

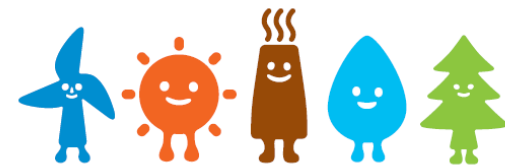
参考資料1
(第1回買取制度運用WG
配付資料)

回避可能費用の算定方法 及び 設備認定制度の在り方について



平成26年2月18日
資源エネルギー庁

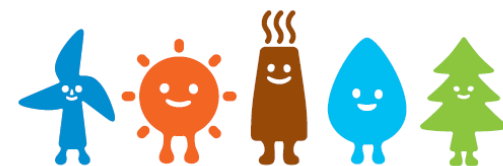
I. 回避可能費用の算定方法について



みんなで育てる
再生可能エネルギー

固定価格買取制度にご理解ご協力を

①賦課金及び回避可能費用の考え方

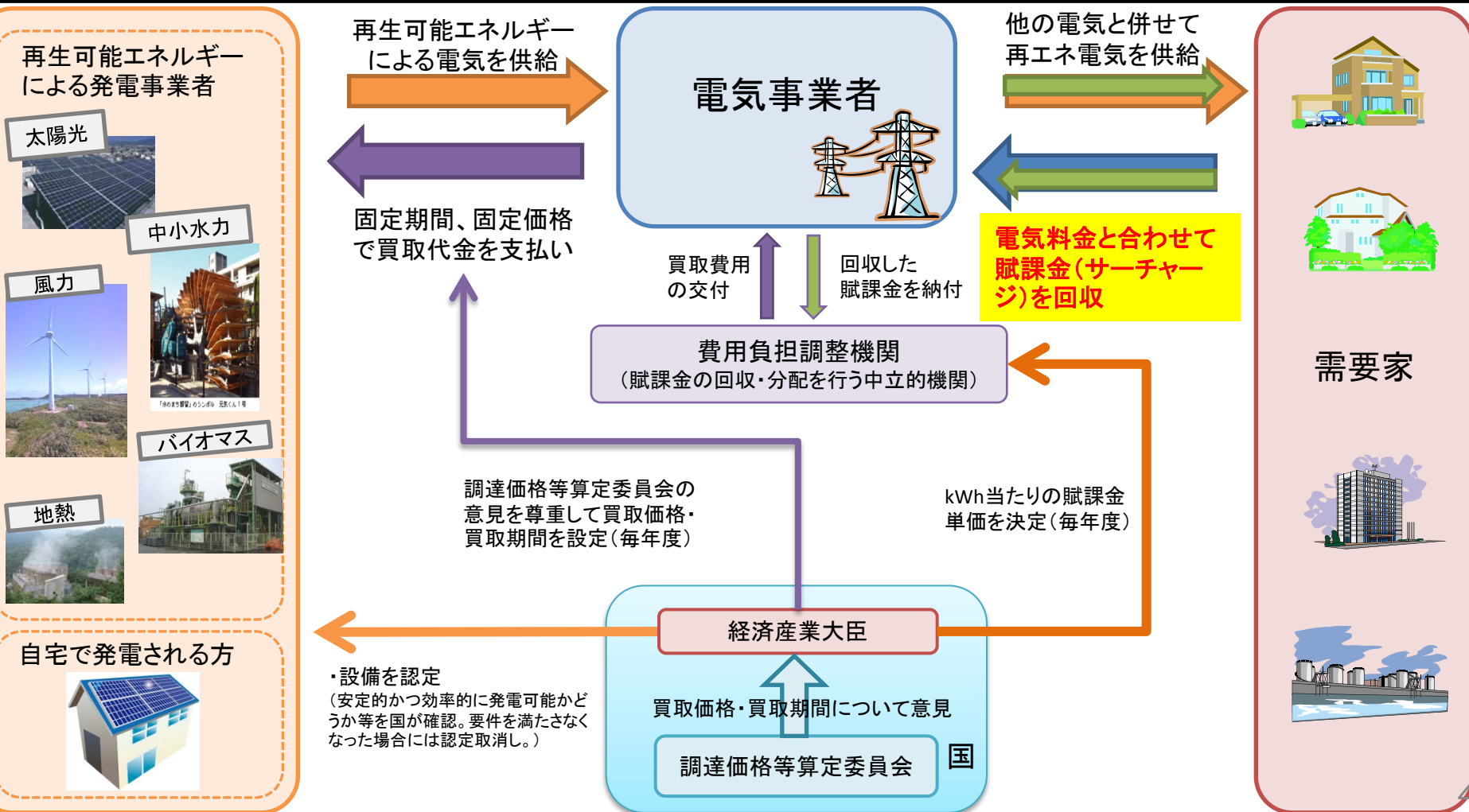


みんなで育てる
再生可能エネルギー

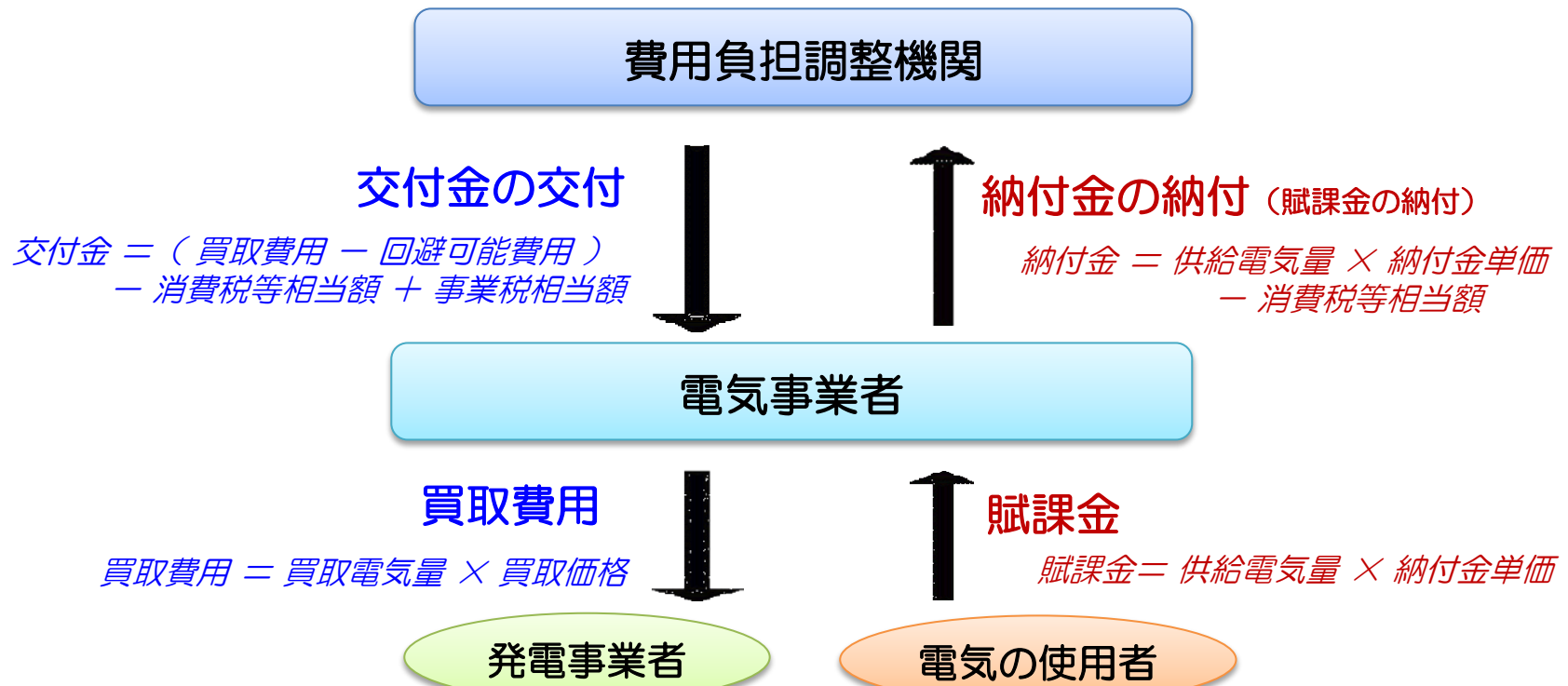
固定価格買取制度にご理解ご協力を

固定価格買取制度の基本的仕組み

- 買取りに要した費用に充てるため、各電気事業者がそれぞれの電気の需要家に対し、使用電力量に比例した賦課金（サーチャージ）の支払いを請求することができる。
- 地域による再エネ導入量のばらつきによって国民負担に差が出ないように、その年度の導入量予測に基づいて、全国一律に賦課金単価を算定。それを基に、費用負担調整機関が全国から賦課金収入を回収し、各電力会社に対して、買取実績に応じた費用を支払う仕組み。



- 電気の利用者が負担する金額の基礎となる賦課金単価は、全国一律。電気事業者は、電気の使用量に応じ利用者から集めた賦課金を、毎月、費用負担調整機関に納付。
- 費用負担調整機関は、毎月、電気事業者から報告を受けた買取費用から各事業者の回避可能費用等を差し引いた金額を、交付金として各電気事業者に交付。



賦課金算定に関する法令上の規定①

○電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法（平成二十三年八月三十日法律第百八号）

（交付金の交付）

第八条

第十九条第一項に規定する費用負担調整機関（以下この章において単に「費用負担調整機関」という。）は、各電気事業者が供給する電気の量に占める特定契約に基づき調達する再生可能エネルギー電気の量の割合に係る費用負担の不均衡を調整するため、経済産業省令で定める期間ごとに、電気事業者（第十四条第一項の規定による督促を受け、同項の規定により指定された期限までにその納付すべき金額を納付しない電気事業者を除く。次条、第十条第一項、第十六条及び第十八条において同じ。）に対して、交付金を交付する。

2 前項の交付金（以下単に「交付金」という。）は、第十一条第一項の規定により費用負担調整機関が徴収する納付金及び第十八条の規定により政府が講ずる予算上の措置に係る資金をもって充てる。

（交付金の額）

第九条

前条第一項の規定により電気事業者に対して交付される交付金の額は、同項の経済産業省令で定める期間ごとに、特定契約ごとの第一号に掲げる額から第二号に掲げる額を控除して得た額の合計額を基礎として経済産業省令で定める方法により算定した額とする。

一 当該電気事業者が特定契約に基づき調達した再生可能エネルギー電気の量（キロワット時で表した量をいう。）に当該特定契約に係る調達価格を乗じて得た額

二 当該電気事業者が特定契約に基づき再生可能エネルギー電気の調達をしなかったとしたならば当該再生可能エネルギー電気の量に相当する量の電気の発電又は調達に要することとなる費用の額として経済産業省令で定める方法により算定した額

（納付金の額）

第十二条

前条第一項の規定により電気事業者から徴収する納付金の額は、同項の経済産業省令で定める期間ごとに、当該電気事業者が電気の使用者に供給した電気の量（キロワット時で表した量をいう。次項及び第十六条第二項において同じ。）に当該期間の属する年度における納付金単価を乗じて得た額を基礎とし、第十七条第一項の規定による認定を受けた事業所に係る電気の使用者に対し支払を請求することができる第十六条の賦課金の額を勘案して経済産業省令で定める方法により算定した額とする。

2 前項の納付金単価は、毎年度、当該年度の開始前に、経済産業大臣が、当該年度において全ての電気事業者に交付される交付金の見込額の合計額に当該年度における事務費の見込額を加えて得た額を当該年度における全ての電気事業者が供給することが見込まれる電気の量の合計量で除して得た電気の一キロワット時当たりの額を基礎とし、前々年度における全ての電気事業者に係る交付金の合計額と納付金の合計額との過不足額その他の事情を勘案して定めるものとする。

3（略）
4 経済産業大臣は、納付金単価を定めたときは、遅滞なく、これを告示しなければならない

（賦課金の請求）

第十六条

電気事業者は、納付金に充てるため、当該電気事業者から電気の供給を受ける電気の使用者に対し、当該電気の供給の対価の一部として、賦課金を支払うべきことを請求することができる。

2 前項の規定により電気の使用者に対し支払を請求することができる賦課金の額は、当該電気事業者が当該電気の使用者に供給した電気の量に当該電気の供給をした年度における納付金単価に相当する金額を乗じて得た額とする。

賦課金算定に関する法令上の規定②

○電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法施行規則（平成二十四年六月十八日経済産業省令第四十六号）

（回避可能費用の算定方法）

第十六条

法第九条第二号の経済産業省令で定める方法は、特定契約に基づき再生可能エネルギー電気の調達をしなかったとしたならば当該再生可能エネルギー電気の量に相当する量の電気の発電又は調達に要することとなる一キロワット時当たりの費用として経済産業大臣が電気事業者ごとに定める額（以下「回避可能費用単価」という。）に消費税及び地方消費税に相当する額を加えた額に当該電気事業者が特定契約に基づき調達した再生可能エネルギー電気の量を乗ずる方法とする。

○回避可能費用単価等を定める告示（平成二十四年六月十八日経済産業省告示第百四十四号）

（回避可能費用単価）

第四条 電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法施行規則（以下「施行規則」という。）第十六条に規定する回避可能費用単価は、次に掲げる電気事業者の種類に応じ、それぞれ当該各号に定める額とする。

一 一般電気事業者 次の表の上欄に掲げる電気事業者ごとに、同表の下欄に掲げる額について一般電気事業供給約款料金算定規則（平成十一年通商産業省令第百五号）第二十一条の規定の例により燃料費調整を行った額。

北海道電力株式会社	一キロワット時当たり五・八八円
東北電力株式会社	一キロワット時当たり七・五五円
東京電力株式会社	一キロワット時当たり九・九八円
中部電力株式会社	一キロワット時当たり六・五七円
北陸電力株式会社	一キロワット時当たり四・三七円
関西電力株式会社	一キロワット時当たり七・四八円
中国電力株式会社	一キロワット時当たり六・三六円
四国電力株式会社	一キロワット時当たり五・九四円
九州電力株式会社	一キロワット時当たり六・六〇円
沖縄電力株式会社	一キロワット時当たり八・一九円

二 特定電気事業者及び特定規模電気事業者 次のイに掲げる額をロに掲げる額により増額又は減額したもの

イ 一キロワット時当たり七・七六円

ロ 各一般電気事業者が一般電気事業供給約款料金算定規則第二十一条の規定の例により燃料費調整を行った各月の額を次の表の割合により加重平均した額

北海道電力株式会社	四％
東北電力株式会社	九％
東京電力株式会社	三十一％
中部電力株式会社	十五％
北陸電力株式会社	三％
関西電力株式会社	十七％
中国電力株式会社	七％
四国電力株式会社	三％
九州電力株式会社	十％
沖縄電力株式会社	一％

納付金単価（賦課金単価）の決定方法

- 納付金単価（賦課金単価）は、下記の計算式により計算し、毎年度当該年度の開始前に経済産業大臣が定め、告示することとなっている。【法第12条第1項、第2項、第4項】
- 納付金単価（賦課金単価）を算出する際の回避可能費用見込みは「当該電気事業者が特定契約に基づき再生可能エネルギー電気の調達をしなかったとしたならば当該再生可能エネルギー電気の量に相当する量の電気の発電又は調達に要することとなる費用の額」としている。【法第9条第1項第2号】

$$\text{納付金単価（円/kWh）} = \frac{\text{①買取見込み額} - \text{②回避可能費用見込み} + \text{③費用負担調整機関の事務費見込み}}{\text{④見込み総需要電力量}} \quad \text{（賦課金単価）}$$

①買取見込み額	再エネ買取量見込み（kWh）×買取価格（円/kWh） ・再エネ買取量見込み：前年度の導入量をベースとする ・買取価格：調達価格等算定委員会の意見を尊重して経済産業大臣が決定した価格
②回避可能費用見込み	再エネ買取量見込み（kWh）×回避可能費用単価（円/kWh） ・回避可能費用単価：電気事業者が再生可能エネルギー電気を買収することにより支出を免れた燃料費などの変動費（1kWh当たり）を採用。現在は、各電気事業者の2月の燃料費調整単価を考慮した変動費の加重平均を利用。 ・電気事業者が料金改定を行う際に、燃料費を補正した変動費が改定された場合、翌年度の納付金単価（賦課金単価）算定に、改定された変動費を利用。
③費用負担調整機関の事務費見込み	費用負担調整機関の業務処理等に要する費用。費用負担調整機関が見積もった費用を経済産業大臣が認可。
④見込み総需要電力	前年の需要電力量の実績を利用する。

回避可能費用単価の更新について

- 回避可能費用単価は、燃料価格の変動や燃料費電源構成の変化に伴う電気事業の原価の見直しがなされれば、年度途中であっても、それを反映した変更を行う。（ただし、納付金単価（賦課金単価）への反映は翌年度以降）
- 電気事業の原価については、電気料金改定の際に見直しが行われる。その後、最長でも3年を目途に行政が電気料金について事後評価を実施することになっており、事後評価の結果、必要があれば、経済産業大臣が料金の変更認可申請を命じ（電気事業法第23条）、原価の妥当性を確保することとしている。

- 現行の回避可能費用単価は、一般電気事業者は個社毎に、特定電気事業者・特定規模電気事業者は事業者の規模によらず一定の価格（一般電気事業者の単価の加重平均）で設定。
- 一般電気事業者の場合、現在は全電源平均可変費単価に燃料費調整単価を加えた単価を回避可能費用単価として規定。
- 特定電気事業者・特定規模電気事業者の場合、一般電気事業者の回避可能費用単価に告示により定められる販売電力量シェアの割合により加重平均した金額に、一般電気事業者の燃料費調整単価の加重平均の金額を加えたものを回避可能費用単価として規定。

（例）平成26年1月における回避可能費用単価

一般電気事業者	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
①告示（回避可能費用単価等を定める告示第4条第1号の表）により定められる単価（円/kWh）	5.88	7.55	9.98	6.57	4.37	7.48	6.36	5.94	6.60	8.19
② ①の税込額（円/kWh）	6.17	7.93	10.48	6.90	4.59	7.85	6.68	6.24	6.93	8.60
③平成26年1月適用の燃料費調整単価（円/kWh）【税込値】	0.32	1.04	1.34	2.12	0.81	0.95	1.06	0.63	0.67	0.87
回避可能費用単価（②+③）（円/kWh）	6.49	8.97	11.82	9.02	5.40	8.80	7.74	6.87	7.60	9.47
（参考）告示により定める販売電力量シェア（%）	4%	9%	31%	15%	3%	17%	7%	3%	10%	1%

特定電気事業者・特定規模電気事業者	全国
①告示（回避可能費用単価等を定める告示第4条第2号イ号）により定められる単価（円/kWh）	7.76
② ①の税込額（円/kWh）	8.15
③平成26年1月適用の燃料費調整単価（税込値）の加重平均値（円/kWh）	1.19
回避可能費用単価【税込値】（円/kWh）	9.34

- 平成25年度の総買取費用5,437億円に対し、回避可能費用の合計は約1,851億円。
- 固定価格買取制度分だけ見ると、買取総額のうち回避可能費用が占める割合は約1／3。

	平成24年度	平成25年度
【固定価格買取制度負担分：＜当該年度分＞】		
買取総額	2500億円	4800億円
回避可能費用	1200億円	1670億円
賦課金により回収すべき額	1300億円	3130億円
賦課金単価	0. 22円／kWh	0. 35円／kWh
【住宅用余剰買取制度負担分：＜前年度分(注)＞】		
買取総額	965億円	637億円
回避可能費用	294億円	181億円
賦課金により回収すべき額	671億円	456億円
賦課金単価(全国平均)	0. 07円／kWh	0. 05円／kWh
【合計】		
総買取費用	3465億円	5437億円
総回避可能費用	1494億円	1851億円
賦課金総額	1971億円	3586億円
合計単価	0. 29円／kWh (87円／月)	0. 40円／kWh (120円／月)

(注1) 旧制度の余剰電力買取制度(平成24年6月まで)は、前年の買取費用を翌年度回収する仕組みを採用。

(注2) ()は、電気の使用量が300kWh/月の場合における賦課額。

■ 例えば、自然エネルギー財団は次のような意見（注）を表明している。

- 再生可能エネルギーを受け入れる場合には、燃料費の高い電源から停止するはずなので、回避可能費用の算出に当たっては、最もコストがかかる電源の運転単価（現状では石油火力発電の平均運転単価）を用いるべき。若しくは、ドイツと同様、卸電力価格を用いるべき。
- 仮に、現在の石油火力平均運転単価や卸電力価格を用いて試算すると、現在の全電源平均運転単価と比べ、賦課金が約1,100億円から約1,400億円、節減可能となる。
- このため、現行の制度は、過大な国民負担を請求している。

図 再生可能エネルギー賦課金試算結果

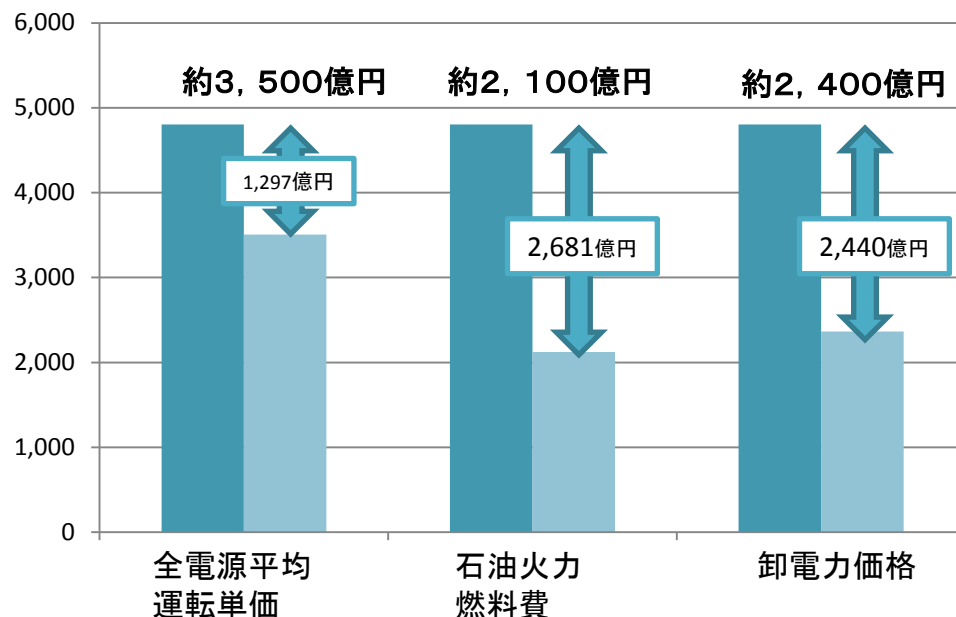


図 回避可能費用単価と費用総額の推計

	回避可能費用 単価 (円/kWh)	回避可能費用 (億円)
全電源平均 運転単価 ¹⁾	8.06	1,297
石油火力 燃料費 ²⁾	16.65	2,681
卸電力価格 ³⁾	15.15	2,440

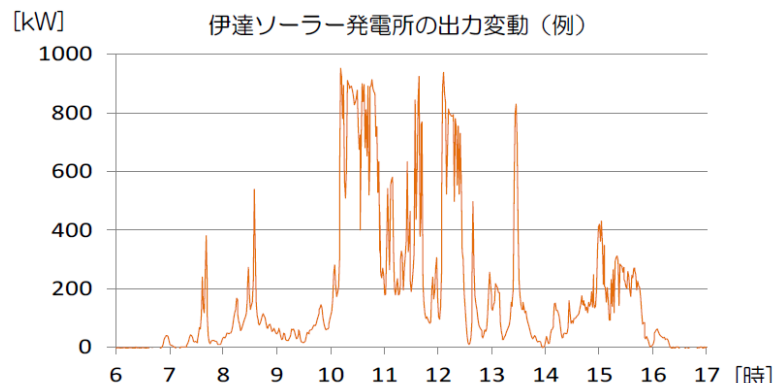
1) 供給約款変更認可申請書等から2013年度の値を推計。

2) 電気料金専門委員会資料より電力6社分の石油系燃料費を加重平均

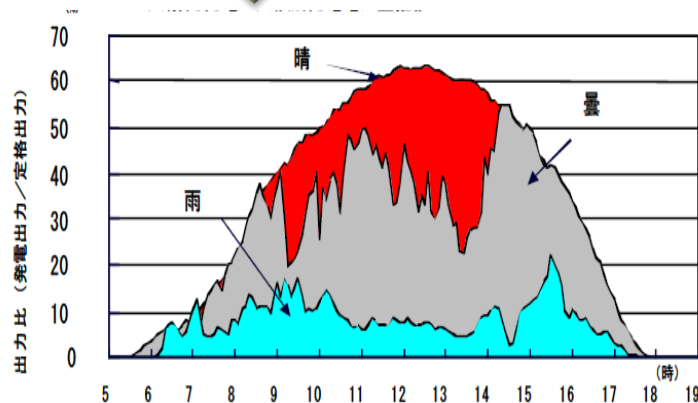
3) 日本卸電力取引所、取引情報より作成。2012年度1年間の卸電力価格24時間平均値。

- 太陽光発電は、晴天の日でも、雲等により瞬時に出力が大きく変動する。地域全体で平滑化効果が働くが、それでも、なお、当日の天候によって発電量は大きく変動する。
- 風力発電は、比較的風況の良い日でも、やはり1日の中でも出力が大きく変動する。複数の風力発電が連系した平滑化効果を得たあとでも、その変動幅は小さくない。

【太陽光発電の出力変動】

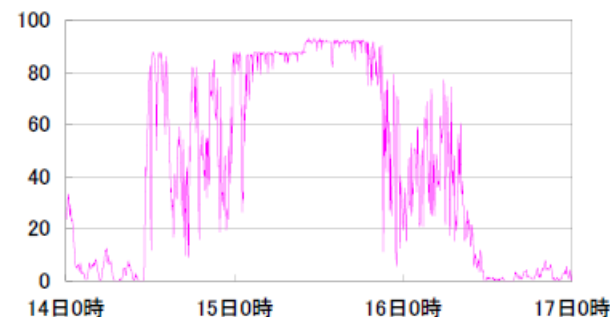


地域全体の平滑化
効果後のイメージ



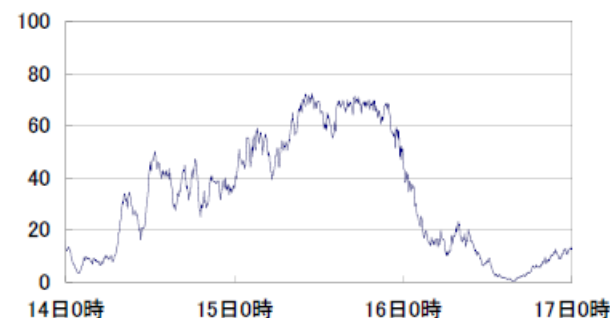
【風力発電の出力変動】

1サイトの風力発電のみの出力変化（%）



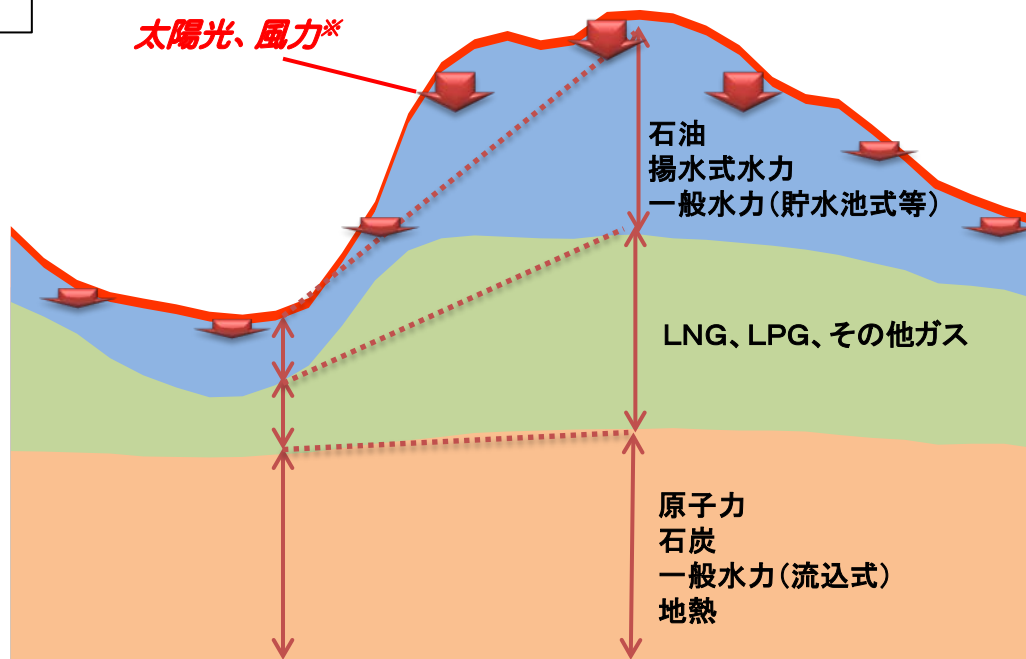
複数の風力発電の連系（連系
量拡大）による平滑化効果

地域全体の風力発電の出力変化（%）



- 電気は貯蔵が利かないため、電力品質を維持するためには、需給を一致させ、周波数を一定幅に維持する必要がある。
- このため、太陽光や風力による出力変動は、一般電気事業者側が様々な電源を柔軟に使い分け、その変動を相殺する調整運転を行っていると考えられている。
 - 分単位の変動対応：可変速水力、天然ガス、石油など応答性の高い電源
 - やや中期の変動対応：上記に加え石炭火力なども対応可能
- 電源の調整運転は、再生可能エネルギー電気の出力変動ばかりでなく、需要変動にも起因して行っており、再生可能エネルギーの買取に伴う停止電源だけを特定することは、技術的に困難な面がある。

イメージ図

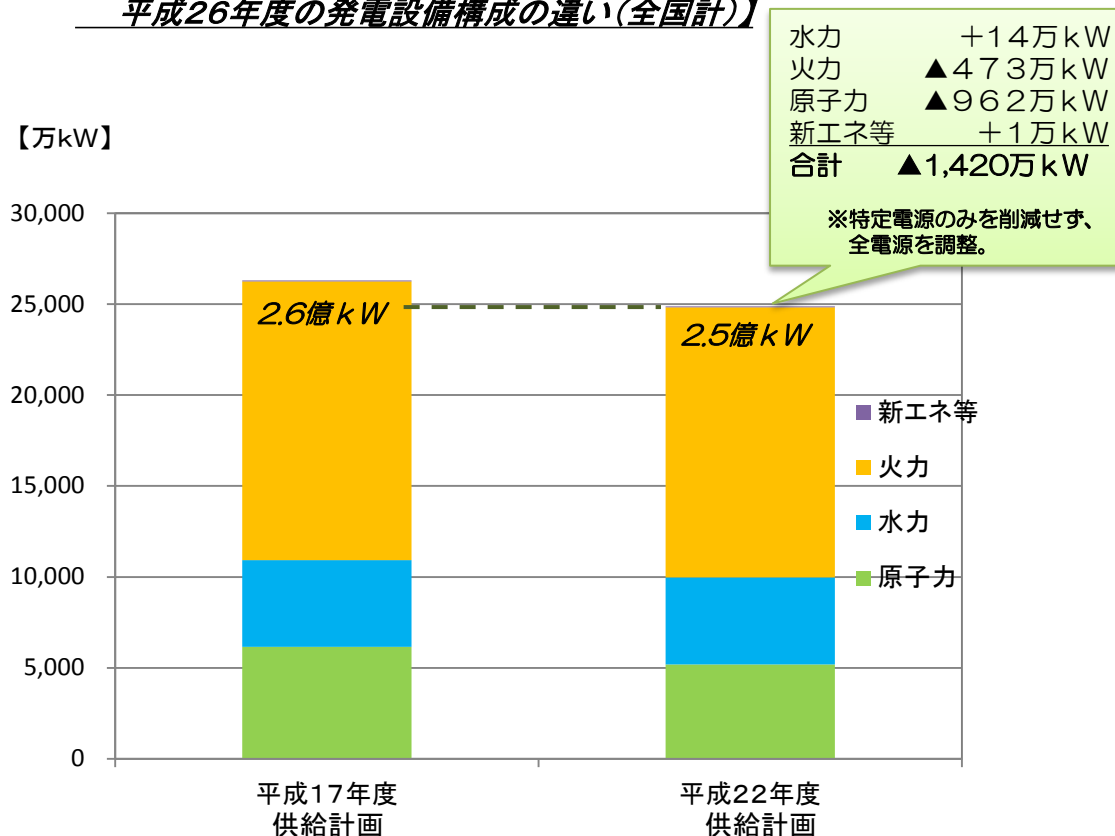


※太陽光、風力は、電源としての安定性が低く、他電源を量的に補う電源と位置づけられ、現状では、その一部のみが、供給力にカウント。

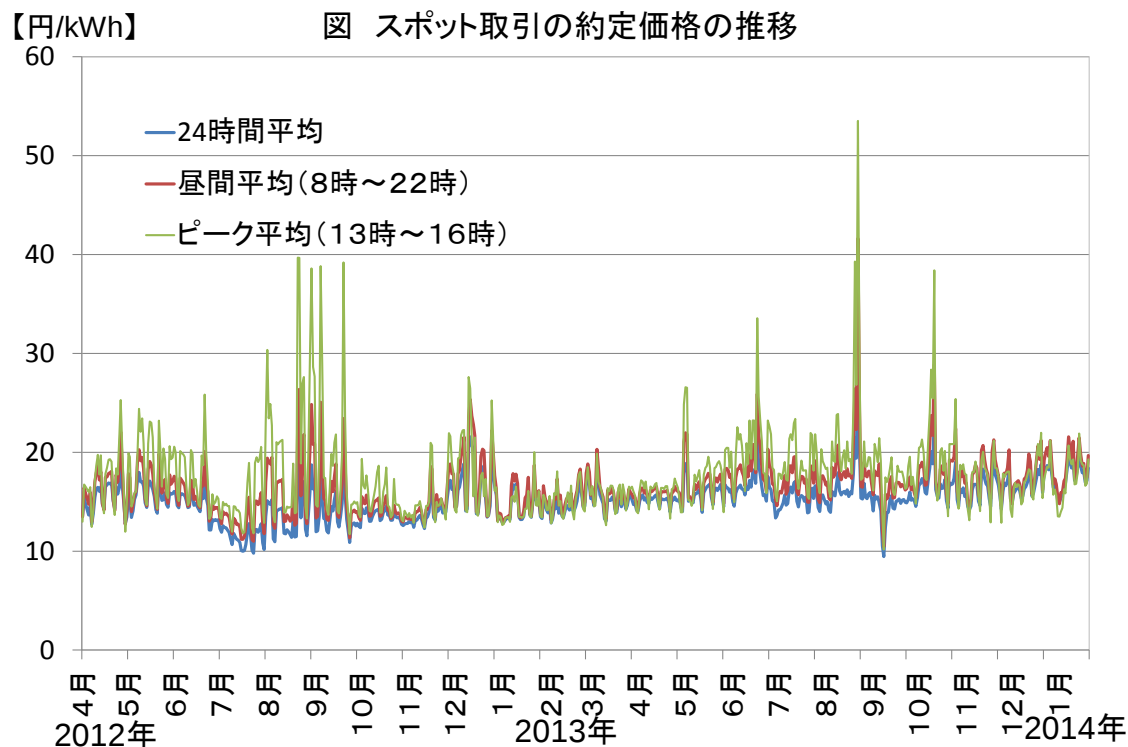
- 固定価格買取制度は再生可能エネルギーから発生する電気を長期（20年、15年、10年）に買い取る制度。このため、これに対応し、短期調整を考慮するのみならず、10年を超える単位で、中長期的な電源構成自体を調整することとされている。
- 一般に、一般電気事業者は、需要が変動した場合、特定の電源のみでなく全ての電源を考慮した上で電力供給計画を作成している。

※電力供給計画では、翌年度から10年間の計画を経済産業大臣へ提出

【図 平成17年度及び22年度電力供給計画における
平成26年度の発電設備構成の違い(全国計)】



- 太陽光発電のように昼間に発電量が集中する電源については、昼間取引価格の平均値等を採用するという選択肢があり得る。しかし、スポット卸電力取引市場の取引量は、現状、小売全体の0.9%に過ぎず、月ごとにも大きく変動している。このため、現時点においては、回避可能費用の算定根拠として用いるには不安定。
 - 平成24年度の卸電力取引所の取引量は76.7億kWhであり、小売販売電力量に占める比率は0.9%。その取引の98%がスポット取引（前日調達）。残り2%が先渡取引（数年～数日前）及び時間前取引（当日）。

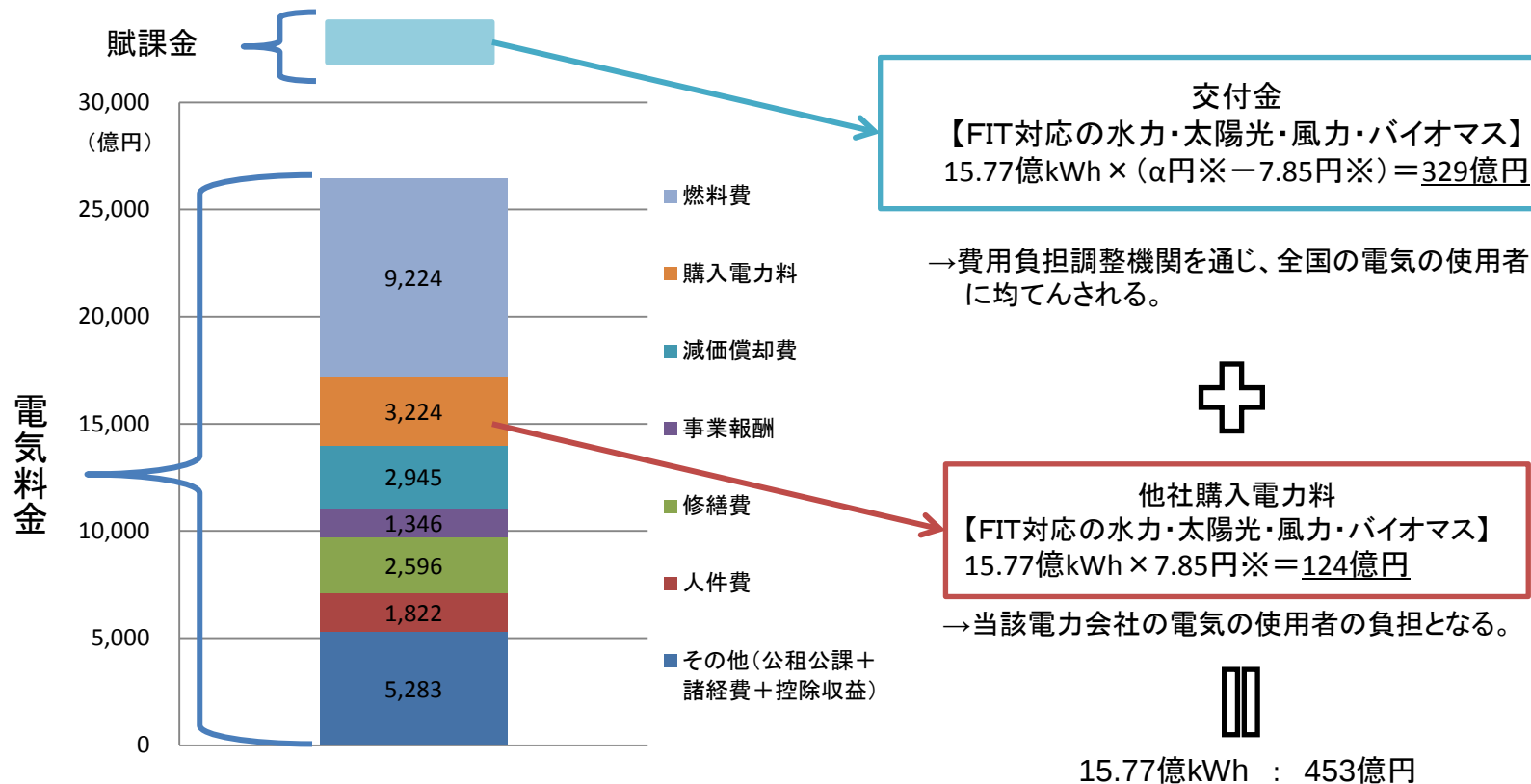


(出典) 第3回制度設計WG(平成25年10月21日)資料、日本卸電力取引所データより作成

回避可能費用と電気料金との関係

- 再生可能エネルギー電気を買取価格で調達した場合、電気料金原価には、回避可能費用単価を購入単価として、再生可能エネルギー電気の調達費用が計上される。
- 費用負担調整機関からは、買取総額から回避可能費用を控除した金額が交付金として交付される。

<関西電力の例>



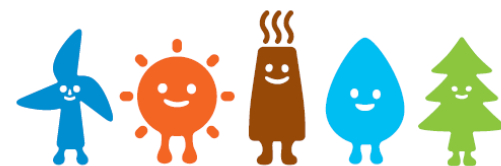
※関西電力の総原価(グラフ中の数値)は、燃料費調整額なし、税抜の数値。

※買取価格: α 円は、平成25年度の各発電の価格(税込) 水力:25.2円、太陽光:37.8円、風力:23.1円、バイオマス(廃棄物(木質以外)単価を用いて試算):17.85円

※交付金の試算にあたっては、回避可能費用単価に燃料費調整額を加味していない。

※他社購入電力料の購入単価は、回避可能費用単価相当額(燃料費調整額なし、税込)。

②欧州の固定価格買取制度における 回避可能費用の考え方



みんなで育てる
再生可能エネルギー

固定価格買取制度にご理解ご協力を

- 制度設計当初は、系統運用者が再生電気を買い取り各小売事業者に割り当て。小売事業者は、割り当てられた電気に応じた買取費用を系統運用者に支払うルールを採用。ただし、小売事業者が需要家から徴収する賦課金単価については、国は特段定めておらず、回避可能費用相当額も含め、その設定金額は、各事業者が自由に判断。
- 2009年改正法では、卸電力取引市場の取引電力量が20%を超えた実態を踏まえ、系統運用者が全量卸電力取引市場に売却する制度に変更。系統運用者は、市場売却益との不足分を小売事業者に賦課金として割り当て回収するルールに。この場合、卸市場への売却益が、実質的な回避可能費用に相当。卸電力取引価格が下落傾向にあり、近年の賦課金の増額要因に。

【2009年以前】

系統運用者 ※買取義務者

※買取総額 = 小売事業者へ買取費用全体を割り当て

- ・ 電気事業者団体が、毎月、買い取った再生可能エネルギー電気の平均購入単価①（買取総額÷買取電力量）を算出。
- ・ 小売事業者の供給電力量のシェアに応じ、買い取った再生電気を割り当て②。

↑ 買取総額を支払い。

小売事業者

- ・ 系統運用者から割り当てられた再生電気の買い取り、買取費用（①平均電力購入単価×②割り当てられた再生電気の電力量）を系統運用者に支払う義務を負う。小売事業者から電力需要家への費用賦課方法は特段の定めなし。
- ・ 小売事業者は電力需要家から開示請求があれば、前事業年度に支払った再生電気の平均購入単価と小売事業者の全体の平均買取価格の差額を開示しなければならない。

【2009年改正後】

系統運用者 ※買取義務者

※買取総額 = 卸電力取引市場への売電却益 + 売却益の不足分を小売事業者へ割り当て

- ・ 買い取った再生電気を全て卸電力取引所に売却し売電収益を得る（実際のスポット市場価格ベース）。
- ・ 小売事業者に対しては、買取総額と売電収益との差額を請求。実取引価格で精算は手続き上困難なため、当該年開始前に当該年度の取引価格を予測（※）し、請求金額を算出。

※）卸電力取引市場1年物先物価格（ベースロード）の平均値（対象年の2年前の10月1日から前年の9月30日までの取引期間の平均値）

↑ 買取費用と売電収益の差額分を支払い。

小売事業者

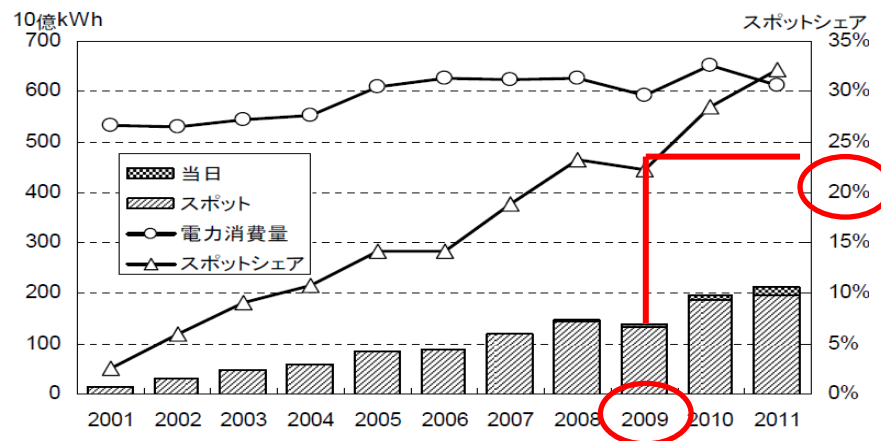
- ・ 系統運用者から請求された、賦課金を電力需要家から回収。
- ・ 需要家への費用賦課方法は特段の定め無し。

↑ 売電収益

卸電力取引市場

- 2002年にドイツ国内にあった2取引所が合併して以降、電力消費量に占めるスポット取引シェアが拡大。卸電力取引市場設立時の2001年には0.3%であったシェアが、2005年には15.1%。2011年には32.1%と段階的に上昇。
- ただし、2012年以降、取引価格は下落傾向。

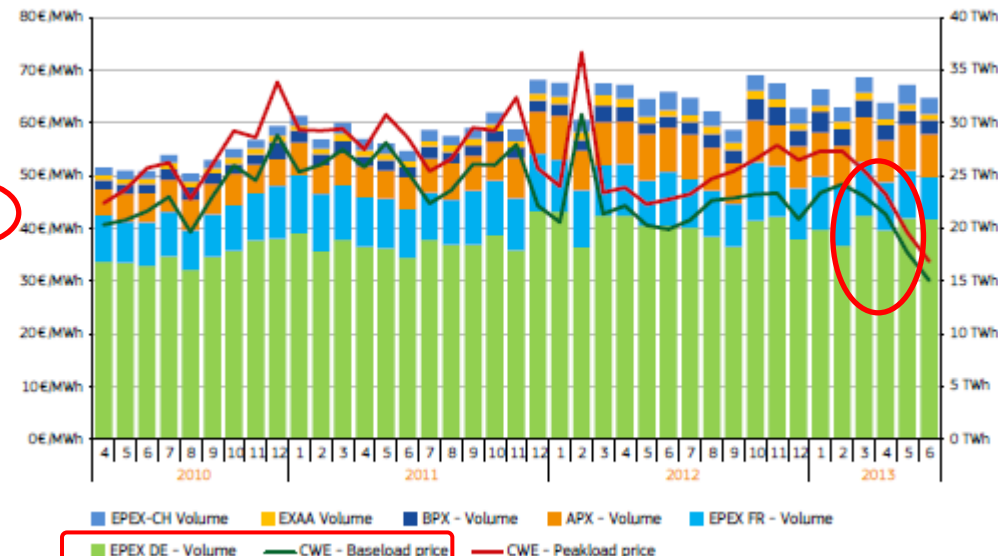
図 欧州エネルギー取引所における
卸電力取引量、スポット取引シェアの推移(～2011年)



(出所) EEX プレスリリースより作成

図 欧州エネルギー取引所における
卸電力取引量、取引価格の推移

FIGURE 11 - MONTHLY TRADED VOLUMES AND PRICES IN CENTRAL WESTERN EUROPE



ドイツ取引量

ドイツ取引価格

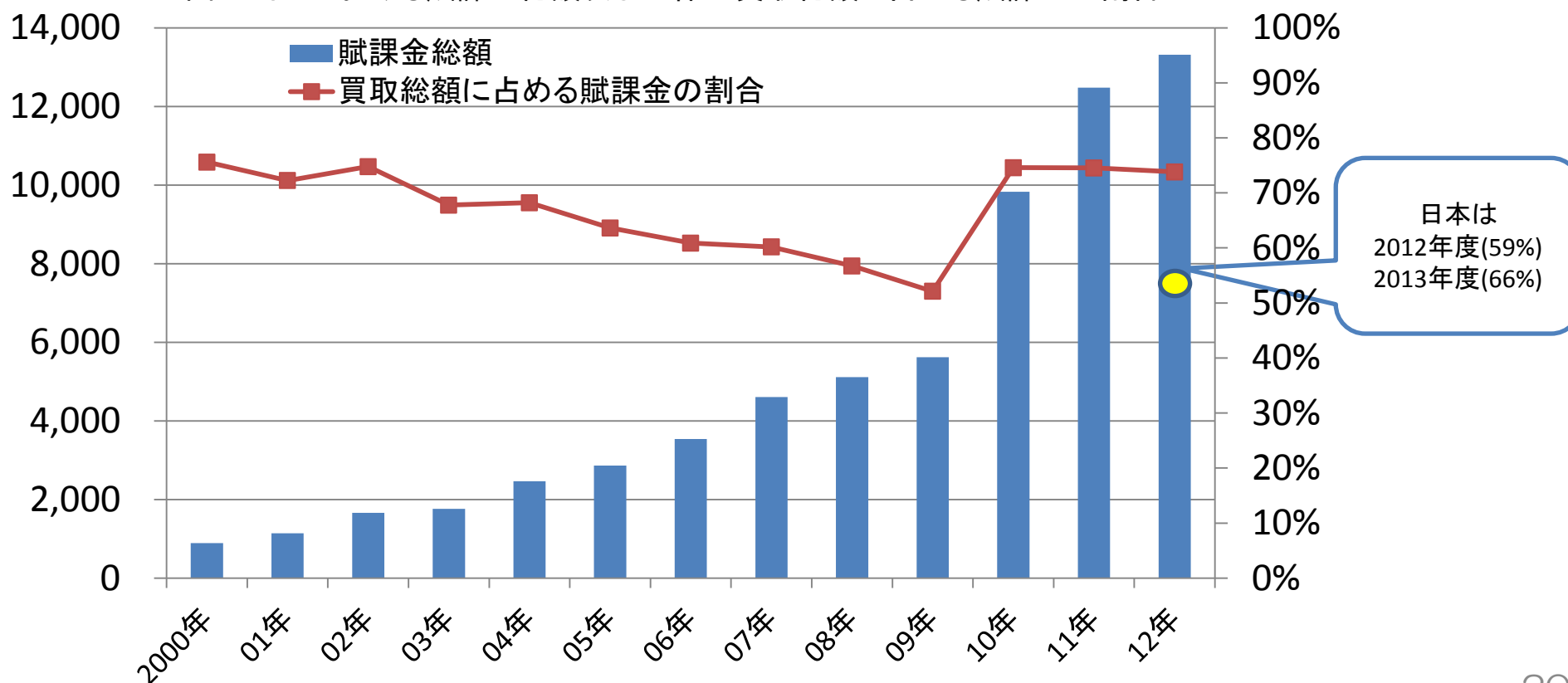
出典) 財団法人 日本エネルギー経済研究所, “平成24年度商取引適正化・製品安全に係る事業(諸外国における電力市場の実態等の調査)”

出典) 欧州委員会, “Quarterly Report on European Electricity Markets, Volume 6, issue 2 Second quarter 2013”

(参考)ドイツにおける賦課金の総額及び割合の推移

- ドイツにおける買取総額に占める賦課金の割合は、2009年まで減少傾向にあった（推計）。これは、小売事業者が支払う実質的な電力購入単価が年々上昇していたためと考えられる。
- 2009年以降、卸電力取引市場への売却制度導入以降は、従来の小売事業者による電力購入単価より市場価格の方が低かったため、逆に、買取総額に占める賦課金の割合が上昇。

【百万ユーロ】 図 ドイツにおける賦課金総額及び全体の買取総額に占める賦課金の割合



- フランスでは、固定価格買取制度の対象が12万kW以下の小規模な設備であるため、卸電力市場を用いた取引は行われていないが、各電力会社が経済合理性を追求すると仮定した上で、回避可能費用については、卸電力取引市場における売電価格を採用している。

※ただし、①出力予測可能なエネルギー源（一定期間に確実に購入できるエネルギー）については、卸電力取引市場の先物取引価格を元に算出。②太陽光・風力など出力に不確実性のあるエネルギー源についてはスポット取引価格（1ヶ月の加重平均値）を適用。

系統運用者 ※買取義務者

※買取総額＝ 賦課金（基金団体）＋回避可能費用（系統運用者負担分）

- ・ 回避可能原価分を負担。



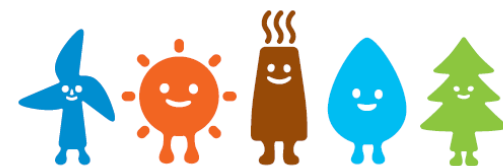
賦課金を支払い。

エネルギー規制委員会（CRE）/基金管理団体

※フランスでは、再生可能エネルギーの買取に係る賦課金は、電力公共サービス費用（基金）の内数として回収されている。基金管理団体が、小売事業者経由で費用を回収。

- ・ 1ヶ月ごとに、買取義務者ごとに賦課金（買取総額と回避可能費用の差額）を算出。
- ・ その際、1ヶ月の買取電力量を①出力予測可能なエネルギー源（一定期間に確実に購入できるエネルギー）と②出力に不確実性のあるエネルギー源（太陽光・風力発電）に分類し、それぞれ異なる価格を回避可能費用として計算。
 - ・ ①出力予測可能なエネルギー源は、卸電力取引市場の先物取引価格（1年、3ヶ月、1ヶ月の商品を元に算出）
 - ・ ②太陽光・風力など出力に不確実性のあるエネルギー源は、スポット取引価格（1ヶ月の加重平均値）を適用。

③回避可能費用の算定方法の検討



みんなで育てる
再生可能エネルギー

固定価格買取制度にご理解ご協力を

- 制度設計時における回避可能費用の基本的な考え方は以下のとおり。
 - 再生可能エネルギーは出力が不安定であり、各一般電気事業者の電源設備投資に影響を与えるものではないため、可変費相当額を控除することが適当。
 - 発電量が激しく変動し、あらかじめ買い取る量が予測できず、その場合の代替供給力も一般電気事業者側が負うという点では、託送余剰インバランスと同様の性格を有するものであるため、インバランス料金と同様、全電源平均可変費を基準とすることが適当。
- 制度設計時においても、以下のような観点から卸電力取引市場価格が検討されたが、結局不適当と判断された。
 - 例えば太陽光発電は昼間に発電量が集中することから、卸電力取引市場の昼間取引価格の実績値を採用することも一案。
 - しかし、現行電気料金制度においては、特に総括原価方式に基づく規制小売料金については、卸電力取引市場の価格に連動して電気料金に変化しないことから、適当ではない。

（参考）再生可能エネルギーの固定価格買取制度における詳細制度設計について（平成23年1月18日）より抜粋

3. 買取費用算定における控除額の考え方

（1）基本的な考え方

買取費用の算定に当たっては、買取価格から、買取りに伴う回避可能原価（電気としての価値）に相当する部分を控除した上で、買取電力量を乗ずることが適当である。

新制度における回避可能原価としては、①太陽光等の発電量は天候等により変動し、あらかじめ買い取る量が正確に想定出来ないこと、②水力・地熱・バイオマスなど一般に「安定的な電源」といわれるものであっても発電側の意思により出力が左右されるため、あらかじめ買い取る量が正確に想定できないこと、③発電不調時のリスク（代替供給力の確保のための追加的な負担等）は、高値での買取りなど当事者で特段の合意がある場合を除き、基本的には買取り側が負うことが適当であると考えられること、④託送余剰インバランス（注）の買取りとの整合性、⑤総括原価方式に基づく現行電気料金制度との整合性等を踏まえ、現行制度と同様に、一般電気事業者ごとに、全電源平均可変費を採用することが適当である。

（注）託送供給において、PPSが需要を超えて系統に電気を供給した場合の電力量。

- 固定価格買取制度時から、一般電気事業者と同様に特定規模電気事業者（PPS）も法律上買取を行った再生可能エネルギー電気の買取主体として追加された。
 - その際の控除額については、以下の理由から、一般電気事業者の全電源平均可変費の加重平均（※）により代替することとされた。
 - ① コストデータを正確に把握することとなると、行政コストのみならず事業者の負担が過大となる恐れがある
 - ② 規模の小さな事業者も多い中でPPSの負担が過重となる恐れがある
- ※一般電気事業者の全電源平均可変費に、販売シェアを考慮して加重平均した価格を用いている。

（参考）再生可能エネルギーの固定価格買取制度における詳細制度設計について（平成23年1月18日）より抜粋

3. 買取費用算定における控除額の考え方

（2）PPSにおける控除額の考え方

PPSが買取を行った場合の控除額（全電源平均可変費）の算定にあたり、PPS自身のデータ提出を求める場合、①PPSのコストデータの正確性を確保することは、買取費用の過大・過小推定を防ぐことによって享受できるメリットに比して、新たに発生する行政コストが過大であることに加え、②参入間もない、規模の小さな事業者も多い中で、PPSの負担が過重になるおそれがあることから、あえて厳格に各PPSのデータを元に計算するのではなく一般電気事業者の全電源平均可変費の加重平均値により代替することが適当である。

- 固定価格買取制度設計時には、風力発電及び太陽光発電については実績が十分ではないという理由から供給力としての価値を認められていなかった。
- 一方、2013年以降、以下のルールで供給力として評価されるようになった。
 - ① 太陽光は、需要の大きい上位3日の日射量を過去20年間分集計し、このうち下位5日の平均
 - ② 風力発電は、利用可能な実績データをもとに下位5日平均（2013年冬期から）

1. 太陽光発電

- ◆ 太陽光発電は、天候によって供給力が変化するが、夏期は高需要の発生時に大きな出力が発生する傾向がある。このため、需要の大きい上位3日の日射量を過去20年間分集計し、このうち、下位5日の平均値を安定的に見込める供給力として評価。

2013年度夏期の太陽光発電の供給力見通しと結果

(万kW,%)		9社計(沖縄除く)
内訳	最大需要日の実績(万kW)	220
	太陽光発電供給力(万kW)予測	119
	最大需要日のPV設備量(万kW)	876
	PV設備量(万kW)予測	741

出力比率
0%～約30%
を考慮

2. 風力発電

- ◆ 風力発電は、利用可能な実績データをもとに下位5日平均で評価したものを供給力として計上。

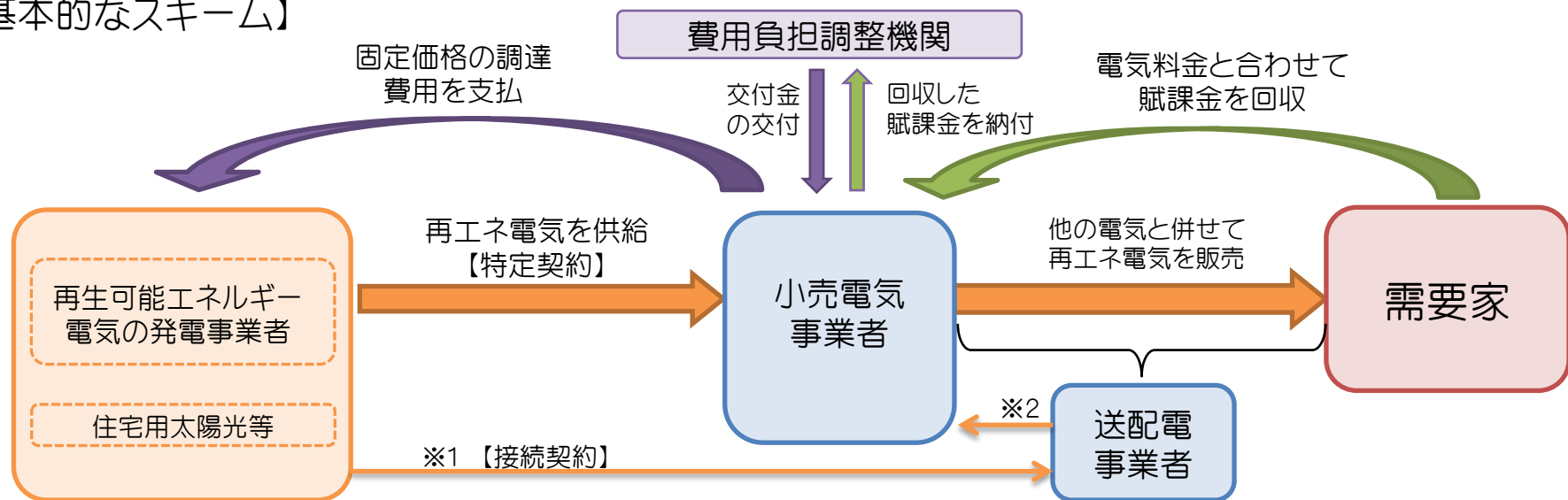
2013年度冬期の風力発電の供給力見通し

(万kW,%)		9社計
内訳	風力発電供給力(万kW)	2.1
	設備容量(万kW)	261

出力比率
約0%～約2%
を考慮

- 現行の固定価格買取制度では、電気の需要家に電気を販売する事業者である一般電気事業者、特定規模電気事業者等に対し、再生可能エネルギーの買取義務が課されているが、今般の電気事業法改正により電気事業者の類型が見直されることに伴い、固定価格買取制度上の義務対象者を見直す等の改正を行う必要がある。
- 再生可能エネルギーの最大限の導入拡大を実現するためには、固定価格買取制度の着実かつ安定的な運用が不可欠。この観点から、現行制度における整理と同様、電気の需要家に電気を販売する事業者である小売電気事業者等に対買取義務を課す等の改正を行う。

【基本的なスキーム】



※1 送配電事業者は、発電事業者と発電設備と系統を接続するための契約を締結【接続契約】

※2 送配電事業者は必要に応じ、インバランスを調整

- 回避可能費用の算定方法は、いかにあるべきか。
- 電力システム改革を見据えて、運用可能な選択肢として、どのような方式があり得るか。

考えられる方式の例

①全電源平均単価を用いる（現行）

各電力会社の電気料金の原価算定の際に算定された、火力、原子力を含めた全電源ベースの変動費を用いる。

②火力・水力平均単価を用いる

火力・水力等負荷追従能力のある電源の発電単価の平均を用いる。

③石油火力単価を用いる

石油火力発電単価を用いる。

④卸電力市場価格を用いる

1日前市場の価格の平均値を用いる。

固定費を算入

太陽光・風力について新たに供給力が認められたことを受け、代替を想定する設備分の固定費を含める。

特徴

中長期的な調整を重視

（固定価格買取制度で長期の買取を保障することを考慮した近似値）

- ・ 長期的な観点からみると、原子力など短期的な変動には適応できない電源が含まれている点を、どう評価するか。
- ・ 太陽光と風力の供給力として評価されたことを、どう考えるか。

短期的な調整を重視

（再エネの短期の出力変動に対応した近似値）

- ・ 太陽光・風力等の短期の出力変動に対する調整の実態をどの評価するか。それ以外のベース電源に近い電源をどのように考えるか。
- ・ 固定価格買取制度により長期の買取を保障させられることとの整合性をどう考えるか。

限界費用への近似を重視

（限界費用により近い近似値）

- ・ 太陽光・風力等の短期の出力変動に対して、必ずしも単価の高い石油火力のみが使われているとは限らない実態をどう考えるか。

論理的な機会費用を重視

（限界費用により近い近似値）

- ・ 日本の卸電力取引市場の取引量の規模が小さいという実態をどう考えるか。
- ・ 卸電力価格の低減により賦課金が増加しているドイツなど、海外での実態をどう評価するか。

中長期的な調整を重視

（設備償却費まで含めた長期の電源の価値を評価した近似値）

- ・ 供給力として評価できる再生可能エネルギーの導入量が、限定的であるという点をどう評価するか。

■回避可能費用単価が、仮に①全電源平均可変費（現行制度）、②火力・水力平均単価、③石油火力発電単価、④卸電力市場価格平均、の選択肢と仮定した場合、一定の前提条件を置いて試算をしてみたところ、それぞれの回避可能費用総額の想定は以下のとおり。

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	PPS	10社計
買取電力量（百万kWh） ※平成24年11月～平成25年10月買取り分合計	796	1880	2857	1767	423	1228	1117	750	2091	120	—	—
①全電源平均可変費 （円/kWh）（注1）	5.88	7.55	9.98	6.57	4.37	7.48	6.36	5.94	6.60	8.19	7.76	—
回避可能費用（百万円）	4,679	14,198	28,516	11,612	1,849	9,185	7,102	4,456	13,801	981	—	96,379
②火力・水力平均単価 （円/kWh）（注2）	7.81	7.76	10.49	7.88	4.79	8.73	6.94	6.80	8.54	8.19	8.70 （注3）	—
①からの増加額	1.93	0.21	0.51	1.31	0.42	1.25	0.58	0.86	1.94	0	0.42	—
回避可能費用（百万円）	6,215	14,593	29,973	13,927	2,027	10,720	7,750	5,101	17,857	981	—	109,144 ①との差 +12,765
③石油火力発電単価 （円/kWh）（注4）	22.1	22.1	22.1	22.1	22.1	22.1	22.1	22.1	22.1	22.1	22.1	—
回避可能費用（百万円）	17,587	41,559	63,146	39,059	9,350	27,138	24,679	16,579	46,211	2,647	—	287,956 ①との差 +191,578
④卸電力市場価格平均 （注5）（円/kWh）	15.87	15.87	15.87	15.87	15.87	15.87	15.87	15.87	15.87	15.87	15.87	—
回避可能費用（百万円）	12,630	29,843	45,345	28,048	6,714	19,488	17,722	11,906	33,184	1,901	—	206,781 ①との差 +110,403

（注1）燃料費調整単価を除いた税抜値（告示等に規定されている回避可能費用単価）。

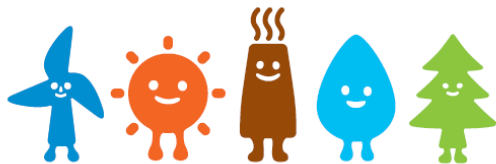
（注2）平成26年1月現在適用中の料金原価等に基づき、簡易試算した値。燃料調整費除く。

（注3）PPSの価格については、現在の算定方法と同様に、告示に定められる割合を用いて加重平均したもの。

（注4）コスト等検証委員会報告書（平成23年12月19日）の石油火力のモデルプラント（2010年）の下限値発電価格を参照。

（注5）平成25年2月から平成26年1月までの卸電力取引所価格の24時間単純平均価格の平均値。

Ⅱ. 太陽光発電の市場動向と 設備認定の在り方について

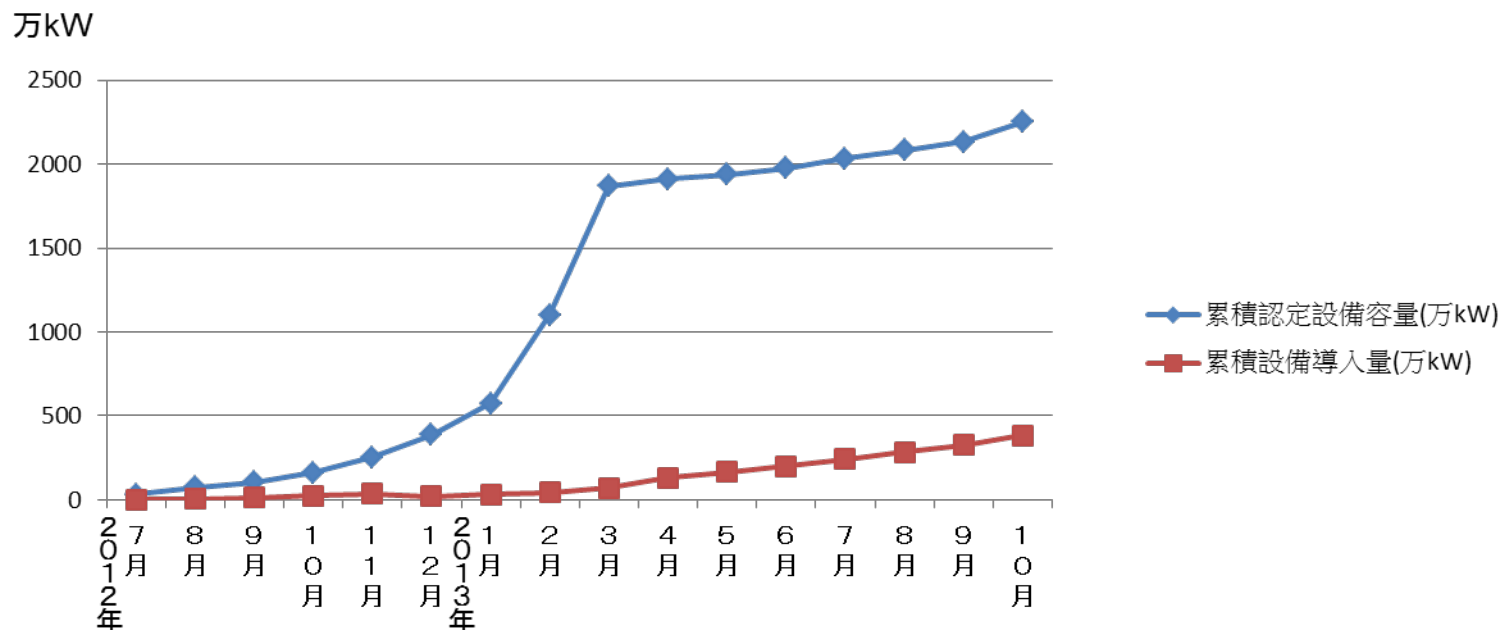


みんなで育てる
再生可能エネルギー

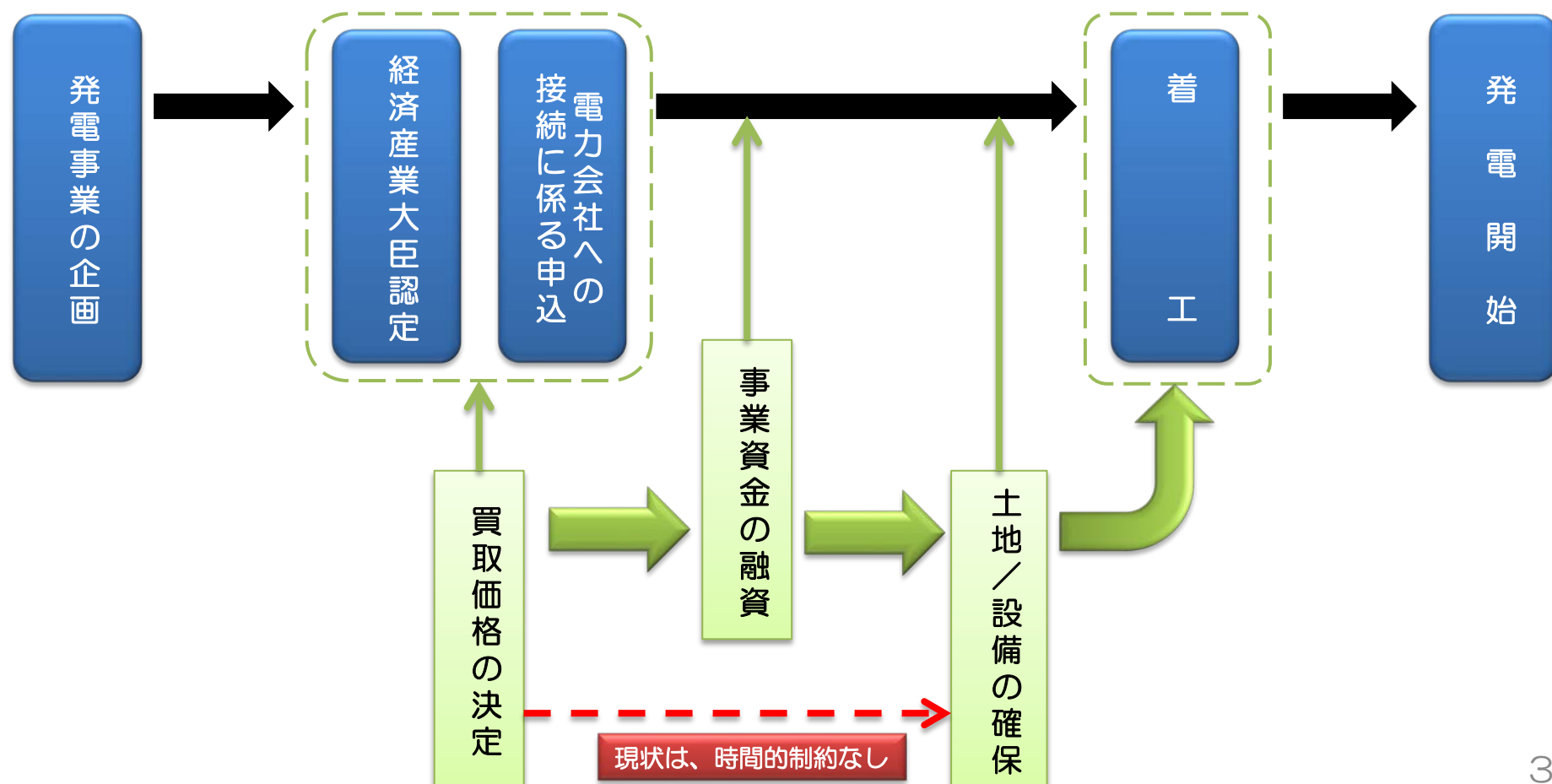
固定価格買取制度にご理解ご協力を

- 非住宅の太陽光発電設備については、平成25年10月末現在、認定を受けた設備のうち、運転開始をした設備は出力ベースで約2割。件数ベースで約4割。
- 非住宅の太陽光発電については、通常、1年以上の開発期間が必要と考えられており、認定のピークを迎えた昨年2～3月から半年強という時間を考えると、運転開始率自体が大きく不自然な数字ということはない。
- しかし、特段理由のないまま、土地の確保にも設備の発注にも進まない事業者が居るとの指摘があることから、400kW以上の全太陽光発電設備について調査を行った。

【非住宅(10kW以上)太陽光発電の設備認定及び導入量の推移】



- 現在、設備認定の運用は、「事業資金の融資の前段階に価格が決まっていることが必要」との金融業界からの要請を踏まえ、土地及び設備の確保が相当程度確実であると見込まれる段階で認定を付与している。
- こうした運用は、太陽光発電の普及にはつながったものの、他方で、認定から具体的な土地及び設備の確保に至るまでに時間的制約を設けなかったため、認定を受けておきながら着工していない案件を生み出している。



■ 認定の基準については、法律、省令において規定されている。

○電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法
(再生可能エネルギー発電設備を用いた発電の認定等)

第六条

再生可能エネルギー発電設備を用いて発電しようとする者は、経済産業省令で定めるところにより、次の各号のいずれにも適合していることにつき、経済産業大臣の認定を受けることができる。

一 当該再生可能エネルギー発電設備について、調達期間にわたり安定的かつ効率的に再生可能エネルギー電気を発電することが可能であると見込まれるものであることその他の経済産業省令で定める基準に適合すること。

二 その発電の方法が経済産業省令で定める基準に適合すること。

(中略)

6 経済産業大臣は、第一項の認定に係る発電が同項各号のいずれかに適合しなくなつたと認めるときは、当該認定を取り消すことができる。

○電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法施行規則

(認定基準)

第八条

法第六条第一項第一号の経済産業省令で定める基準は、次のとおりとする。

一 当該認定の申請に係る再生可能エネルギー発電設備について、調達期間にわたり点検及び保守を行うことを可能とする体制が国内に備わっており、かつ、当該設備に関し修理が必要な場合に、当該修理が必要となる事由が生じてから三月以内に修理することが可能である体制が備わっていること。

二 当該認定の申請に係る再生可能エネルギー発電設備を設置する場所及び当該設備の仕様が決定していること。

三 電気事業者に供給する再生可能エネルギー電気の量を的確に計測できる構造であること。

四 既存の再生可能エネルギー発電設備の発電機その他の重要な部分の変更により当該設備を用いて得られる再生可能エネルギー電気の供給量を増加させる場合にあっては、当該変更により再生可能エネルギー電気の供給量が増加することが確実に見込まれ、かつ、当該増加する部分の供給量を的確に計測できる構造であること。

五 当該認定の申請に係る再生可能エネルギー発電設備が太陽光発電設備(破壊することなく折り曲げることができるもの及びレンズ又は反射鏡を用いるものを除く。)であるときは、次のイからハまでに掲げる種類に応じ、当該イからハまでに定める変換効率(工業標準化法(昭和二十四年法律第百八十五号)に基づく日本工業規格(以下この号、第六号及び第八号において「日本工業規格」という。)C八九六〇において定められた真性変換効率であつて、完成品としての太陽電池モジュールの数値を元に算定された効率をいう。)以上の性能を有する太陽電池を利用するものであること。

イ 単結晶のシリコン又は多結晶のシリコンを用いた太陽電池 十三・五%

ロ 薄膜半導体を用いた太陽電池 七・〇%

ハ 化合物半導体を用いた太陽電池 八・〇%

(中略)

2 法第六条第一項第二号の経済産業省令で定める基準は、次のとおりとする。

一 当該認定の申請に係る発電が、当該認定の申請に係る再生可能エネルギー発電設備の設置に要する費用の内容及び当該再生可能エネルギー発電設備の運転に要する費用の内容を記録しつつ行われるものであること(当該認定の申請に係る発電が、法の施行の日において既に再生可能エネルギー電気の発電を開始していたものである場合にあっては、当該認定の申請に係る再生可能エネルギー発電設備の運転に要する費用の内容を記録しつつ行われるものであること。)

(以下省略)

■ 買取価格の決定については、告示において規定されている。

○電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法第三条第一項及び同法附則第六条で読み替えて適用される同法第四条第一項の規定に基づき、同法第三条第一項の調達価格等並びに調達価格及び調達期間の例に準じて経済産業大臣が定める価格及び期間を定める件

2 平成二十五年四月一日から平成二十六年三月三十一日までの間において、法第五条第一項の接続に係る契約の申込みの内容を記載した書面の当該電気事業者による受領又は法第六条第一項に規定する経済産業大臣の認定（同条第四項に規定する変更の認定（施行規則第十条第一項第二号（当該電気事業者による接続の検討の結果、出力を変更しなければならない場合を除く。）に掲げる変更に限る。）を受けた場合にあっては、当該変更の認定）のうちいずれか遅い方の行為が再生可能エネルギー発電設備に係る調達期間の起算日前に行われた場合における当該行為に係る当該再生可能エネルギー発電設備に係る調達価格等は、前項の規定にかかわらず、次の表の上欄に掲げる再生可能エネルギー発電設備の設備の区分等に応じ、それぞれ同表の中欄及び下欄に掲げるとおりとする。

＜（省略）平成25年度の再生可能エネルギー発電設備の区分等、調達価格、調達期間を定める表＞

- 認定に当たっては、認定申請書に記載及び添付された内容から、発電設備及び発電方法が認定基準を満たしているかどうかを確認。
- 認定基準のうち、①「発電設備を設置する場所の決定」については、申請書で地番が特定され、当該土地の確保状況を示す書類（登記簿謄本、契約書、又は権利者の証明書（同意書）：400kW以上のみ）が添付されていること、②「発電設備の仕様の決定」については、申請書で設備のメーカー、型番が特定され、当該設備のカタログ等が添付されていること、をもって確認している。

＜太陽光発電（10kW以上）の設備認定基準及び確認書類＞

発電設備の認定基準	確認書類
メンテナンス体制が備わっていること 【省令第8条第1項第1号】	メンテナンス体制図
発電設備の場所、設備の仕様が決定していること 【省令第8条第1項第2号】	【場所】 - 申請書（設備の所在地） - 土地確保状況を示す書類（登記簿、契約書、権利者の証明書（同意書）：400kW以上のみ） 【設備】 - 申請書（太陽光パネルの種類、変換効率） - 構造図 - 発電設備の内容を証する書類（カタログ等）
再エネ電気の量を的確に計測できること 【省令第8条第1項第3号、第4号】	- 申請書（電気事業者への電気供給量の計測方法） - 配線図
一定以上の変換効率を有する太陽電池を利用すること【省令第8条第1項第5号】	申請書（太陽光パネルの種類、変換効率）

- 認定後、一定期間を経過しても土地や設備を確保しない案件に対し、認定時の調達価格を適用することは、過剰な利益を与えるおそれがあるほか、パネル価格の低下の妨げにもなるおそれ。
- そこで、平成24年度中に認定を受けた運転開始前の400kW以上の太陽光発電設備（4699件）を対象に、平成25年9月から、法に基づく報告徴収を実施。
- 法令上の認定要件が、「発電設備を設置する場所及び当該設備の仕様が決定していること」となっていることから、①土地の取得、賃貸等により場所が決定しているか、②設備の発注等により設備の仕様が決定しているか、等について確認。

（参考）報告徴収の根拠規定

○電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法

（報告徴収及び立入検査）

第四十条 経済産業大臣は、この法律の施行に必要な限度において、電気事業者若しくは認定発電設備を用いて再生可能エネルギー電気を供給し、若しくは供給しようとする者に対し、その業務の状況、認定発電設備の状況その他必要な事項に関し報告をさせ、又はその職員に、電気事業者若しくは認定発電設備を用いて再生可能エネルギー電気を供給し、若しくは供給しようとする者の事業所若しくは事務所若しくは認定発電設備を設置する場所に立ち入り、帳簿、書類、認定発電設備その他の物件を検査させることができる。ただし、住居に立ち入る場合においては、あらかじめ、その居住者の承諾を得なければならない。

（以下省略）

報告徴収の結果（26年1月末時点）と今後の対応

- 場所、設備が未決定の案件については、段階的に取消手続きに移行。
- 今後（26年度）の設備認定についても、その運用のあり方について検討。

運転開始済			1,049件 (22%)	/	110万kW (8%)
設置断念			419件 (9%)	/	90万kW (7%)
未 運 転 開 始	場所及び設備 ともに決定		1,588件 (34%)	/	394万kW (30%)
	場所又は設備の いずれかのみが決定		784件 (17%)	/	258万kW (19%)
	場所及び設備の いずれも未決定	接続協議中・ 被災地 (※1)	187件 (4%)	/	177万kW (13%)
		上記以外	571件 (12%)	/	288万kW (22%)
未提出等 (※2)			101件 (2%)	/	15万kW (1%)
合計			4,699件		1,332万kW

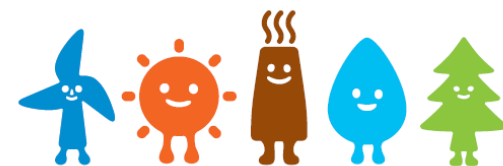
本年8月31日までに場所、設備ともに決定済みと確認できないものについては、順次、行政手続法に基づく聴聞を開始。
聴聞においても場所、設備ともに決定済みとは認められなかった案件については、認定を取り消す。

本年3月を目途に、順次、行政手続法に基づく聴聞を開始。
聴聞においても場所、設備が未決定と認められた案件は、認定を取り消す。

※1 「接続協議中・被災地」とは、電力会社との接続協議が継続中、被災地域であり地権者の確定や除染等に時間を要している案件。

※2 「未提出等」とは、未提出案件に加え、形式的に不備があり内容の確認が行えない案件、又は設備設置を断念すると回答しているにも関わらず廃止届出を提出していない案件。

(参考)再生可能エネルギーを巡る現状について

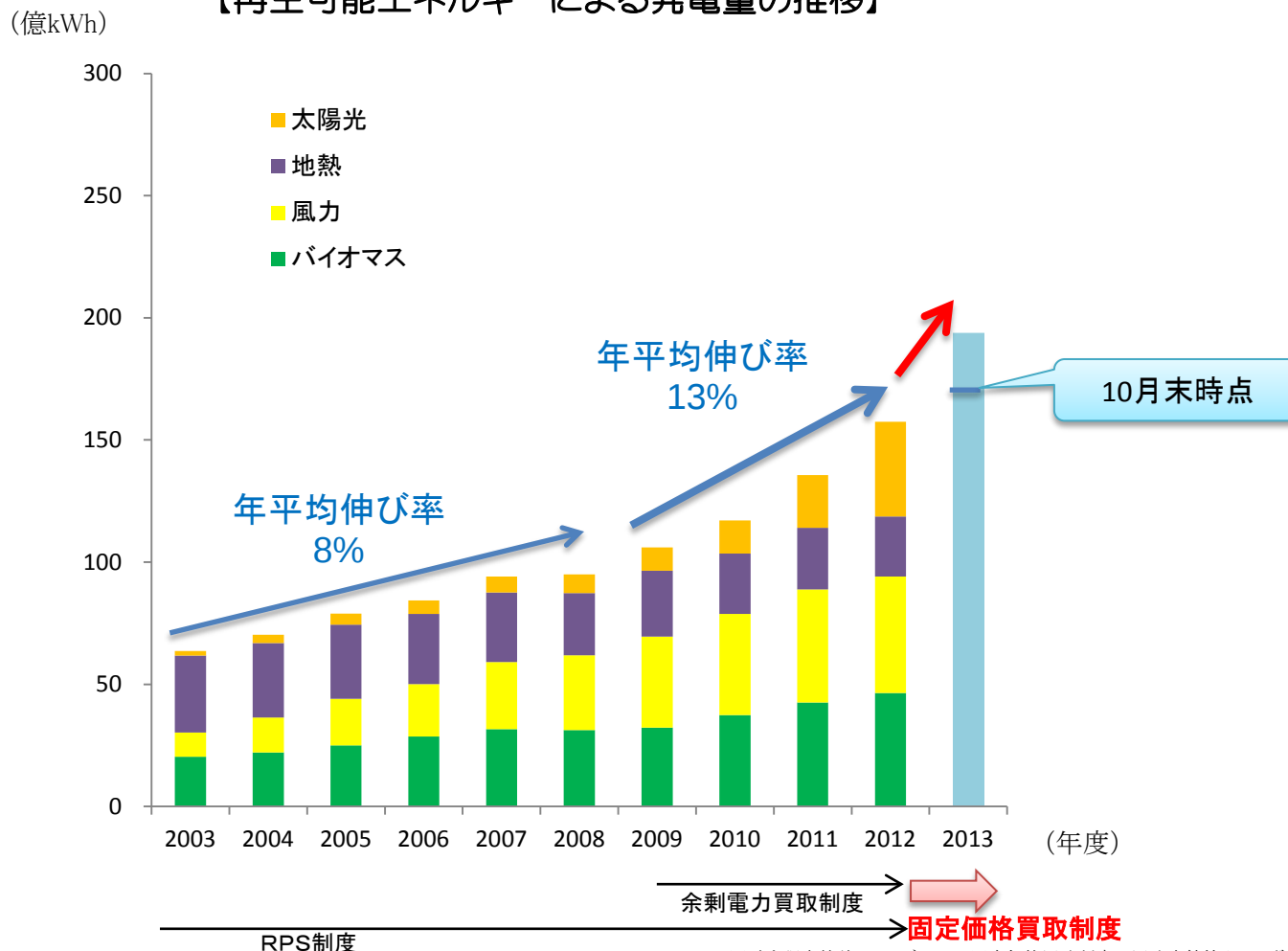


みんなで育てる
再生可能エネルギー

固定価格買取制度にご理解ご協力を

- 2009年に住宅用太陽光を対象に余剰電力買取制度を開始して以来、再生可能エネルギーによる発電量の年平均伸び率は8%から13%に上昇。
- 2012年7月に固定価格買取制度が始まってからは、2013年で10月末時点で既に170億kWhを超過するなど、引き続き、昨年の年平均伸び率を上回るペースで拡大する見込み。

【再生可能エネルギーによる発電量の推移】



太陽光発電【大規模メガソーラーから中小規模・分散型電源へシフト】

- 固定価格買取制度開始後、市場が大幅拡大。2012年度の年間出荷量は4GW、累積市場規模も9GW超に。2012年には約1兆円の市場を創出。パネル国産比率も高く施工工事なども含め国内経済の活性化に寄与。
- 他方、依然高コスト。如何にコスト効率的に導入できる環境を作るかが、当面の課題。

【現在の買取価格、買取費用等】

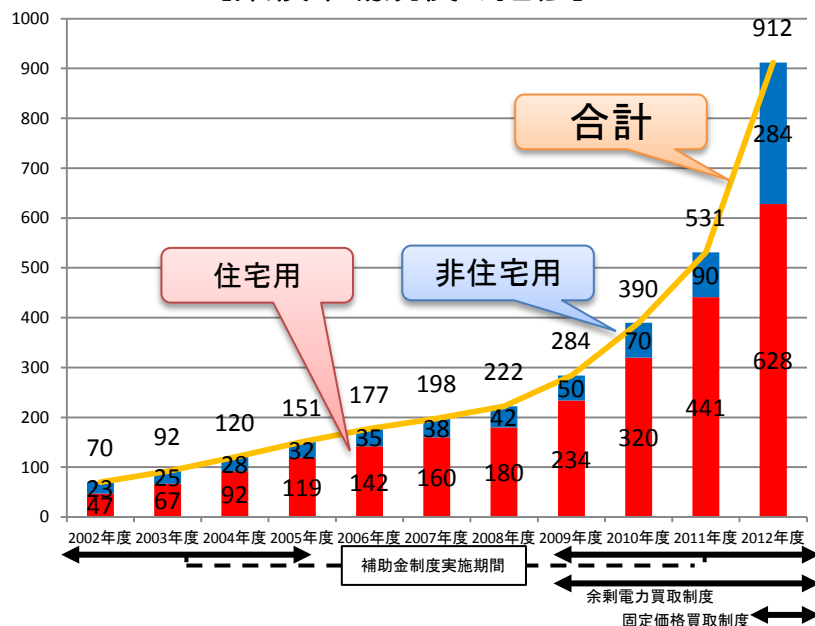
買取価格(税抜):36円(10kW以上)
38円(10kW未満)

買取費用	買取電力量	設備容量
3016億円	71億kWh	1177万kW

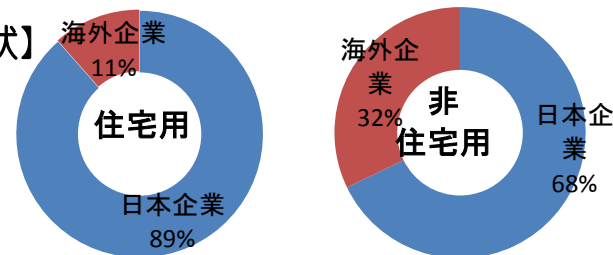
【導入量大幅拡大に向けた課題】

1. 数年以内に24円/kWh以下を目指しコストを低減
 - ・ 製造技術の開発支援、次世代技術の研究開発、流通の合理化など
2. 大規模から中小規模・分散型へ市場シフトを促進
 - ・ 自家発補助の拡充、中小規模優遇施策導入など
3. リテラシーの向上、金融手段の多様化等市場を効率化
 - ・ 人材育成策の充実、上場インフラファンド導入等金融手法の多様化など

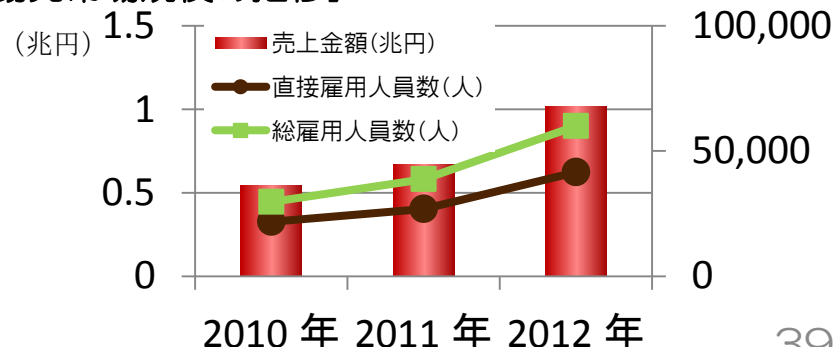
【累積市場規模の推移】



【国産比率の現状】



【太陽光市場規模の推移】



※太陽光発電協会「セル・モジュール出荷統計」における出荷ベースの値であるため、実際の運転開始状況とは必ずしも一致しない。

※一般社団法人太陽光発電協会 資料に基づき資源エネルギー庁作成

風力発電 【大型化を進め、コスト合理的な再生可能エネルギーの主力に】

- 大規模開発すれば火力並の10円/kWh。コスト合理的な再生可能エネルギーの導入の主力は風力。しかし、北海道・東北などに適地が偏在。送電網整備とセットで検討が必要。また最近では、買取制度と同時期に導入された環境アセスの影響もあり、導入量3GWを前にして、開発は足踏みがち。
- 風力の導入量が10GWを超えれば、まずは、再生可能エネルギー全体の比率20%以上が十分達成可能な領域に。洋上などを含めて考えると、更に大きなポテンシャルも期待。

【現在の買取価格、買取費用等】

買取価格(税抜):22円(20kW以上)
55円(20kW未満)

買取費用	買取電力量	設備容量
940億円	44億kWh	267万kW

【導入量大幅拡大に向けた課題】

1. 北本連系線などの送電網インフラ投資の促進

- ・ 広域的運営推進機関のミッション強化、地域内送電網整備支援など

2. 環境アセスの迅速化、適切な農地転用の促進等規制を合理化

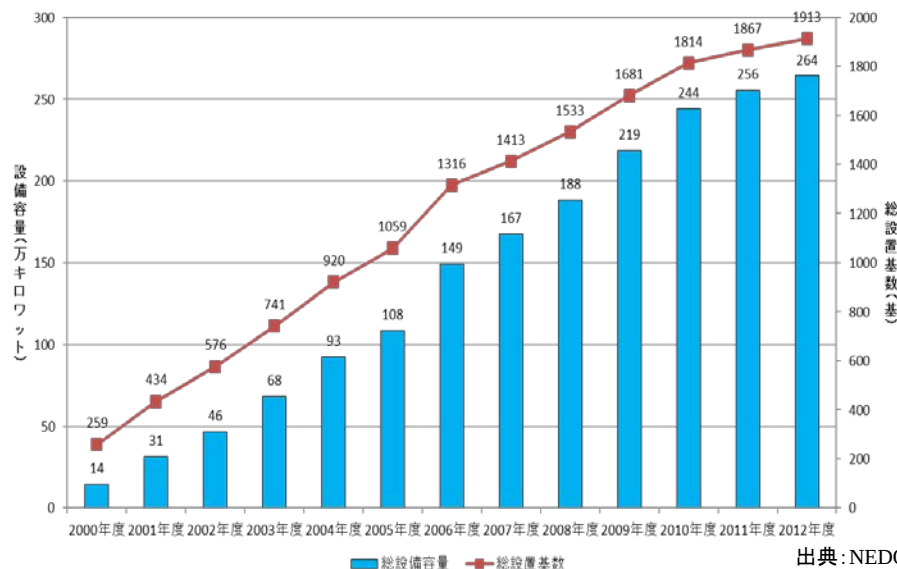
- ・ 前倒し環境調査の実施支援、適切な農地転用基準の整備など

3. 洋上風力の拠点整備、技術実証・開発を推進

- ・ 洋上風力の開発拠点港整備、浮体式洋上風力の開発・実証など

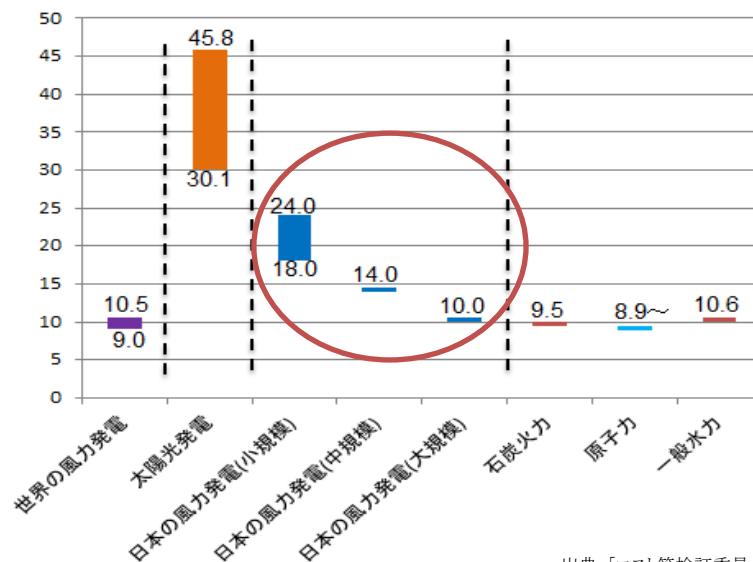
【累積導入量の推移】

(万kW)



【発電コスト】

(円/kWh)



- 41

中小水力発電【地域活性化の隠れたエース。信頼性の高さも大きな魅力】

- 中小規模の水力には、多くの未開発地点あり。安定した信頼性の高い電源で、分散型電源としてのポテンシャルも高い。公営中心から最近では徐々に民間事業者の参入も活発化。
- 既に全国で設備認定ベースで83件、相談ベースで約120件の中小水力案件が始動。引き続き、中小水力を確実に開拓。

【現在の買取価格、買取費用等】

買取価格(税抜):24円～34円
(規模別により3つの価格区分を設定)

買取費用	買取電力量	設備容量
220億円	9億kWh	21万kW

【導入量大幅拡大に向けた課題】

1. 技術開発等により経済性を改善

- ・ 高効率化、低コスト化のための技術開発・実証の推進など

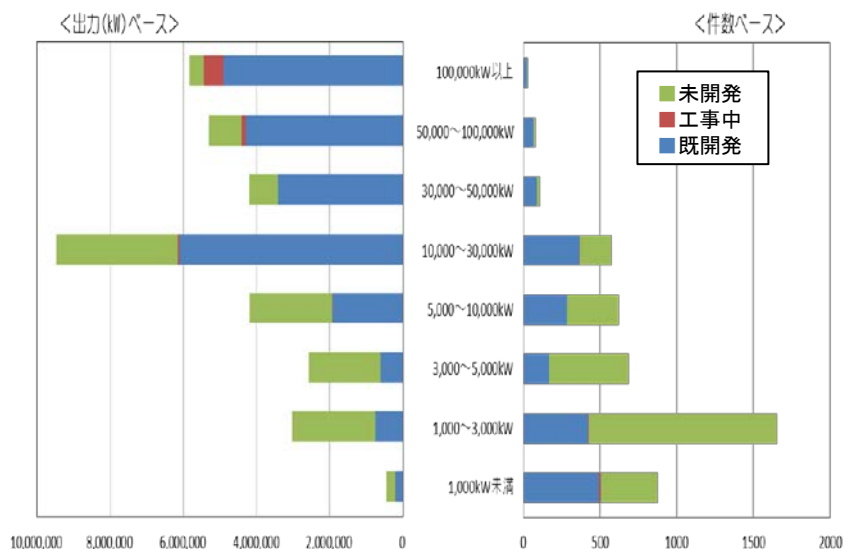
2. 老朽化水力の更新等事業実態に即し投資を支援

- ・ 既存設備活用型区分の創設、水利等事前調査支援、自家発補助など

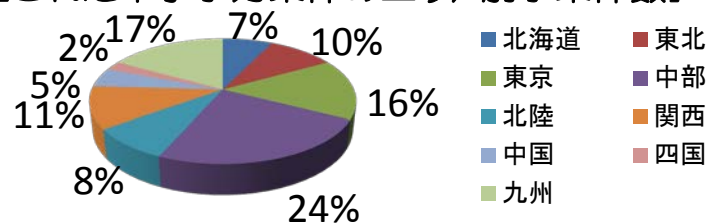
3. 事業化を加速する制度環境を整備

- ・ 水利権のきめ細かな調整、地元調整の円滑化

【河川における包蔵水力(一般水力)】

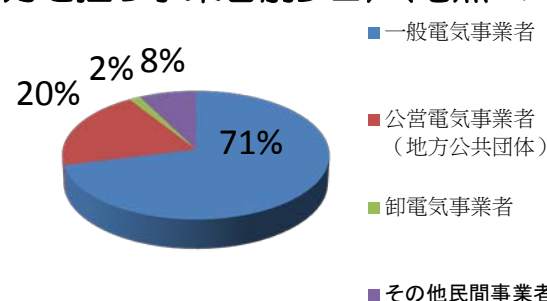


【認定された中小水力案件のエリア別事業件数】



※固定価格買取制度の設備認定実績より資源エネルギー庁作成

【中小水力を担う事業者別シェア(地点ベース)】



- 出力変動が少なく、設備利用率も高い、安定した電源。ゴミ処理、糞尿処理、未利用木材処理など、他の用途と併用されることも多く、巧みな連携により地域社会への貢献にも大きなポテンシャル。
- 既に全国で設備認定ベースで89件、相談も含めれば160件程度のバイオマス案件が始動。燃料調達の目処が立った電源から確実に開拓。

【現在の買取価格、買取費用等】

買取価格(税抜):13円~39円
(燃料種別に5つの価格区分を設定)

買取費用	買取電力量	設備容量
620億円	37億kWh	—

【導入量大幅拡大に向けた課題】

1. 効率的に量を集める燃料供給インフラを構築

- ・ 林業と一体となった再開発、県域での広域燃料調達の枠組み確立など

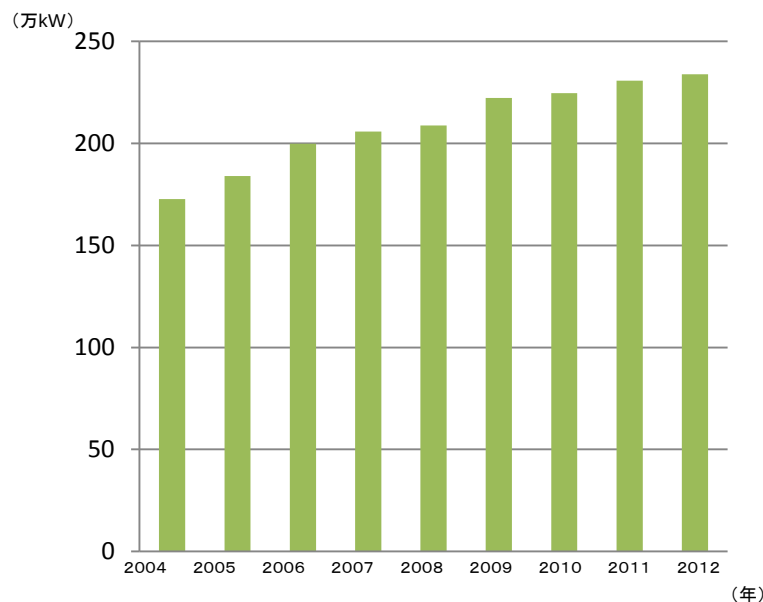
2. 熱電併給も含め地域に根ざした面的な展開を促進

- ・ 自家発・熱電併給補助拡充、バイオマス産業都市等を通じた取組の広域化など

3. 原料の生産性を向上

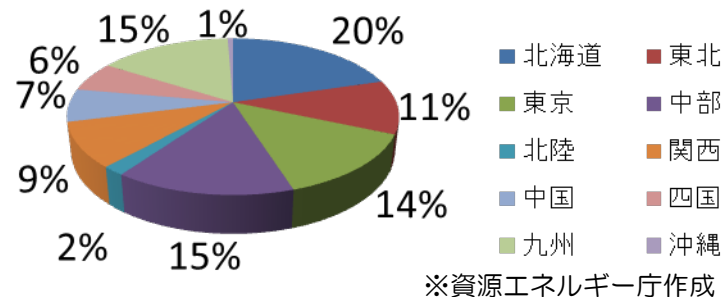
- ・ 下水汚泥等の固形燃料化技術など、実態に即した技術の開発など

【累積導入量の推移】



出典: 資源エネルギー庁作成

【始動したバイオマス案件のエリア別事業件数】



【区分別シェア(事業件数ベース)】

