案件を対象として絞り込んだ上、②極端に高コストの案件の影響を排除するために平均値ではなく「中央値」を採用して、買取価格を算定しているところ。
 - 制度開始後、発電コストの実勢動向を反映して順次買取価格を引き下げ、平成24年度の40円から、平成25年度に36円、平成26年度に32円、平成27年度に29円と引き下げている。
 - 平成27年度は6月末の利潤配慮期間の終了を受け、IRRの上乗せ分を廃止し（6%⇒5%）、買取価格を更に27円に引き下げた。

<太陽光のコスト実績データ>

(1) システム費用(1MW以上、10kW以上全体)



(2) 運転維持費 (1MW以上)



<買取価格決定の前提>

		H24年度	H25年度	H26年度	H27年度
資本費 (万円/kW)	システム費用	32.5	28	27.5	29.0
	土地造成費	0.15	0.15	0.4	0.4
	接続費	1.35	1.35	1.35	1.35
運転維持費 (万円/kW/年)		1.0	0.9	0.8	0.6
設備稼働率 (%)		12	12	13	14
IRR (%)		6	6	6	6→5
買取価格(税抜き)		40円	36円	32円	29円→27円

買取価格引き下げ

買取価格の設定に関して検討すべき論点

1. 中長期見通しの必要性

- 事業者の予見可能性を高める観点からは、単に固定価格による長期買取を行うだけではなく、それぞれの再生可能エネルギー電源に関する中長期的な価格見通しを示すことが必要ではないか。このことは、再生可能エネルギーの導入を促進するとともに、自立化に向けて事業者の中長期的なコスト低減努力を促す観点からも重要ではないか。

2. 買取価格決定方式の見直し

(1) 数年先の案件の買取価格を予め決定する方式

- 事業収益の予見可能性をより一層高める観点から、今後の買取価格の決定については、（毎年、翌年度価格を決定する現行制度を見直し）数年先の案件の買取価格を予め決めることが出来る仕組みとすることが必要ではないか。

(2) コスト効率的な導入を促す買取価格決定方式

- 自立化に向けて、よりコスト効率的な導入を進める必要性の観点から、事業者のコスト低減への努力を促すような買取価格を設定することが出来る仕組みが必要ではないか。

数年先の認定案件の買取価格を予め決定する方式

<数年先の認定案件の買取価格を予め決定する意義>

- 風力・地熱・水力など、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。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のではないか。他方、太陽光について数年先の認定案件の買取価格（価格の引き下げ）を決定する場合、事業者にとっての予見可能性が向上することで、コスト低減への努力が促される一方で、価格水準によっては、想定以上に導入が進み、国民負担の上昇を踏む懸念あり（詳細は、I-3.(2)で議論）。
- なお、欧州のFIT制度等においては、近時導入された入札制度を除き、毎年度買取価格を決定する仕組みは採用されていない。

<買取価格の決定時期>

- 買取価格決定時を「運転開始時」とした場合、リードタイムの長い電源にとって、価格決定時期が現行制度よりも数年分遅れることになり、事業リスクが大幅に上昇するなどの問題が生じることから、「認定時」が適当ではないか。

<事業化決定からFIT認定・運転開始までに要する標準的な期間等>

電源	事業化決定～FIT認定	FIT認定～運転開始
地熱 (30,000kW)	3～4年（環境アセスメント） ※規制改革により半減を目指す。	3～4年
風力 (20,000kW)	3～4年（環境アセスメント） ※規制改革により半減を目指す。	1～3年
中小水力 (1,000kW)	3年（地元調整等）	～5年
バイオマス（木質5,000kW）	1年（詳細設計等）	2～3年
太陽光 (10,000kW)	1年	1年～1年半

買取価格の決定時期

(1) 風力、地熱、水力、バイオマス

- 「運転開始時」とした場合、非常に長期間価格が決定されず、事業化が困難となる。他方、これに対応するために5～10年先の長い期間の価格決定も非現実的。
- 「認定時」とした上で、電源の実態にあわせ、2～5年程度の期間の価格決定を行うことが適当ではないか。

(2) 太陽光

- 数年先の認定案件の買取価格（引き下げ）を予め決定する場合は、「運転開始時」又は「認定時」。他方、数年先の決定を行わない（毎年度決定）場合、「運転開始時」では将来の見通しが立たず、「認定時」の方が適当。
- I-3.(2)の議論と併せて検討することが必要ではないか。

(参考) 風力発電の事業決定におけるリスクの分析

課題

- **2年目に事業化判断**を行い、最大の発電出力等を決定。**環境アセス終了後（5～6年目）**に、最終的な発電容量が確定することから、この段階で接続契約を結んだ上で**FIT認定を取得**（新制度下で買取価格決定）。環境アセスを行う**3～4年の間は、買取価格変動リスク**を抱えながら、事業具体化を図る（規制改革により、環境アセス期間を半減することを目標）。

導入量とミックス

運転開始済の設備容量と
2030年の導入見込量

FIT前 (2012.3)	256
現在(A) (2015.3)	294
ミックス(B) (2030)	1000
B(最大)/A	約3.4倍

(単位：万kW)

開発期間

5～8年
(以下は8年を想定)

融資決定

5～6年目

買取価格決定時期

5～6年目

接続申込

5～6年目

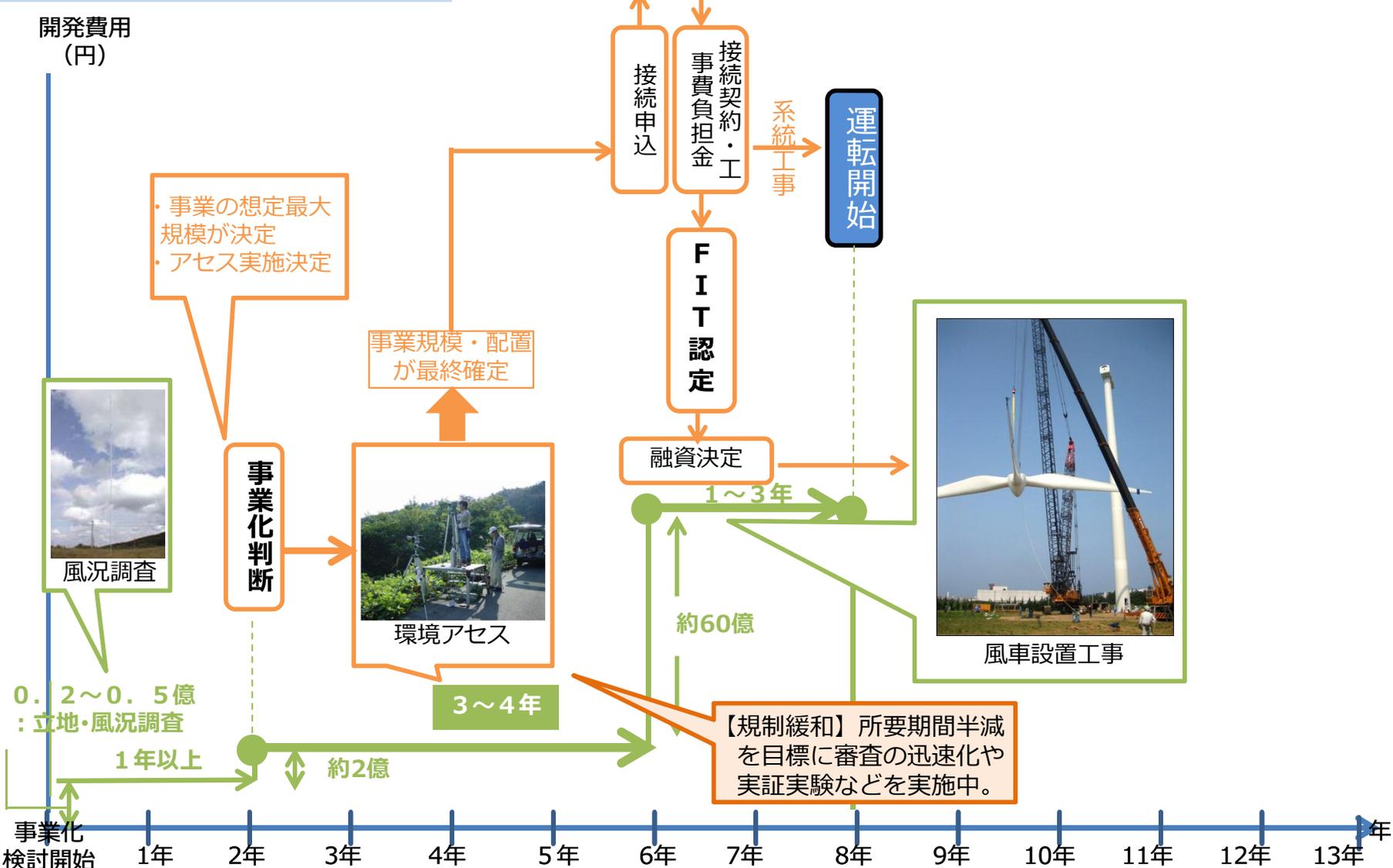
事業化判断

2年目

総開発費用

62億円
(2万kWを想定)

風力発電の開発フローにおける費用



(参考) 中小水力発電の事業決定におけるリスクの分析

課題

- 流量調査等を行った上で、概ねの発電規模・地点を決定し**5年程度で事業化判断**。用地・水利使用など**地元との調整を経て**、発電機の具体的な配置・仕様等を確定させた上で**FIT認定を取得**（新制度下で買取価格決定）。この間の**1-3年間は、買取価格変動リスク**を抱えながら、事業具体化を図る。

導入量とミックス

運転開始済の設備容量と
2030年の導入見込量

FIT前 (2012.3)	963
現在(A) (2015.3)	972
ミックス(B) (2030)	1084~1155
B(最大)/A	約1.2倍

(単位：万kW)

開発期間

4～18年
(以下は13年を想定)

融資決定

8年目

買取価格決定時期

8年目

接続申込

8年目

事業化判断

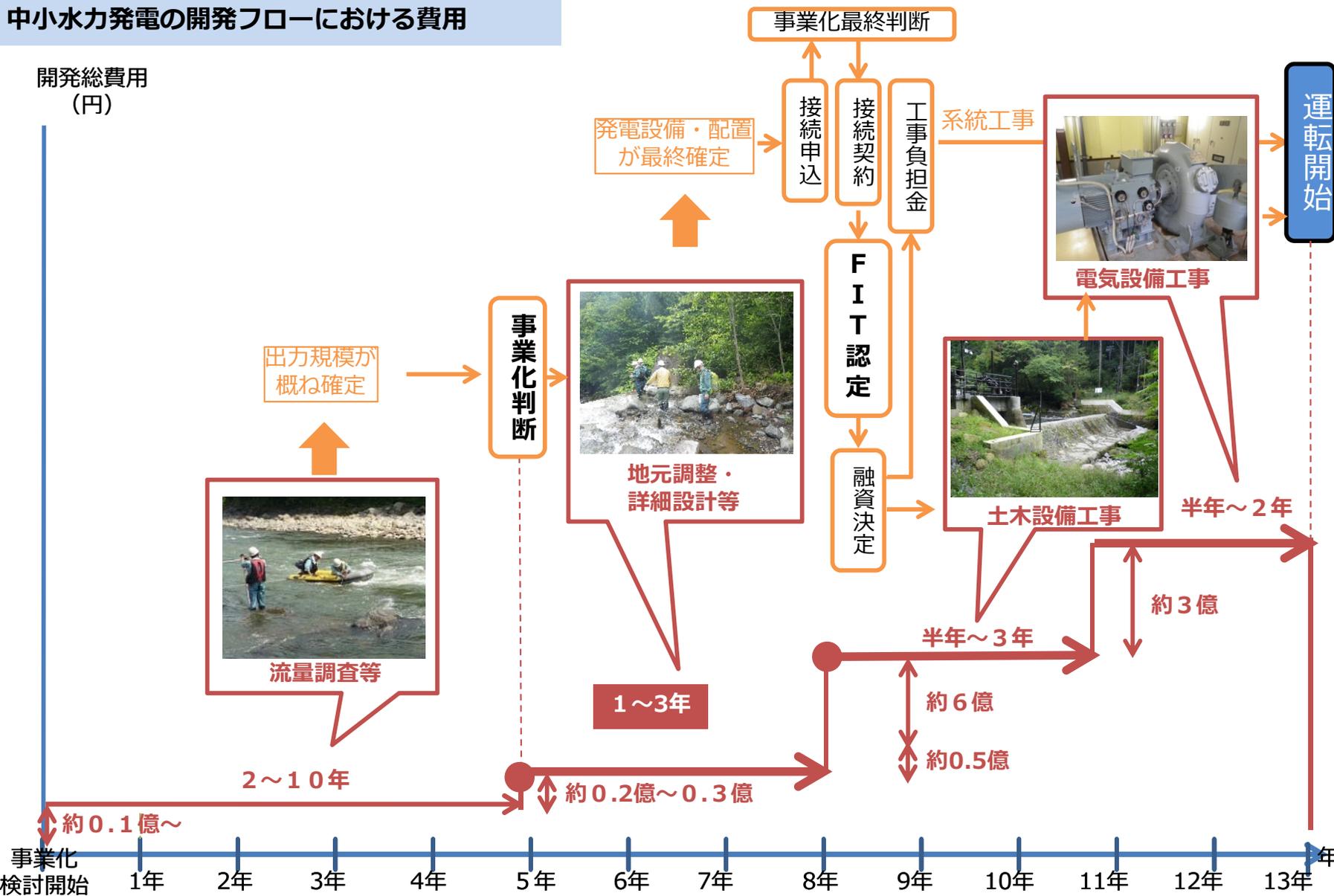
5年目

総開発費用

10億円
(1,000kWを想定)

中小水力発電の開発フローにおける費用

開発総費用
(円)



運転開始

課題

- **事業化判断からFIT認定までは1年間**と比較的短い。他方、他のFIT電源と異なり、燃料調達の検討が事業実施の前提となるところ、今後、**燃料の需給状況によって1年間以上かかるリスク**があり、安定的な燃料調達体制構築等のためにより精緻な検討が必要となるため、将来の**買取価格についての予見可能性を担保**することが望ましい。

導入量とミックス

運転開始済の設備容量と
2030年の導入見込量

FIT前 (2012.3)	231
現在(A) (2015.3)	254
ミックス(B) (2030)	602~728
B(最大)/A	約2.9倍

(単位：万kW)

開発期間

4～5年
(以下は5年を想定)

融資決定

3年目

調達価格決定時期

2年目

接続申込

2年目

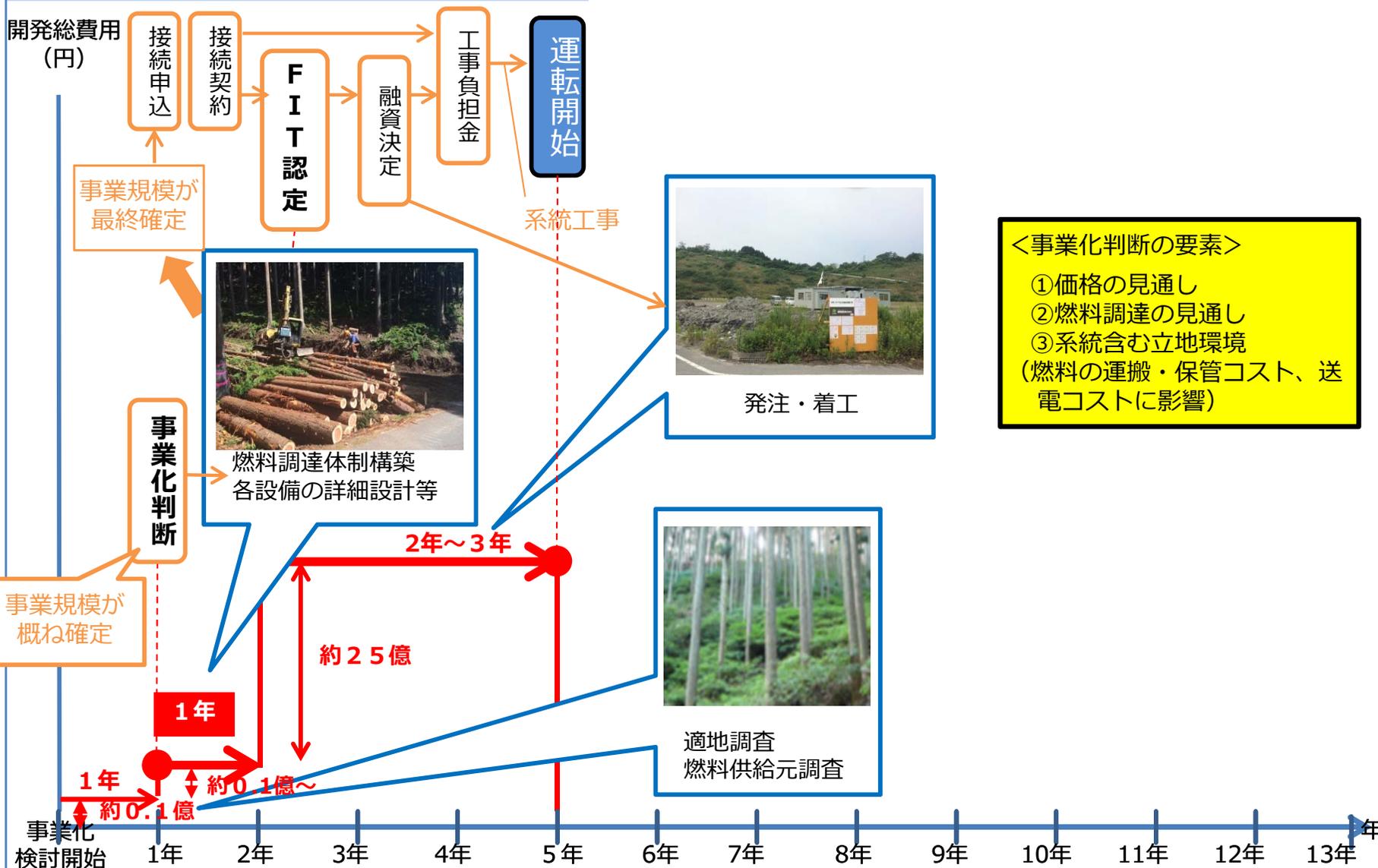
事業化判断

1年目

総開発費用

約25億円
(木質5000kWを想定)

バイオマス発電の開発フローにおける費用



- <事業化判断の要素>
- ①価格の見通し
 - ②燃料調達の見通し
 - ③系統含む立地環境
(燃料の運搬・保管コスト、送電コストに影響)

コスト効率的な導入を促す価格決定方式

<現状と課題>

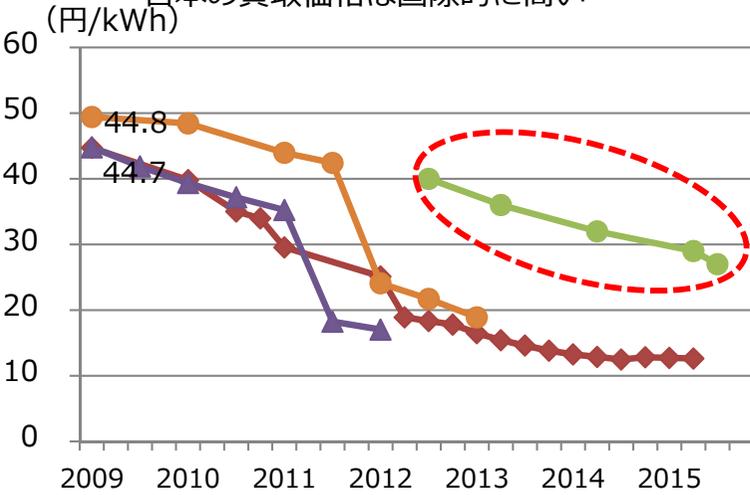
- 太陽光では導入が急速に進んでおり、現行制度では以下のような状況が生じている。
 - i. 太陽光システム価格は市場拡大により低下してきたが、設備費用、工事費用とも日本のコストは欧米に比べ高く、買取価格も欧州に比べ高い水準（制度当初から二倍程度）に留まっている。
 - ii. 最終的な利益(IRR)にはプロジェクトごとに大きな開きが存在し、事業者・案件によりコスト効率性に差が存在。
- 早期の自立電源化を目指して、コスト効率的な事業者の参入を優先させ、事業者のコスト低減努力をより一層促進するためには、海外の事例も参考にしつつ、コスト効率的な導入を促す買取価格決定方式へ移行すべきではないか。

<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～

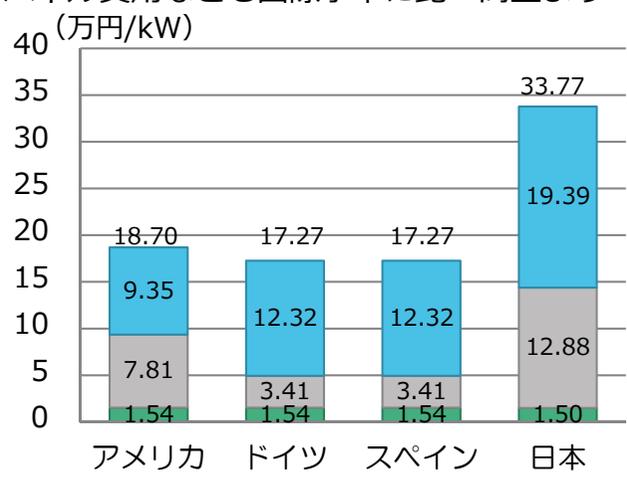


◆ ドイツ (1MW、地上設置)
 ◆ スペイン (1MW、地上設置)
 ◆ イタリア (1MW、地上設置)
 ◆ 日本 (1MW、地上設置)

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～

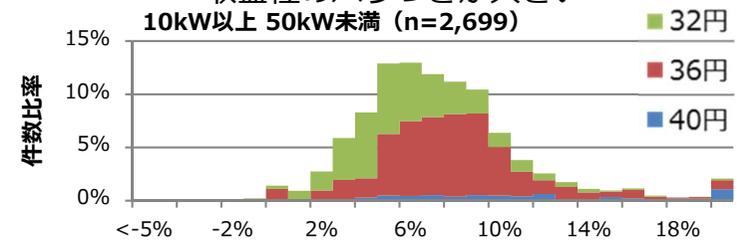


■ パネル、パワコン等
 ■ 工事費、架台等
 ■ 設計費、土地造成費等

第12回 新エネルギー小委員会より

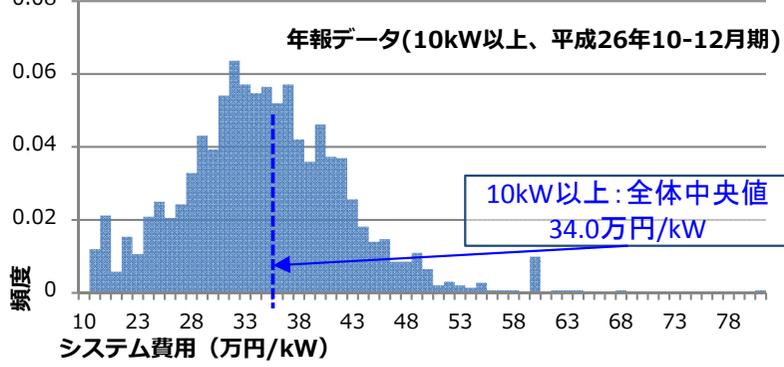
<太陽光発電のIRRの分布>

～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>

～コストのバラつきが大きい～



システム費用 (万円/kW)

価格決定方式に関する各案の論点

A. 現行価格決定方式の運用厳格化（トップランナー方式）

- 事業者にとって、年度毎に価格が決定されるため、予見可能性が低い。
- 直近（前年）の導入量やコスト実績データを踏まえて価格決定するため柔軟な対応が可能。他方、価格の設定を誤ると、急速な導入拡大や急激な導入停滞を生む恐れがある。

B. 価格低減率を予め決定する方式

- 事業者にとって、将来の価格が見通せるため、予見可能性が高い。このため、事業者によるコスト低減努力、イノベーションを促しやすい。
- 技術革新やコスト変化が著しい場合、将来を見通した価格低減率の設定は難しい。

C. 導入量に応じて価格低減率を変動させる方式

- 理論的には導入実績に応じた価格決定の実現を目指す仕組み。
- 導入量と低減率、2つの要素を決める必要がある。適正な数値を設定するのは難しく、事業者にとって導入量を予見することは困難であり、買取価格に関する予見可能性が低い。

D. 入札方式

- 事業者にとって、（自分で決めた入札額に基づくため）買取価格は予見可能となるが、そもそも落札できないリスクが生じる。
- 競争を通じてコスト効率的な事業者から導入が進むことが期待される。

(参考) ドイツにおける太陽光発電に関するFIT価格決定方式の変遷²⁹

- 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。

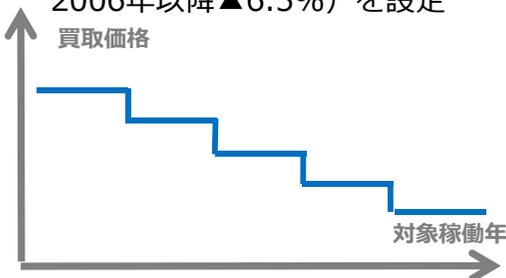


価格維持方式 (2000~01年)

- 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ユーロセント/kWh
 2005年:51.30ユーロセント/kWh
 2006年:48.74ユーロセント/kWh
 2008年:46.30ユーロセント/kWh
 2009年:43.99ユーロセント/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	適用月低減率	年間新規容量	適用月低減率
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。

(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>			

太陽光に関するコスト効率的な価格設定について

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。

風力発電の価格決定方式について

- 風力については、開発のリードタイムが長く、長期の価格見通しを示すことが重要と考えられる。
- 他方、建設コストは国際的に見て高く、買取価格も欧州の約2倍という高い水準に留まっている状況。風力発電の事業や技術イノベーションが国際的に進展している中で、国民負担抑制を図りつつ、エネルギーミックスの実現を図る必要がある。
- 風力発電の買取価格については、海外との自然環境との差等にも留意しつつ、建設コストを引き下げる事業者の努力を促す仕組みとする必要があるのではないか。具体的には、長期的な買取価格の引き下げスケジュールを示すべきではないか。

<2015年の風力発電（2MW）の買取価格>

国	買取価格 ※3
ドイツ (-5年目)	12.5円
ドイツ (6年目-)	6.9円
フランス (-10年目)	11.5円
フランス (11年目-)	9.6円
スペイン ※1	12.1円
日本	22円
【参考】 日本(RPS制度下<2003年度-2007年度>における取引価格)※2	10.4~11.8円

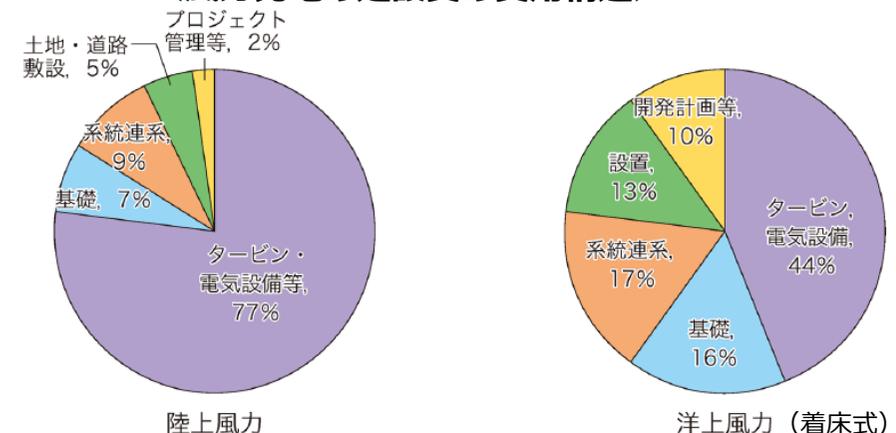
※1 スペインのみ2013年時価格

※2 平成21年 取引価格についての経済産業省アンケート結果より

※3 1ユーロ140円で計算

ドイツでは、2002年より風力発電については年率（▲1~2%の範囲）で価格低減率を設定。また陸上風力については、2014年の法改正以降、直近の導入量に応じて価格低減率を調整させる方式に変更。

<風力発電の建設費の費用構造>



（出典）“The Economics of Wind Energy”（2009, EWEA）, “Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series Wind Power”（2012, IRENA）よりNEDO作成

現状の陸上風力建設費（割合は推計）	割合	国際価格 (万円/kW)	日本国内 (万円/kW)
タービン・電気設備等	77%	17.1	23.1
基礎、土地・道路敷設、系統連系等	23%	5.1	6.9
合計		22.2	30.0

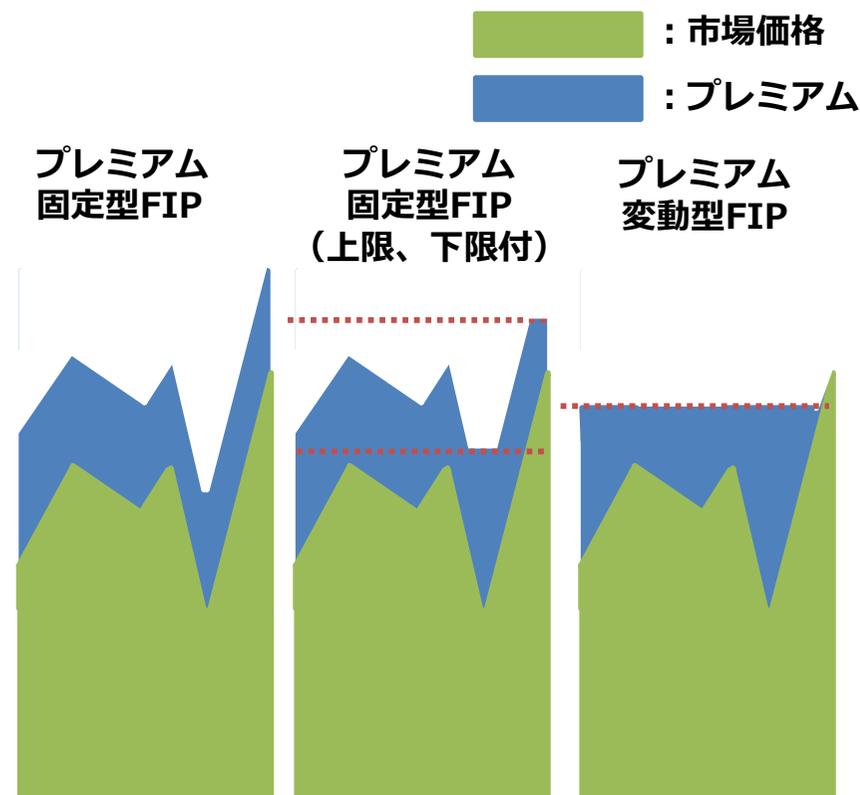
（出典）発電コスト検証ワーキング

- FIPとは、再生可能エネルギーの自立普及・完全自由競争に向けて、再エネ発電事業者が市場価格で電力販売する場合（市場での売却など）に、市場価格にプレミアムを上乗せする方式。
- 日本におけるFIT制度は、今後、回避可能費用を市場価格に連動させるため、再エネ事業者に対する交付金の設定方法という点ではプレミアム変動型FIPと近くなる。

FIP制度について（比較）

FIP制度の種類	概要	メリット	デメリット	採用実績のある国
プレミアム固定型FIP	電力卸市場価格に固定されたプレミアムを付与	電力需要の大きい時間帯における再エネ供給インセンティブが高まる。	卸電力価格の変動に再エネ事業者の利益が大きく左右される。	<ul style="list-style-type: none"> • スペイン (-2007)
プレミアム固定型FIP（上限・下限付）	市場価格とプレミアムの和に上限と下限を設定したもの	卸電力価格の変動による事業の収益性への影響をある程度低減出来る。	適正な上限値、下限値の設定が難しい。	<ul style="list-style-type: none"> • スペイン (2007-13) • デンマーク
プレミアム変動型FIP	電力卸市場価格の上下に応じて、付与するプレミアムが変動する	卸電力価格の変動による収益性への影響を低減出来る。	市場価格が低下した場合、賦課金が増大。	<ul style="list-style-type: none"> • イタリア • ドイツ • オランダ • スイス

主なFIP制度の種類（イメージ図）

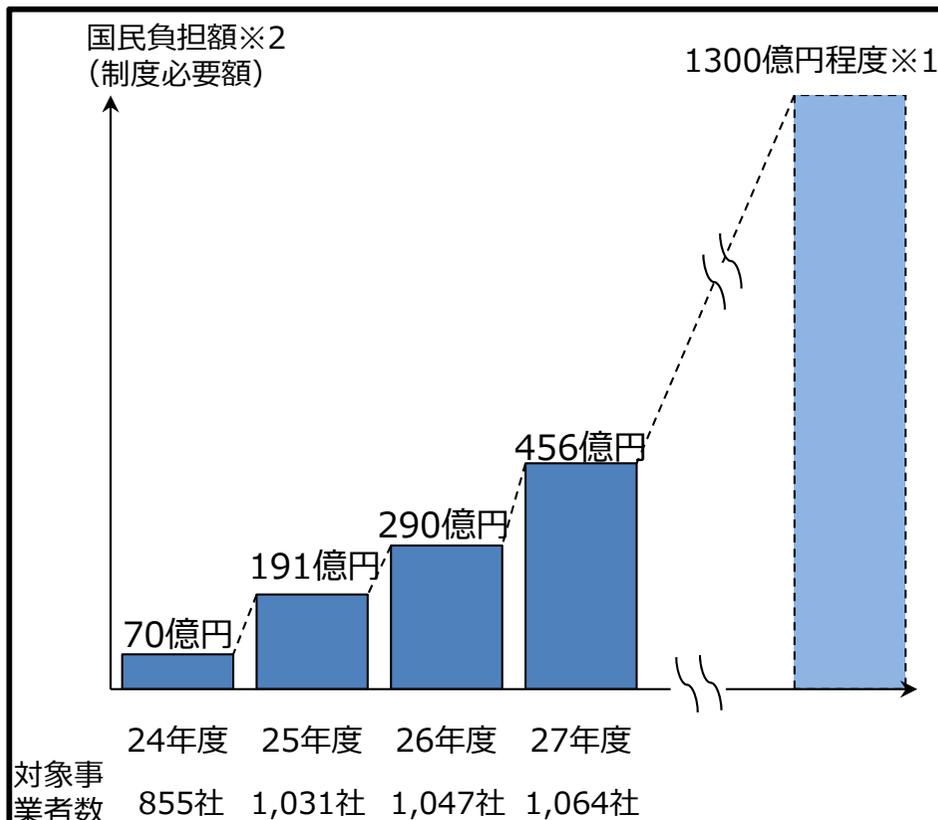


④FITに関するコスト負担の あり方について

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。

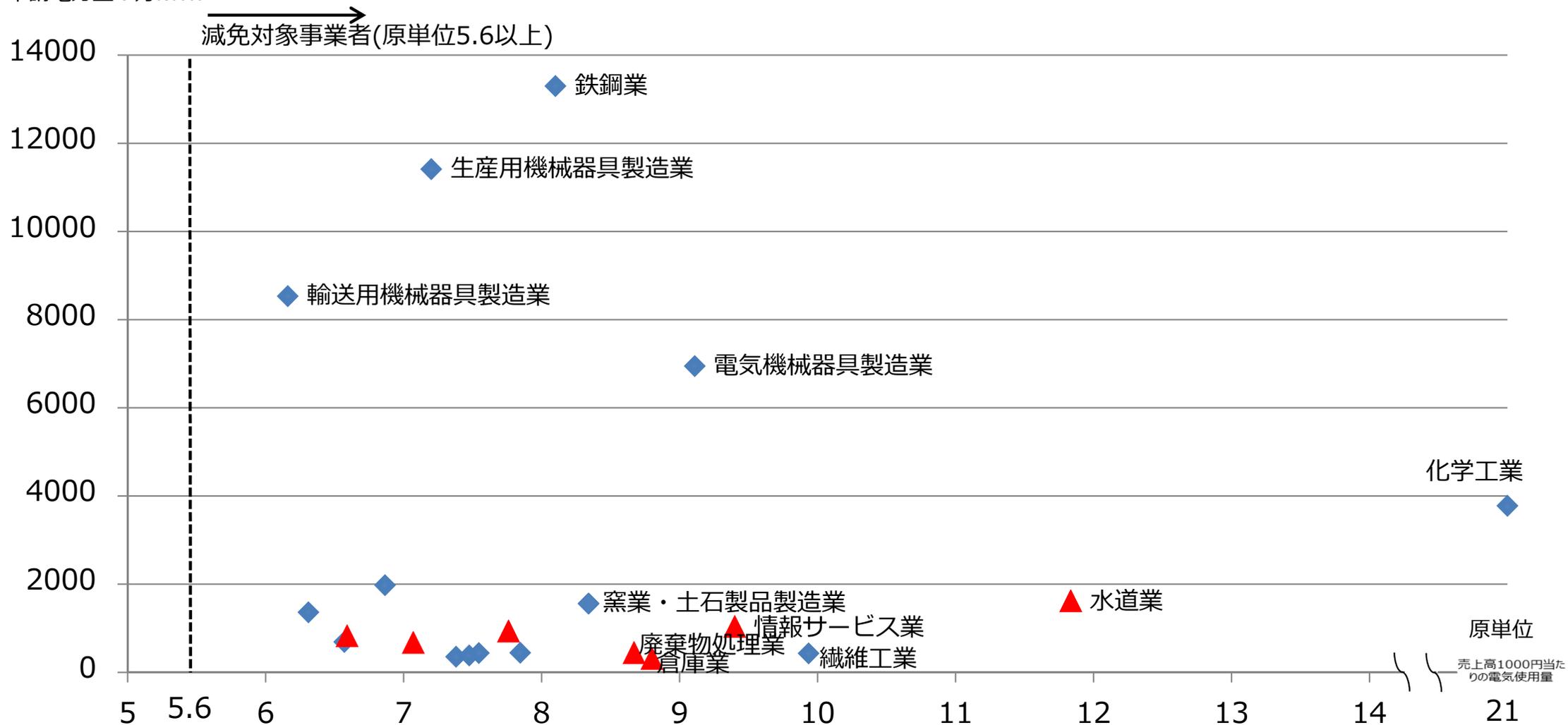
<認定上位事業者>

減免額	事業者数	27年度減免見込み額
20億円以上	2	43億円
10億円以上20億円未満	8	106億円
5億円以上10億円未満	14	96億円
1億円以上5億円未満	107	229億円

(※) 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。

(参考) 27年度減免事業者の申請電力量と原単位の分布(業種別中央値)³⁶

申請電力量 : 万kWh



(※) ◆ 製造業、▲ 非製造業

(※) 原単位8以下かつ申請電力量2000万kWh以下の業種

金属製品製造業、熱供給業、飲料・たばこ・飼料製造業、農業、娯楽業、鉄道業、プラスチック製品製造業、食料品製造業、非鉄金属製造業、パルプ・紙・紙加工品製造業、窯業・土石製品製造業

(※) 業種は日本標準産業分類の中分類で分類。

国	大規模需要家に対するFIT賦課金軽減措置	負担軽減措置の原資
<FIT賦課金を直接の対象とした負担軽減措置>		
日本 	<ul style="list-style-type: none"> ● 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、100万kWh/年以上電力を消費する事業所に対し賦課金の80%を軽減。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 予算
ドイツ 	<ul style="list-style-type: none"> ● 大規模電力需要家 (製造業等219業種) であって粗付加価値に対する電力費用の割合が16%以上等の場合、100万kWh/年以上の賦課金の85%を軽減。<u>省エネポテンシャルを評価するエネルギーマネジメントシステムの認証取得・実施が必要。</u> (※1) ● 年間200万kWh以上の鉄道会社は、賦課金の80%を軽減。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 賦課金
<他の電力関連のコストと合わせた負担軽減措置>		
デンマーク 	<ul style="list-style-type: none"> ● 大規模需要家を対象とした公共サービス義務 (PSO) 料金〔コジェネ支援、研究開発等FIT費用以外の費目も含む料金〕の1需要サイトあたり1億kWh超/年の電力量を割引。 ● 2015年9月以降、<u>政府と省エネ対策に関する協定を締結したエネルギー多消費である68業種に属する事業者を対象に、公共サービス義務 (PSO) 料金に対する補助を実施。</u> 	<ul style="list-style-type: none"> ● 賦課金 ● 予算 (2015年9月以降の68業種に対する補助)
フランス 	<ul style="list-style-type: none"> ● 1需要サイトにつき、公共サービス料金 (CSPE) 〔離島支援や社会保障 (必需品特別価格) 等FIT費用以外の費目も含む料金〕の負担額を約63万ユーロ (約8,800万円) /年に制限。年間電力消費量が7億kWh超の産業用電力需要家については、公共サービス料金の負担額を付加価値の0.5%の金額に制限〔上記の1需要サイトごとの上限額を併用〕。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 賦課金 (※2)
スペイン 	<ul style="list-style-type: none"> ● 需要家に課されるアクセス料金 (系統利用料金) の一部としてFIT制度の賦課金を徴収。高圧契約をしている者 (大規模需要家) は、kWhあたりのアクセス料金額を低く設定。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 賦課金
イギリス 	<ul style="list-style-type: none"> ● 欧州委員会ガイドラインで指定する業種で、かつ<u>貿易集約性が高く電力コストが粗付加価値の20%を超える企業を減免対象にCfD FITに基づく賦課金の最大85%を軽減する措置を2016年より導入予定 (詳細は検討中)。</u> 	<ul style="list-style-type: none"> ● 賦課金

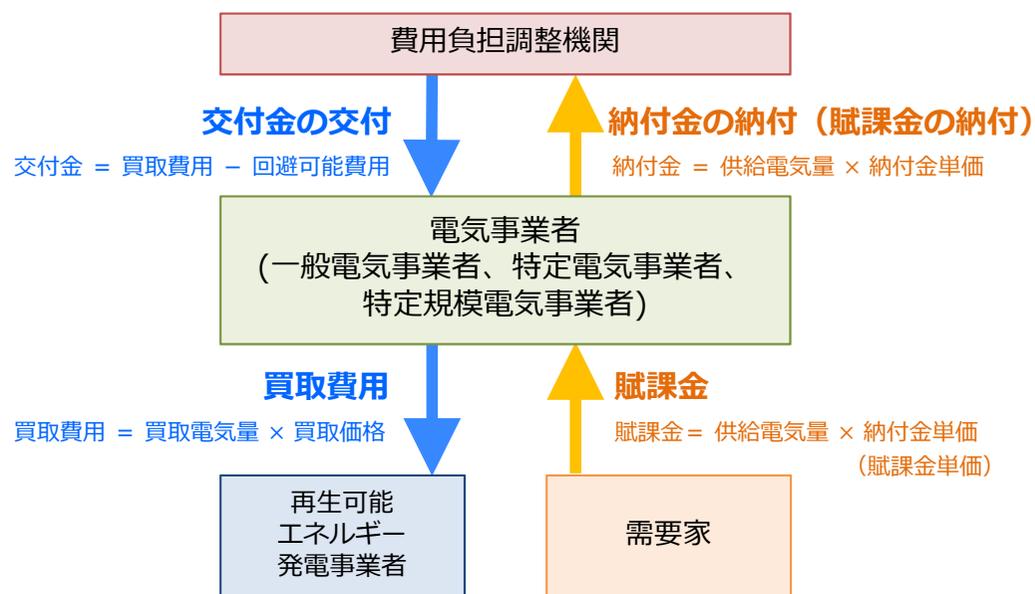
※1 欧州委員会補助金ガイドラインに対応するため、2014年改正法により対象要件の厳格化や費用負担軽減割合の引き下げ等の見直しを行った。

※2 政策的に料金を抑えていたため、CSPEの必要な費用をすべて需要家に転嫁しておらず、2013年に累積赤字の49億ユーロについて、フランス政府が弁済。

費用負担調整機関の事務に伴うコストの最小化

- 現在の固定価格買取制度においては、買取に必要な費用を賄うため、全国の需要家から賦課金を徴収している。
- しかしながら、毎年度の賦課金単価の設定においては、再生可能エネルギー導入量や全体の需要量の予測が困難であることから、結果的に費用負担調整機関に資金不足が生じ、金融機関からの借入が発生している。
- 具体的には、平成27年9月末時点で、借入残高が1406億円あり、これまでに資金調達コストが約10億円（金利6.6億円＋手数料3.5億円）発生し、これが追加的な国民負担となっている。
- 国民負担を軽減する観点から、これらのコストを最小化する具体的方策を検討すべきではないか。

<現在の固定価格買取制度に係る資金の流れ（イメージ）>



<具体的方策（案）>

- 賦課金単価の設定を精緻に行い、交付金の原資たる納付金が不足する事態を出来る限り発生させないようにすることを徹底すべきではないか。
- また、費用負担調整機関が金融機関から借入を行う場合に、利子や手数料によって事後的に発生する追加的な国民負担を抑制する観点から、金利負担等を最小化するための措置を検討すべきではないか。

【参考】総務省勧告（抜粋、平成27年9月）

経済産業省は、交付金財源の不足による借入金の借入れに伴い発生する利息や借入手数料等による電気使用者の負担の増加を招かないよう、賦課金単価の算定時において設備導入実績やその傾向等を踏まえ買取電力量の見込みを精緻化するなど、必要な措置を講じる必要がある。

⑤ 系統制約の解消に向けて

系統制約の解消に向けて

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・出力制御ルールの特整備

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

(4) 系統安定化コストの特適正な負担

- 再生可能エネルギー調整コストの特適切な負担

2. 対応の方向性

(1) 基幹系統整備

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

(2) ローカル系統制約

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

(3) 系統運用・出力制御ルールの特整備

- 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出力制御の特公平性確保 等

(4) 系統安定化コストの特適正な負担

- ①系統安定化コストの特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

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

(参考) 電力広域的運営推進機関の概要

- ① 「電力広域的運営推進機関（以下、広域機関）」は、電力システム改革の第1弾として、本年4月に設立され、広域的運営の拡大によって、我が国の電力供給における3E+Sの実現に貢献。
- ② 広域機関の会員は全ての電気事業者で構成され、総会では、小売、送配電、発電の3つ事業者カテゴリ間で公平になるよう、3グループの議決権の総数を等しく配分予定。

名称	「電力広域的運営推進機関」（広域機関）
設立	平成27年（2015年）4月1日
理事長	金本 良嗣
業務内容	<ul style="list-style-type: none"> ● 需給計画・系統計画を取りまとめ、周波数変換設備、地域間連系線等の送電インフラの増強や区域（エリア）を超えた全国大での系統運用等を図る。 ● 平常時において、送配電事業者による需給バランス・周波数調整に関し、広域的な運用の調整を行う。 ● 災害等による需給ひっ迫時において、電源の焚き増しや電力融通を指示することで、需給調整を行う。 ● 中立的に新規電源の接続の受付や系統情報の公開に係る業務を行う。 等
各種委員会等	広域系統整備委員会（広域系統長期方針、広域系統整備計画に係る検討） 調整力等に関する委員会（調整力や連系線マージンの今後の在り方を検討） 運用容量検討会（連系線の運用容量算出における前提条件等を検討）

(1) 基幹系統整備

① 広域系統長期方針の策定

- 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。

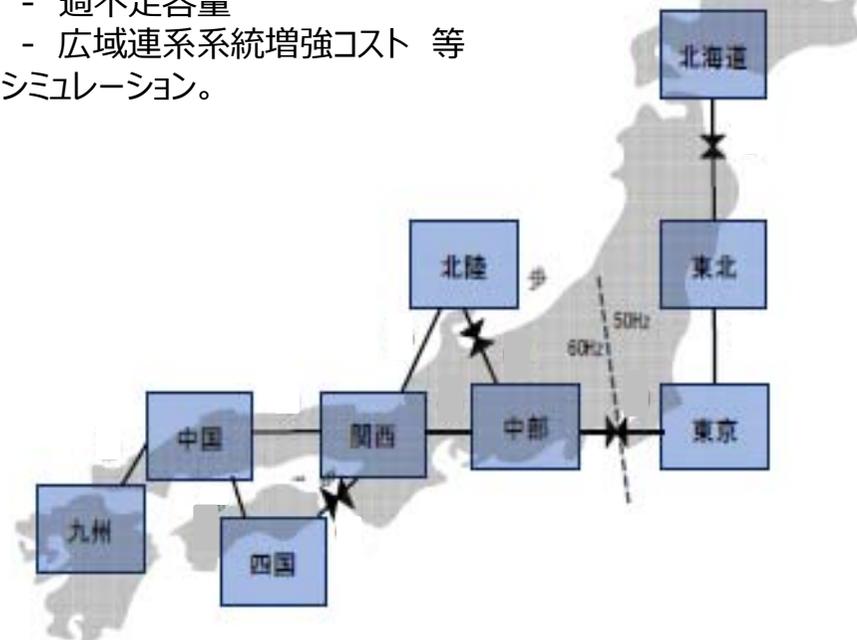
【アプローチ】

- 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。



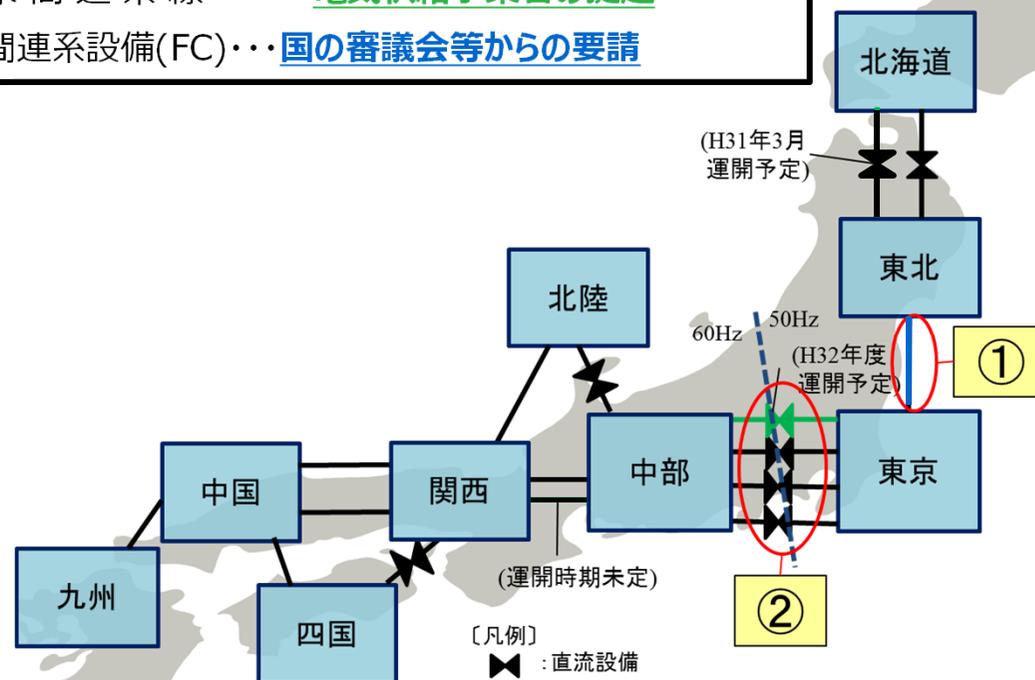
- ① 広域機関は、長期方針等を踏まえ、広域運用の観点から、個別の「広域系統整備計画」を策定する。
- ② 広域系統整備計画は、広域機関の発議、電気供給事業者の提起及び国の審議会等からの要請によって検討を開始することとなっている。なお、東北東京間連系線・東京中部間連系設備（FC）については、長期方針の策定に先行して広域系統整備計画を策定中。
- ③ 今後、再生可能エネルギー事業者（電気供給事業者に該当）から提起があれば、広域機関において広域系統整備計画の検討が開始されることとなる。

広域系統整備計画の計画策定プロセス



計画策定プロセス開始件名

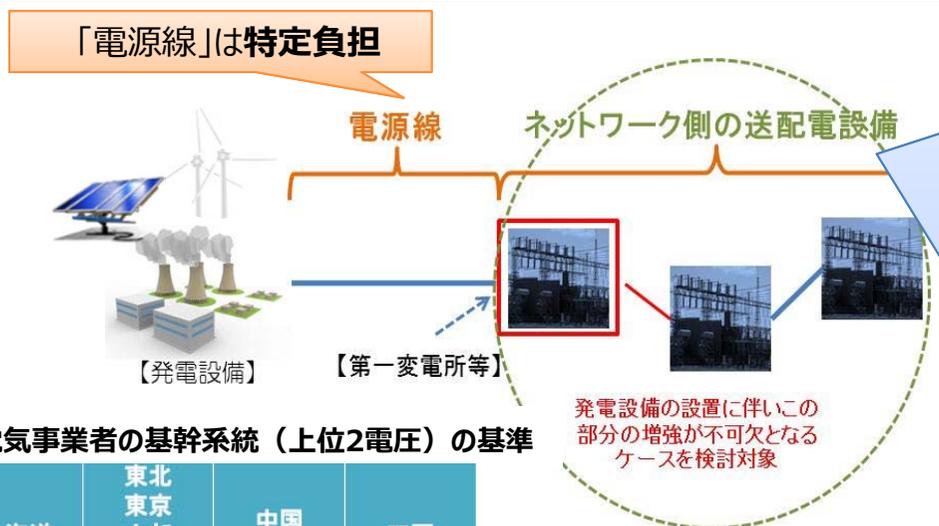
- ①東北東京間連系線 … **電気供給事業者の提起**
- ②東京中部間連系設備(FC)… **国の審議会等からの要請**



- 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（本年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**とされる。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

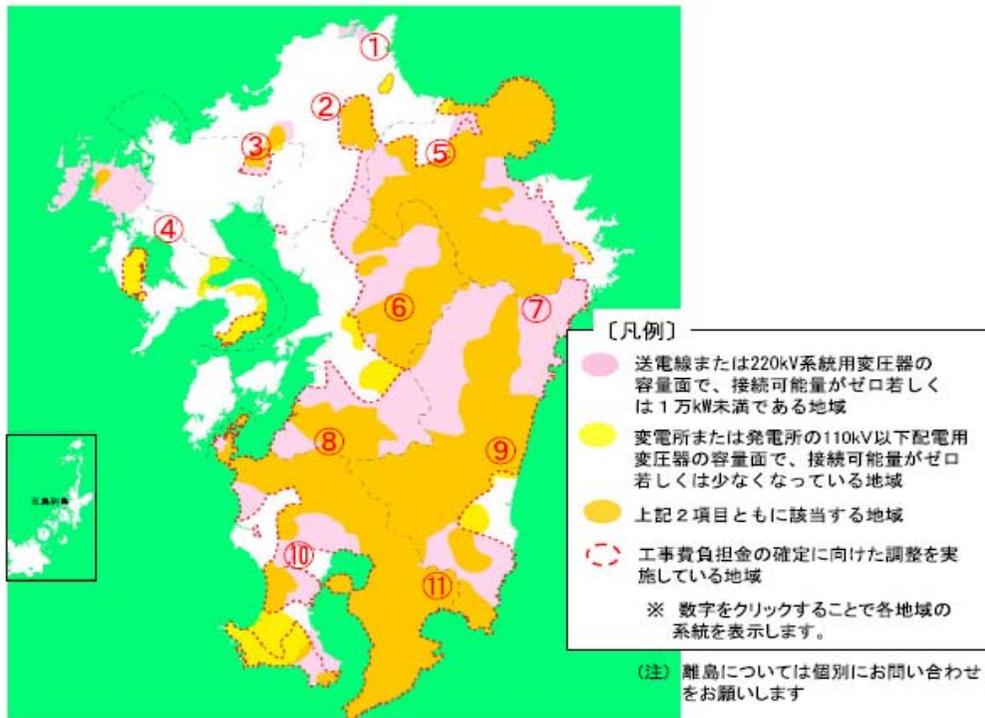
	北海道	東京 中部 北陸 関西	中国 九州	四国
1	275kV	500kV	500kV	500kV
2	187kV	275kV	220kV	187kV

※沖縄電力については132kVのみ

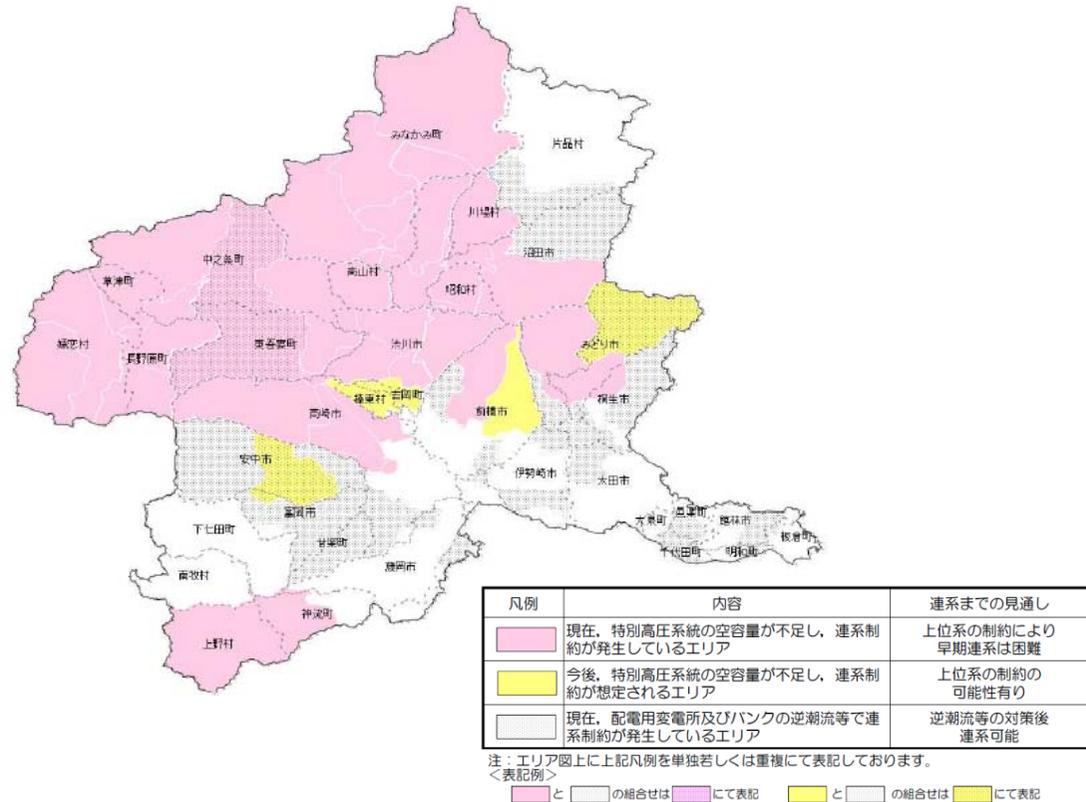
(詳細は「発電設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針」を参照)

(2) ローカル系統制約の対応 現状

- ① 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**。
- ② 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)

- ① 再エネ特措法の施行以降、再生可能エネルギー事業者による電力系統への接続検討の申請が増加したため、**系統情報公表ルールを策定**（平成24年12月）し、**一般電気事業者が地域内の主要系統※1の空き情報等の系統情報を公表すること**としてきた。
- ② 更に、本ルールにおいて、発電事業者に特定負担を求める前提として、**①特別高圧以上の系統の詳細な空き情報**や、**②工事費負担金に含まれる送変電設備の標準的な単価**の公表を求めることとした※2（平成27年11月6日改定）。
- ③ 再生可能エネルギー発電事業者等が、公表された系統情報に基づいて発電設備の建設地点や投資採算性等の判断を行うことで、**事業予見可能性を高め、送配電事業者との調整コストを低減していくことが可能**となる。

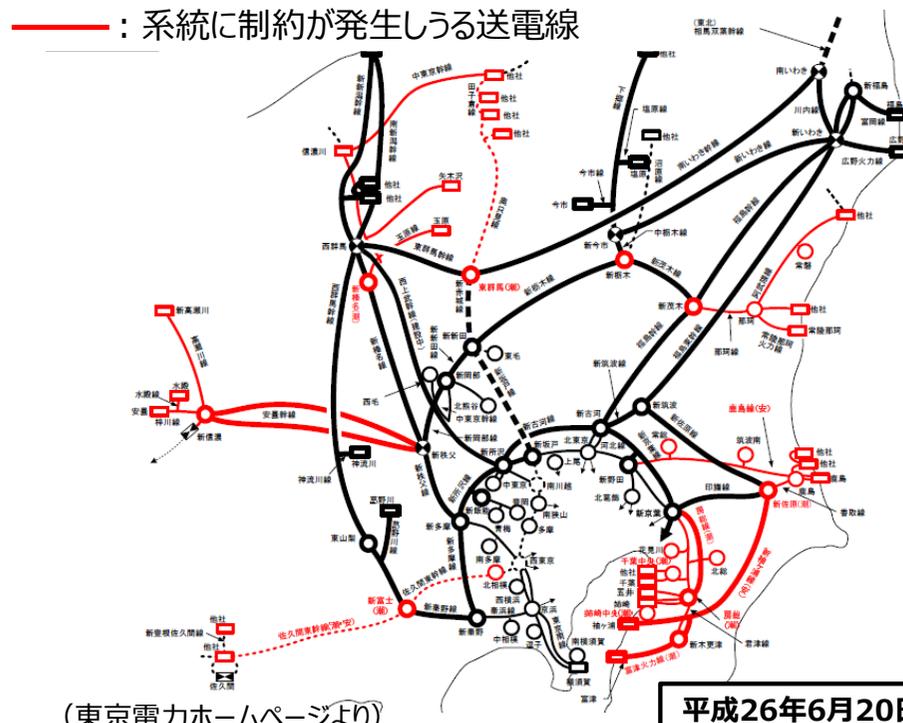
※1 154kV特別高圧以上（沖縄電力については132kV以上）の地域内送配電設備が対象
 ※2 詳細は「系統情報の公表の考え方」を参照。

公表されるべき系統情報概要※

予見可能性に関する情報	<ul style="list-style-type: none"> 特別高圧以上の空き情報（系統図に熱容量の空容量を表示） 工事費負担金概算、工事費負担金に含まれる送変電設備の標準的な単価 等
実運用に関する情報	<ul style="list-style-type: none"> 地内基幹送電線の運用容量、予想潮流 地域間連系線の空容量、マージン 需給状況に関する情報 再エネの出力抑制に関する情報

※赤字は改定項目、詳細は「系統情報の公表の考え方」を参照。

東京電力の系統連系制約マップ
 (275kV以上の電力系統、現行ルールによるもの)



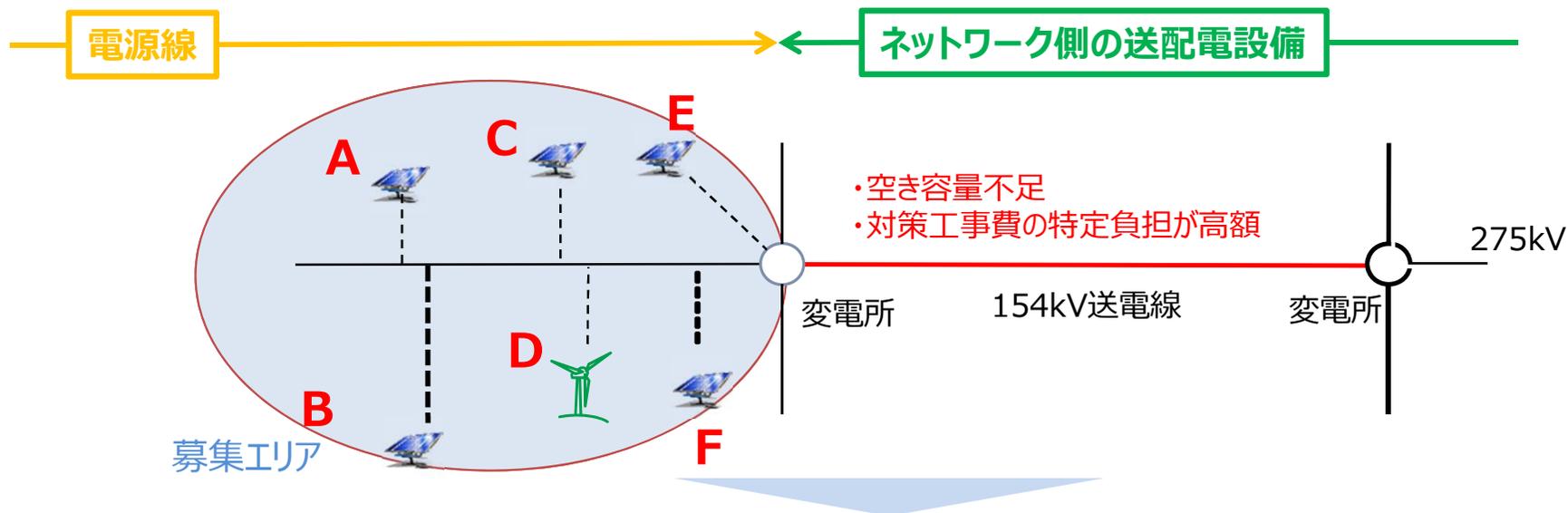
平成26年6月20日公開

(2) 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。

- ① 地熱や風力等の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、太陽光などの比較的開発期間の短い電源と比較して、接続申込が遅れるため、電力系統への接続が困難となるケースが生じている。
- ② 地熱や風力等の電源については、**現行のFIT認定取得前の接続申込を可能とするよう、今後運用を明確化し、接続申込の早期化を図ることとしてはどうか。**なお、この取組は価格決定を前倒しするものではない。
- ③ 実施にあたっては、接続申込の早期化によって、運転開始に向けた取組を行わない事業者が送電容量を「空押さえ」することにつながらないように手当てする必要がある。

<接続申込ルールの見直しの方向性>

接続申込の時期	他電源との公平性の観点から、火力電源と同様のタイミングで接続申込できるものとするため、現行のFIT認定取得前であっても、事業化判断後、発電設備の仕様等が提出可能な時期※としてはどうか。
接続申込時の条件	空押さえの抑制のため、以下のような場合には接続申込を無効とすることを申込の条件としてはどうか。 <ul style="list-style-type: none">・設備仕様や事業計画の変更等により接続工事の内容が見直しとなる場合・環境アセスの実施等により発電所建設に向けた事業の休止があった場合・契約申込みに対する回答を行うために必要となる情報を提供しない場合・連系承諾後に工事費負担金契約を速やかに締結しない場合・工事費負担金が支払われない場合

※とりあえずの接続枠確保を目的とした接続申込の増加と接続申込から連系までの期間の長期化を助長することがないよう適切なタイミングでの申込であることが必要

- ① **優先給電ルール**とは、電気の需要と供給のバランスを一致させるために、需要の変動に応じ、稼働中又は稼働予定の電源に対してその出力を抑制するための**条件**や**順番**を定めるものである。
- ② 電力システム改革の第2弾となる来年4月の小売全面自由化（ライセンス制導入）以降、一般電気事業者の火力発電等に限らず、**新電力等が調達した火力発電等についても、自然変動電源に先立って出力抑制の対象とする**予定。

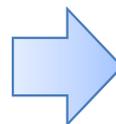
<システム改革第2弾（ライセンス制導入）に伴う優先給電ルールの見直しについて>

【現行の指令順位】

- a. **一般電気事業者が調達した発電機**（注1）の出力抑制及び揚水式発電機の揚水運転
- b. 一般電気事業者が調達したバイオマス専焼電源の出力抑制
- c. 一般電気事業者が調達した地域資源バイオマス電源の出力抑制
- d. 卸電力取引所における取引による電力の販売
- e. 一般電気事業者が調達した自然変動電源の出力抑制
- f. 全国融通（広域機関の指示に基づく広域系統運用）の活用
- g. **特定規模電気事業者、特定電気事業者又は自己託送を利用する発電者の発電機**（長期固定電源（注2）を除く。）の**出力抑制**
- h. 長期固定電源（注2）の出力抑制

【新たな指令順位イメージの骨格】

- a. **火力発電**（注3）（**オンライン調整の対象電源**）の出力抑制及び揚水式発電の揚水運転
- b. **火力発電**（注3）（**オンライン調整の対象外電源**）の出力抑制
- c. バイオマス発電（a. b. に含まれるものを除く）（注4）の出力抑制
- d. 自然変動電源の出力抑制
- e. 全国融通（広域機関の指示に基づく広域系統運用）の活用
- f. 長期固定電源（注2）の出力抑制



（注1）バイオマス専焼発電、地域資源バイオマス、自然変動電源、長期固定電源を除く。

（注2）長期固定電源とは、原子力、水力（揚水式を除く）及び地熱発電所を指す。

（注3）火力発電については、バイオマス混焼発電（地域資源バイオマスを除く。）を含み、主に自家消費に使っているものの、余剰電力が生じてしまう等の要因により出力を調整出来ないものを除く。

（注4）cの中では、バイオマス専焼発電（地域資源バイオマスを除く。）を抑制した後に、地域資源バイオマスを抑制する。

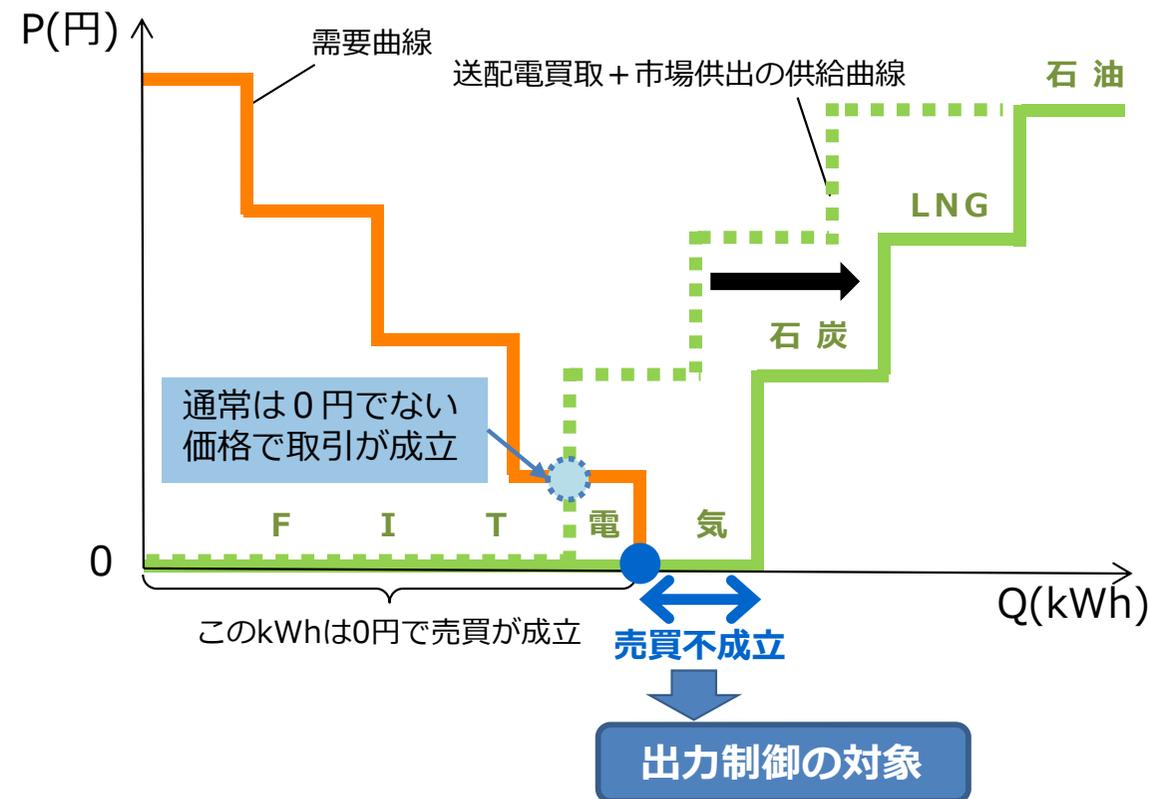
(3) 系統運用・出力制御ルール ①優先給電ルールの見直し（今後の検討課題）

- ① 再生可能エネルギーの導入促進に向けて、広域的な系統運用や送配電買取の場合を見据えた優先給電ルールの見直しが必要。
- ② まずは、全国大で再エネの導入拡大を図るため、電力会社単位ではなく、**連系線を活用した広域的な系統運用**が必要となることから、**再生可能エネルギーの出力制御を行う前の回避措置として、再エネ電気の受入余地のある他地域への送電を行う**ことを原則とし、その場合の具体的条件や精算ルール等について検討中。
- ③ さらに、今後、**買取義務者を送配電事業者に変更し、買い取ったFIT電気の一部を市場に供出**する場合における出力制御ルールの整備が必要。例えば、売値0円でも約定しないFIT電気が生じる場合には、既に火力発電が十分に抑制されている状態と同視しうることから、売買が成立しない量のFIT電気を出力制御の対象とはどうか。

<広域的な系統運用のイメージ>



<FIT電気の供給量の増加に伴い、市場価格が0円になる場合>

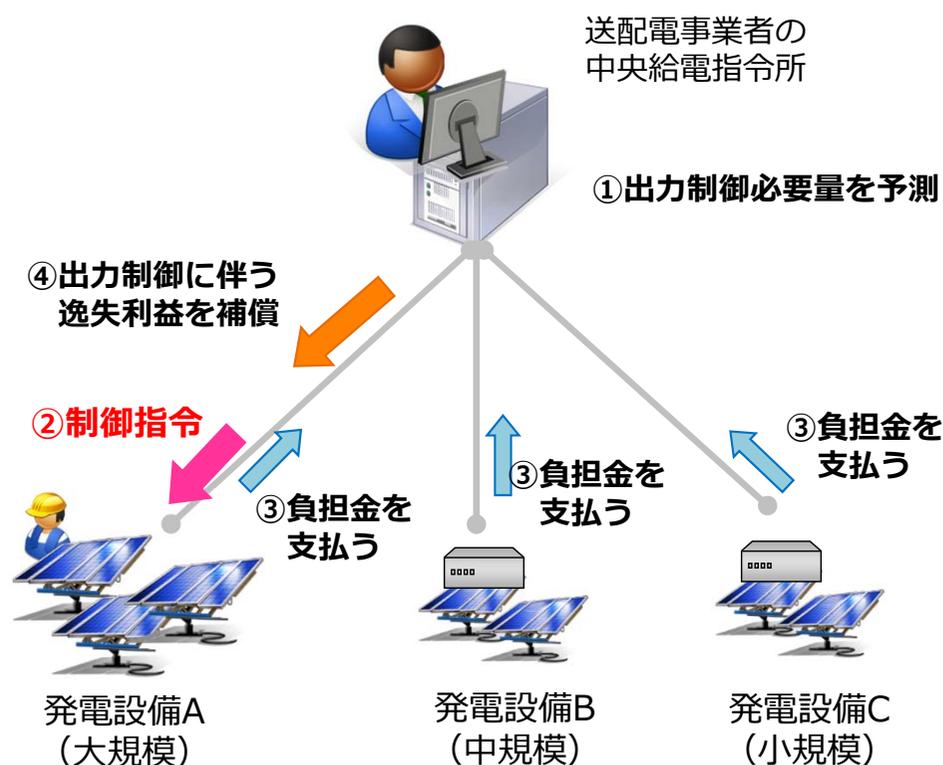


(3) 系統運用・出力制御ルール ②出力制御の公平性確保

- ① 本年3月の新エネルギー小委員会の議論において、再生可能エネルギー電気の出力制御について、「**系統安定化のために必要な最小限のものとするべき**」、「**事業者間の公平性を確保すべき**」等の基本的な考えが示された一方、これらの両立の難しさが指摘されていることから、今後、**出力制御の公平性確保に関するルール整備が必要**。
- ② 他方、規模も運営主体も異なる多数の再エネ発電設備に対して、同じ時間数の出力制御することには課題があり、実際の出力制御は柔軟に大規模の出力抑制が可能な設備に限定し、経済的な調整を行う手法も考えられる。

<経済的な調整のイメージ>

柔軟な出力制御が可能な大規模事業者等に実際の出力制御を集中させ、その事業者に対して、再エネ事業者全体の負担により補償を行う。



<出力制御の公平性確保について>

方法	メリット	デメリット
出力制御を一定の順番で行う方法	<ul style="list-style-type: none"> 出力制御と経済的な負担が一体化するという意味で分かりやすい。 	<ul style="list-style-type: none"> 全ての発電事業者に対して、同じ時間数の出力制御を行うことが課題。
経済的な調整を行う方法	<ul style="list-style-type: none"> 出力制御による経済損失の差異の調整が可能。 対象設備が少なくなるため出力制御が技術的に容易。 	<ul style="list-style-type: none"> 逸失電力量の算定等制度が複雑化。 既存契約の取扱いが課題。

(4) 系統安定化コストの適正な負担

- ① 再生可能エネルギー電気の増加に伴い、電気の安定供給を図るためのコスト（系統安定化コスト）が増加するとの指摘がなされている。
- ② その場合には、発生した費用について、**どのように費用負担を行うのかについて検討が必要**。
(注) 仮にF I T賦課金を原資とした措置が必要となる場合には、対象はF I T電源を起因としてF I T施行に伴うものに限定され、F I T電源以外の再エネ電源が起因となる費用については対象外とする必要がある。
- ③ 検討の前提として、まず、**具体的にどのように系統安定化コストが発生するのか、特定していくことが必要**。現在、特定が可能かどうか具体的な検討を行っており、その結果も踏まえて、更に検討していくことが必要。

<系統安定化コストのイメージ>

- 火力発電の稼働率低下による発電効率の悪化等に伴う費用
- 火力発電の停止及び起動回数の増加に伴う費用
- 自然変動電源の発電時に、揚水式水力の動力によって需要を創出することによる費用
- 発電設備を自然変動電源対応のために確保しておくために必要な費用

(出典) 第7回コスト検証WG 資料1 (平成27年5月) より。

(注) 上記は一般的な再エネ導入に伴う系統安定化のコストであり、F I T電源起因でF I Tの施行に伴うコストであるかどうかは精査が必要。

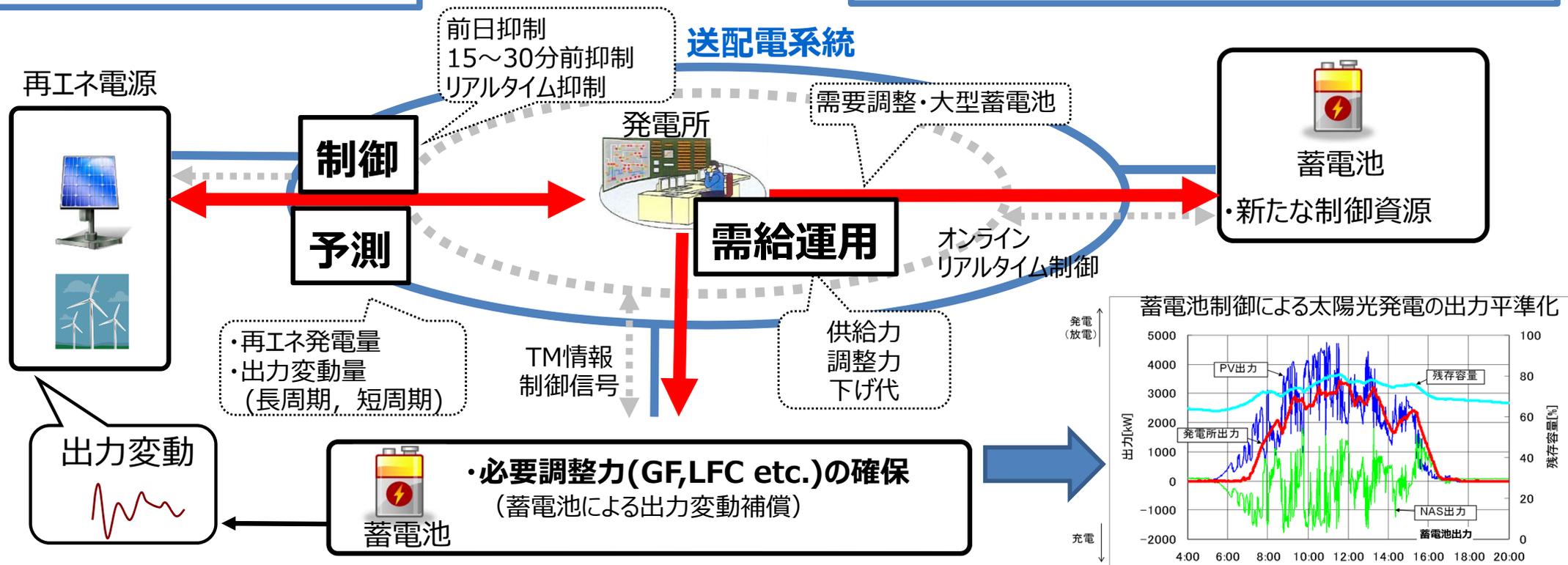
(5) 研究開発

再生可能エネルギーの予測・制御技術や蓄電池の活用により出力不安定性を克服し、さらなる導入拡大を目指す。

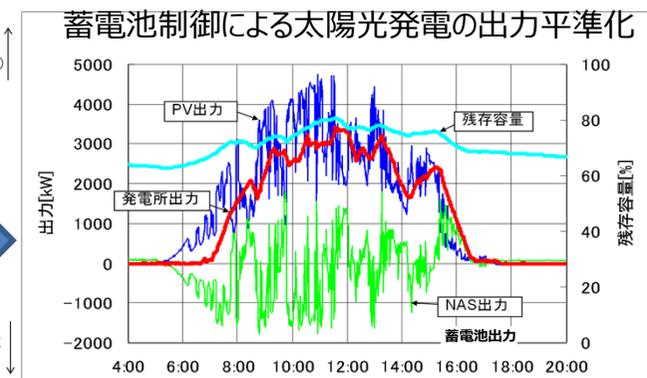
- ① 電力の需給運用に影響を与える風力発電等の急激な出力変動に着目し、再生可能エネルギーの予測技術や出力変動を抑制する制御技術を高度化させ、「**①出力予測と出力制御を踏まえた需給運用の手法を確立**」する。
- ② 再エネの受入可能量拡大のため設置が義務化された「**②遠隔出力制御システムの開発**」を行い、公平かつ実行可能な遠隔出力制御手法を確立する。合わせて規格の標準化の検討を行う。
- ③ 電力の基幹系統の変電所に、大型蓄電池（数万kW級を想定）を設置、活用することで、どこまで再生可能エネルギーの導入可能量を拡大できるか検証を行うとともに、送配電系統全体を見渡した「**③蓄電池の最適な制御・管理手法の技術を開発、確立**」する。

「②遠隔出力制御システムの開発」

「③蓄電池の最適な制御・管理手法の技術を開発、確立」



「①出力予測と出力制御を踏まえた需給運用の手法を確立」



※太陽光発電の出力(青線)を蓄電池の充放電(緑線)で調整することにより、発電所トータルでの出力変動が抑制されている(赤線)。
(NEDO大規模電力供給用太陽光発電 系統安定化等実証研究 より)

(参考) 欧州の系統運用について (ドイツの例)

- ① ドイツでは2つの法律に基づき、火力や再エネ電源等の出力制御を実施。
- ・ EEG (再生可能エネルギー法) : 送電線の混雑が発生した場合 (出力制御した再エネ電気は95%補償)
 - ・ EnWG (エネルギー事業法) : ドイツ国内全体での需給問題や周波数維持困難などが発生する場合 (無償)
- ② ドイツでは送配電事業者は送電線の容量不足が原因で、接続できない事態等が発生する場合に、系統増強の義務を負う。ただし、ある至近の連系点に接続を希望する場合に、当該系統 (電圧) で大幅な増強が必要となり費用が増大する場合には、経済的に不合理な増強を行わずに、代替的に上位の系統への接続を行うことがある。

<優先給電に関するルールと出力抑制の順番>

根拠法	EEG (再生可能エネルギー法)	EnWG (エネルギー事業法)
再エネ設備の出力制御の要因	送電線の混雑が発生した場合	ドイツ国内全体での需給問題や周波数維持困難などが発生する場合
再エネ設備への金銭補償	有償 (95%補償)	無償
出力抑制の順番	① EnWG法に基づき、送電線の混雑等が発生する場合には、火力等の従来型発電設備に対する出力制御等を実施。 ② すべての従来型発電設備を最低出力まで出力制御しても、送電線の混雑が解消されない場合は、EEG法に基づき、再エネ発電設備を有償で出力制御。 ③ なお、系統全体で周波数維持問題等が発生する場合、EnWG法に基づき、再エネ電源も無償で出力制御。	

(参考) 欧州の系統運用について (スペインの例)

- ① スペインでは2006年にCECREが設立され、再生可能エネルギー発電を監視・制御している。
- ② 気象予測による発電出力予測を活用し、再生可能エネルギー発電の優先給電を実施しつつ、常に電力システムの安定運用を維持する。
- ③ CECREは従来発電設備で調整しきれない場合に、最大出力抑制指令をRESCCへ送り、RESCCは出力抑制指令が来た場合は、15分以内に実行する。

CECOEL/CECORE
電力系統全体を監視・制御

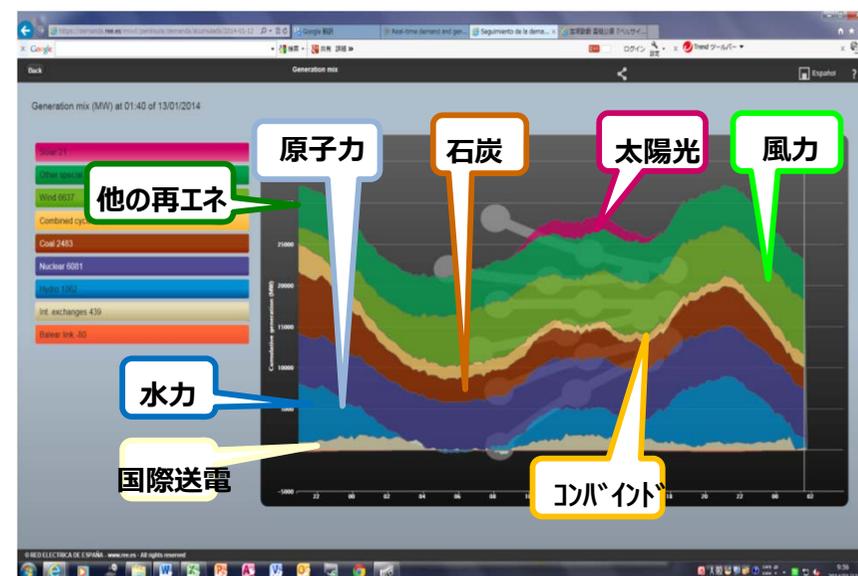
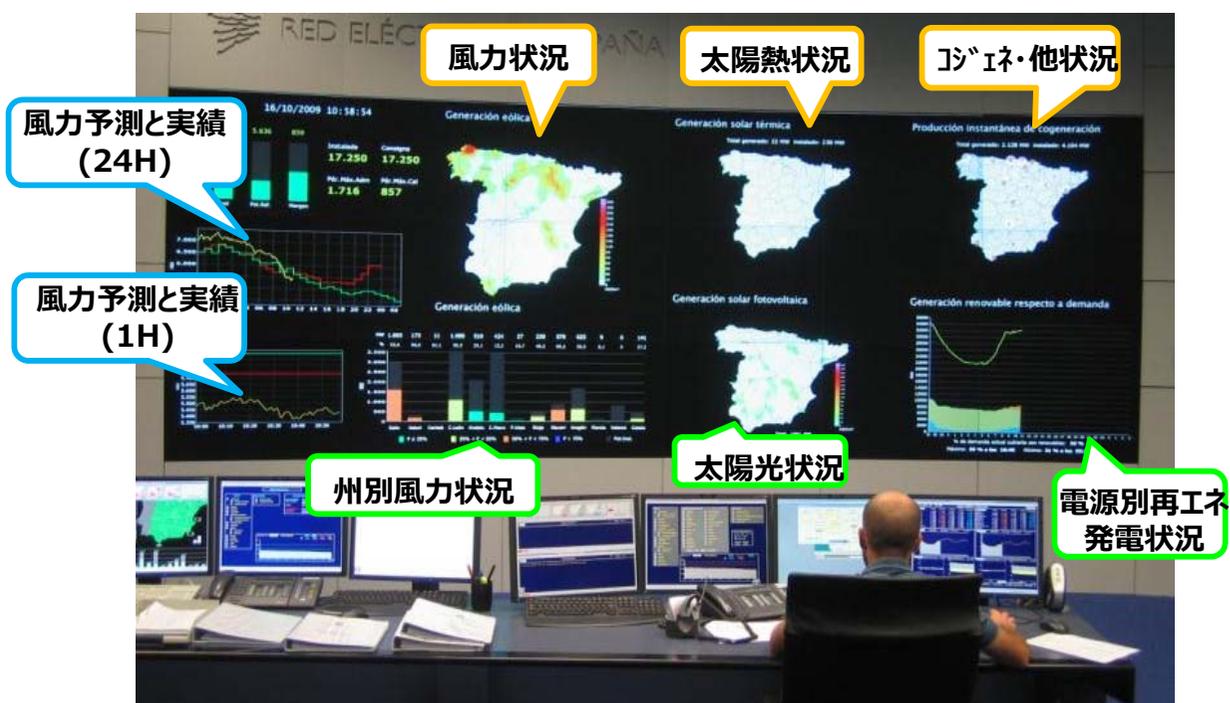
CECRE
(Control Centre for Renewable Energies 2006年設立)
再生可能エネルギー発電を監視・制御

出力抑制指令

RESCC (Renewable Energy Source Control Center)

中堅・大手発電事業者や電力Traderにより運営。

- CECREより、出力抑制指令が来た場合は、15分以内に実行する。
- 10MW以上の発電設備は、RESCCへの接続が義務付けられている。



(第2回系統WG 資料2 (平成26年10月)より作成)

- ① ドイツにおいては、風力や太陽光等の情報開示が義務づけられている (表 1)。
- ② 上記に加え、50Hertz社は15分単位で再エネ電気 (電源別) の自主的な情報開示を行っている。(表 2)。
- ③ ENTSO-E (欧州送電系統運用者ネットワーク) では、国別に15分単位で火力を含む電源種別の実績値を開示。

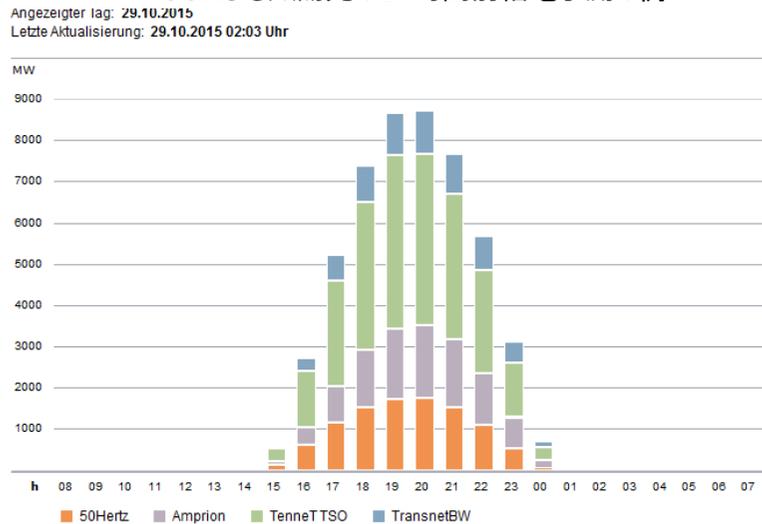
(表 1) 4つの送電系統運用者 (TSO) による風力と太陽光等の主な情報開示内容

情報開示項目の例
太陽光・風力の24時間前給電予測 (送電区域毎に1時間単位)、太陽光・風力の給電リアルタイム予測 (送電区域毎)
当日取引における再エネ電力取引量 (送電区域毎に1時間単位。全ての再エネ電力の合算値)
全ての再エネ電力の24時間前給電予測の合計値 (送電区域毎に1時間単位)
再エネ電源を含む全電源について、エネルギー事業法13条(1)に基づく再給電指令、13条(2)に基づく出力抑制量の実績 (15分単位)

(表 2) 50Hertz社の主な給電データ自主開示状況

情報開示項目の例
風力、洋上風力、太陽光、バイオマス、水力、地熱の給電電力 (15分単位) ※風力及び太陽光の1時間単位データは法定開示
送電線毎の負荷、送電容量に対する負荷割合 (1時間単位で送電地図上に表示) 等
発電量予測と実績 (15分単位)、需要量予測と実績、再給電指令や潮流改善のためのカウンタートレードの実施実績 等

TSOによる太陽光の24時間前給電予測の例



(TSO情報開示ホームページ <http://www.netztransparenz.de/> より)

50Hertz社系統エリア内の送電線の混雑状況の開示例



⑥研究開発・規制改革について

再生可能エネルギー最大限導入のための事業環境整備

- 再生可能エネルギーを効率的かつ持続可能な形で最大限導入し、将来的には自立電源化を目指していくためには、固定価格買取制度の見直しのみならず、研究開発や規制改革を通じた事業環境整備を行っていく必要があるのではないか。

1. 研究開発

① 太陽光発電・風力発電の自立・安定化に向けた技術開発

- 自立電源化のための低コスト化技術開発
- 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

② 地熱発電・中小水力発電の導入拡大に向けた技術開発

③ 次世代技術の開発（海洋エネルギー発電、高温岩体地熱発電、宇宙太陽光発電等）

2. 規制改革

① 環境アセスメント手続の迅速化等

② 適切な土地利用と地域社会との共生

③ 設備の安全性の確保

研究開発①-1：太陽光発電・風力発電の低コスト化に向けた技術開発

- 太陽光発電や風力発電の自立・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。
- **風力発電**の低コスト化には、大型化や設備利用率の向上が重要であり、大型風車に適した低コストで高い信頼性を有するブレードの開発や、稼働停止時間の短縮のためのメンテナンス技術のスマート化を推進。
また、陸上風車の適地が限定的な我が国において中長期的に導入拡大が期待される洋上風力については、建設やメンテナンスでは陸上よりも多くの費用を要することから、コスト面の競争力強化を図るため、低コスト化に向けた着床式及び浮体式の洋上風力の実証を実施。

<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。

<風力発電>

<風車の大型化に伴う部品高度化実用化開発>
(平成28年度概算要求70億円の内数)

- 平成28年度に風力発電の設備利用率を20%から23%へ向上させる技術の確立を目指す。
- 大型風車に適した低コストで高い信頼性を有するブレードの開発や、故障の事前予測・予防のため、振動や音をモニタリング・解析し、メンテナンス指示を発信するシステム(スマートメンテナンス)開発を実施。

<着床式洋上風力発電の実証>
(平成28年度概算要求70億円の内数)

- 着床式洋上風力発電の実用化に向けて、銚子沖、北九州沖に風車及び風況観測システム実機を設置し、経済性・信頼性を評価。

<低コスト浮体式洋上風力発電の実証>
(平成28年度概算要求70億円の内数)

- 平成29年度までに、我が国の気象・海象に適した浮体式洋上風力の技術を確立することを目的として、比較的浅い海域(水深50-100m)において、軽量型風車、浮体を用いた実証を実施。現在、海域選定のFSを実施中。

研究開発①-2：太陽光発電・風力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となる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。

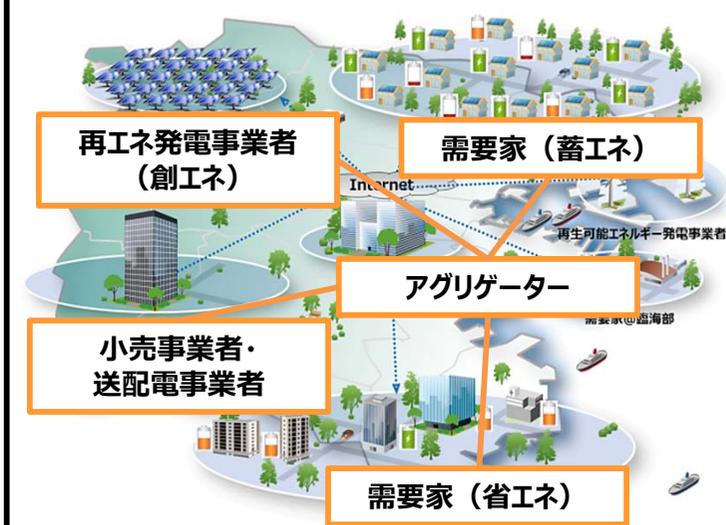
事業者	電池の種類	電池の規模	設置場所
北海道電力 + 住友電気 工業 (共同)	レドックス フロー電池	1.5万kW 6万kWh	南早来 変電所
東北電力	リチウムイオン 電池	4万kW 2万kWh	西仙台 変電所
東北電力	リチウムイオン 電池	4万kW 4万kWh	南相馬 変電所
九州電力	NAS (ナトリウム 硫黄) 電池	5万kW 30万kWh	豊前 変電所

<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となる調整力増大のため、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。



研究開発②：地熱発電・中小水力発電の導入拡大に向けた技術開発

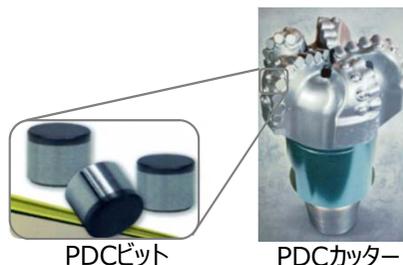
- ベースロード電源である地熱発電や中小水力発電を最大限導入拡大していくためには、技術開発を通じて開発リスクの低減や低コスト化を図ることで、導入可能地点を拡大し、そのポテンシャルを最大限活用することが重要。
- **地熱発電**については、地下の地熱資源の把握が困難であることから、他の再生可能エネルギーと比して高い開発コスト・開発リスクを低減するため、地熱資源をより正確に把握するための技術開発等を実施。また、蒸気・熱水を安定的に採取できず、発電出力が変動し事業継続リスクが顕在化している発電所が一部存在することから、蒸気・熱水の採取量の最適化・安定化を実現するための実証実験を実施。
- **中小水力発電**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。



PDCビット

PDCカッター

- 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、工場で自家発電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）

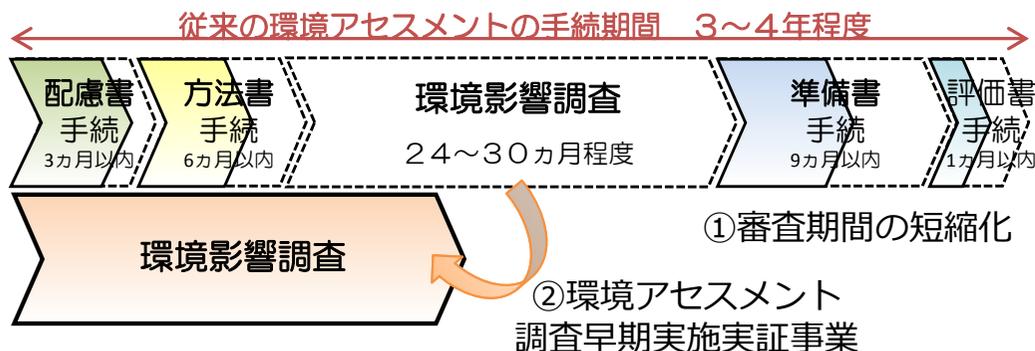
(1) 環境アセスメント手続の迅速化等

- 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>



<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超え
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

(2) 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

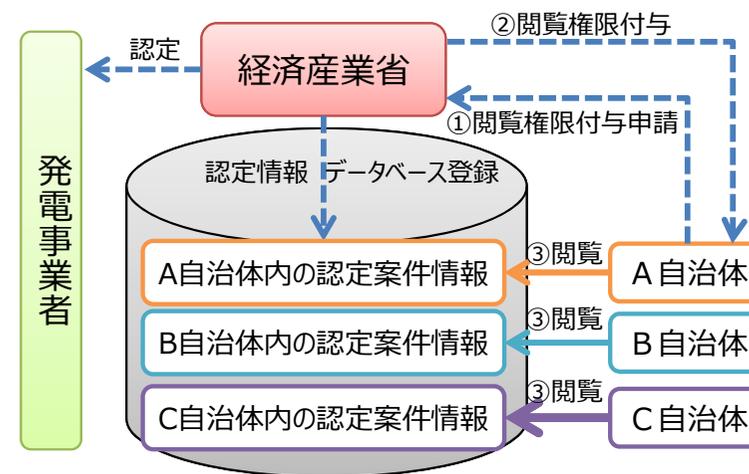
○改善命令等

- 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。

<オンラインでの情報提供スキーム（構築中）>



(3) 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。

制度改革に向けた論点 (これまでの議論のまとめ)

固定価格買取制度（FIT 制度）は、再生可能エネルギー市場という新市場を創出、電源の中期的な自立化に向けて①固定価格での長期買取によって事業収益の予見可能性を高め、参入者のリスクを低減 ②市場拡大に伴うコスト低減（スケールメリット、習熟効果）を目指すもの。

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（電源比率22-24%）の達成に向け、FIT 制度には引き続き重要な役割を期待される一方で、現状の導入拡大ペースには電源毎に大きな差異があり、国民負担増大の懸念も生じている。導入が急速に進んだ太陽光発電については自立化に軸足を置き、コスト効率的な形での導入を進める制度とする必要があり、リードタイムが長く、導入の進んでいない電源については導入拡大を更に強力に推進するための制度改革を行う必要がある。

電力システム改革の成果を活かした導入促進を図る制度の整備、研究開発や規制改革等の事業環境整備を含め、制度見直しに向けた本委員会でのこれまでの議論をまとめると以下のとおり。

(1) 認定制度の見直しと未稼働案件への対応

確実な事業実施が見込まれる案件に FIT 認定の対象を限定し、未稼働案件が生じない仕組みとすることにより、低コストで導入可能な後発案件の参入を可能とする。

- 新しいFIT 認定においては系統への接続契約締結等を要件化（※論点1）
- 既認定案件の取扱（※論点2）

(2) 長期安定的な発電を可能とする仕組み

FIT 認定取得後、発電事業者が持続的に発電を継続し、買取期間終了後も安定的な発電を継続することが促される仕組みとする。

- 発電事業者の遵守事項（点検・保守や廃棄・リサイクル等）の設定と規律の導入
- 適切な土地利用や、設備の安全性を確保
- 適切な情報公開（地域・自治体と情報共有する仕組みなど）

(3) コスト効率的な導入促進等

急速に導入が進んだ太陽光発電については、今後の自立化に向けてよりコスト効率的な導入を促すための制度へと改革する。また買取費用のみならずその他コストの負担のあり方も検討。

- 中長期的な買取価格目標の設定
- 入札制度を含めた事業者の競争とコスト低減努力を促す太陽光の買取価格決定方式（※論点3）
- 低コスト化と系統制御高度化に向けた研究開発
- 賦課金減免制度を持続的に運用（支援の重点化・効率化による制度の必要額の抑制、省エネの推進との整合性の確保、費用原資の賦課金による手当て等）
- 費用負担調整機関の事務に伴うコストを最小化。
- 系統安定化費用について、どのように負担していくのが適切か検討

(4) リードタイムの長い電源の導入促進

風力や地熱、水力など開発に比較的長期間を要する（リードタイムの長い）電源の導入が進んでいないことを踏まえ、導入拡大を更に強力に推進するために制度を改革する。

- 数年先の案件の買取価格をあらかじめ決定する仕組み
- 風力発電について、諸外国並の買取価格に引き下げるための中期的な価格低減スケジュールの決定
- 地熱発電及び中小水力発電については、初期投資への補助を含めた支援のあり方を検討
- バイオマスについては、安定的な燃料調達の確保が課題
- 環境アセスメントの迅速化等の規制改革
- FIT 認定前の系統への接続申込みを可能とする仕組み（運用明確化）

(5) 電力システム改革を活かした導入拡大

電力システム改革による一連の制度改革の成果を活かした、再生可能エネルギーの効率的な導入拡大に結びつける取組を推進する。

- 「広域系統整備計画」に基づく計画的な系統整備
- 送配電事業者による買取義務（※論点 4）等を通じた広域融通
- 出力制御の公平性確保に関するルール整備（経済的な調整を含め検討）
- ローカル系統制約に対応するため情報の公表や入札募集ルールの活用

(6) その他

- R P S 制度の経過措置（※論点 5）