

**「再生可能エネルギーの全量買取制度における詳細制度設計について」
買取制度小委員会報告書（案）**

平成 22 年 12 月 22 日
総合資源エネルギー調査会
新エネルギー部会・電気事業分科会
買取制度小委員会

経済産業省においては、平成 21 年 11 月より、「再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム」において、新たに導入を予定している固定価格買取制度（以下「新制度」という。）の構築に関する検討、議論を行い、本年 7 月には「制度の大枠（以下「大枠」という。参考資料 1 参照）」として、その制度設計の基本的考え方を取りまとめた。

5 この大枠を受けて、総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会・電気事業分科会買取制度小委員会（以下「本小委員会」という。）では、「再生可能エネルギーの全量買取制度における詳細制度設計について」という議題を設定し、9 月 29 日の第 6 回本小委員会の開催以来、第 10 回まで計 5 回開催し、検討を重ねてきた。

10 議題も多岐にわたり、様々な議論が展開された中で、これまでの討議内容を踏まえ、以下のとおり本小委員会における取りまとめとしたい。

15 （注）本小委員会の他、総合資源エネルギー調査会電気事業分科会制度環境小委員会（委員長：山内弘隆一橋大学大学院商学研究科教授）において、固定価格買取制度の導入に当たって必要となる検討事項のうち、電気事業法に基づく諸制度とも密接に関連する技術的な事項について、検討を行っている。

1. 買取対象、買取範囲に関する事項

20 (1) 「実用化された再生可能エネルギー」の考え方

再生可能エネルギーを電気に変換する方式としては、太陽光発電、風力発電、水力発電、地熱発電、バイオマス発電などの発電方式が実用化されているほか、研究開発の段階である海洋温度差や潮力などのエネルギーを電気に変換する方式が存在する。

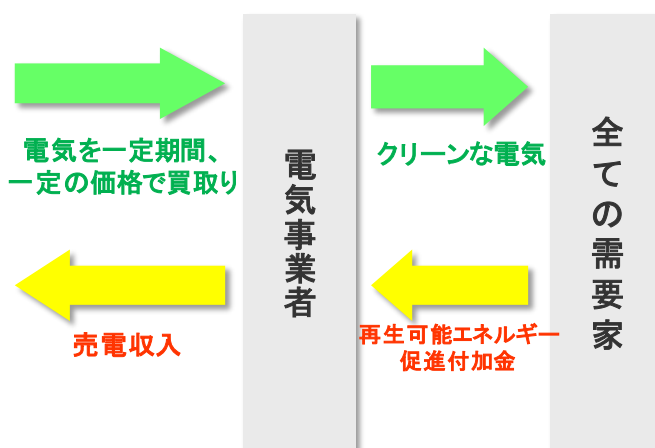
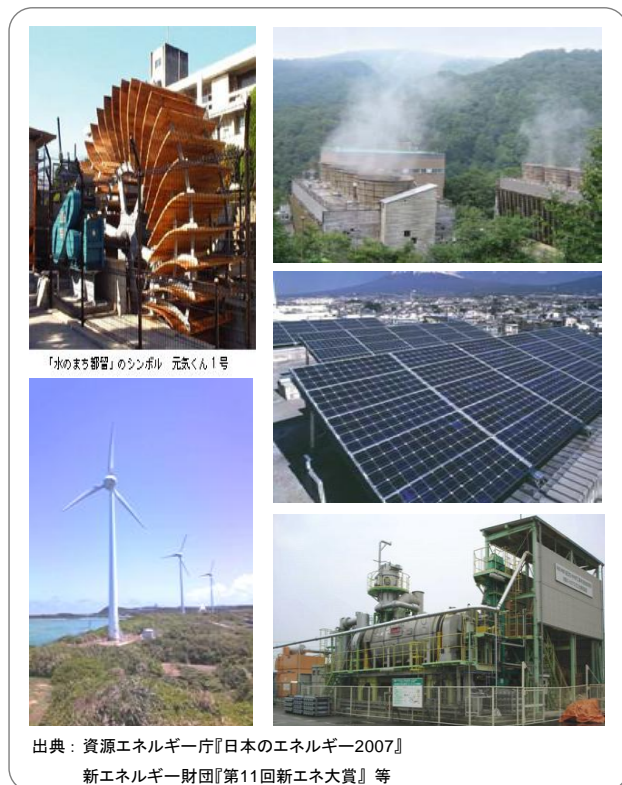
25 大枠においては新制度の買取対象として、太陽光発電、風力発電等が挙げられており、現時点では十分な範囲がカバーされていると考えられ、本小委員会ではさらに今後の技術革新などに迅速に対応し、柔軟に追加を行うことの重要性が指摘された。

30 一方で、この範囲内の再生可能エネルギーによる発電設備であっても、国民負担を伴う制度の対象とすべきものを考えた際に、再生可能エネルギー発電設備の普及拡大が見込まれないような発電方式は適当ではないことから、実用化に向けた課題が解決されており普及拡大に資するような前提条件が備わっている発電方式について、買取対象となるということが適当であり、これを踏まえて、経済産業省において具体的な買取対象の定め方を検討していくことが適当である。

35 なお、これらの発電方式については、将来的には再生可能エネルギーの導入拡大に資するものであり、同時に研究開発や実証を支援するための措置を講じていくことが重要である。

新制度のイメージ

実用化されている再生可能エネルギー全体に拡大



5

(2) 発電設備の要件の担保方法

再生可能エネルギーに由来する電気（以下「再生可能エネルギー電気」という。）の買取制度である以上、実際に再生可能エネルギーによって発電が行われる必要があり、買取りを希望する発電設備については、新制度において買取対象となっている再生可能エネルギーによる発電設備である旨を確認する必要がある。

加えて、新制度が国民負担を伴うものであることから、買い取られる電力量を適切に計量できる配線構造や機器の設置がなされていることも必要となる。

同時に、買取義務者である電気事業者の安定的な系統運用に支障をきたさないよう、連系した際に電圧や周波数等に著しく悪影響を及ぼすことがなく、所定の期間にわたり一定の電気の品質を保ち得るような性能を有するものであることも担保される必要がある。

このような要件を満たす設備であることを担保するためには、国又はその他の適切な者が、要件に該当しているか否かについて確認を行うことが必要である。

なお、国又はその他の適切な者のいずれが確認することが効率的かつ合理的であるかを見極めた上で、確認を行うべき主体を決定する必要がある。

その際、買取りを請求する者の電気に関する知識の差異（発電を事業として行っており専

門的知見を持っている者と、一般家庭のような必ずしも発電に詳しい訳ではない者が混在している。)や、確認に要するコストにも留意したスキームとする必要がある。

また、現行の太陽光発電の余剰買取制度(以下「現行制度」という。)下においては、主として住宅で用いられる太陽光発電システムについて、財団法人電気安全環境研究所(JET)による認証(以下「JET認証」という。)等の第三者認証制度によって発電性能や耐久性等について一定の品質が担保されている場合には、系統連系するに当たり、電力会社との個別協議^(注1)にかかるコストが省かれ、円滑な系統連系及びその後の買取りが実現している^(注2)。

今般、新制度において、主に住宅で用いられるような小型風力発電設備へ対象拡大が行われることに鑑みれば、住宅用の設備については、国と事業者の協力によって同様の認証制度の構築等の方策を講じることによって、新制度の利用環境整備を図ることも必要である。

(注1) 一般電気事業者は、「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」(昭和61年資源エネルギー庁策定、平成16年最終改正)に従って、系統に連系しようとする発電設備が電力の安定供給を妨げない品質を有しているか否かを個別に判断(個別協議)した上で、系統連系を行っている。

(注2) 太陽光発電システムについては、「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」に定める要件の大部分について、JET認証により確認できるため、系統への連系が比較的容易に認められ、その結果円滑に買取りを進めることが可能となっている。

(3) 買取対象としてのバイオマス発電の要件

バイオマス発電については、その燃料であるバイオマスの中に、既に他の用途の原材料として用いられているものもあるため、新制度の導入によって他用途に既に利用されているバイオマスの需給バランスに大きな影響が生じ、資源の逼迫や市況の高騰が生じるおそれもある(太陽光発電や風力発電であれば、こうしたおそれは生じない。)

燃料となり得るバイオマスの中には、森林破壊や生物多様性への悪影響が懸念されるものもあり、こうした事態が生じることをないように配慮することも必要となる。

さらに、燃料に用いるバイオマスを収集・輸送する際に大量の温室効果ガスが排出されると、新制度の趣旨にそぐわなくなってしまうため、この点にも留意が必要である。

このため、新制度において個々のバイオマス発電を実際には買取対象とするか否かを判断するに当たっては、①既存用途から発電用途への転換が生じ、既存用途における供給量逼迫や市況高騰が起こらないこと、②持続可能な利用が可能であること(森林破壊や生物多様性に影響を及ぼさないこと)、③LCA(Life Cycle Assessment)の観点から地球温暖化対策に資すること、等に配慮する必要がある^(注)、発電の用に供される個別のバイオマス燃料についてこうした要件をどのように設定、確認することが現実的であるかを踏まえた上で、その方法を具体化する必要がある。

このような確認を行うための判断材料として、個々のバイオマス燃料の由来等を特定可能とするような、トレーサビリティ確保の仕組み等を整備することも重要である。

今後、経済産業省において、関係省庁と連携しながら、バイオマス発電の普及拡大に資するよう、適切な対象選定や具体的な仕組みづくりを検討していく必要がある。

(注) 例えば、賦存量のほとんどが未利用であり既存用途への影響も少ないと考えられる林地残材は、類型としては①～③に適合し得ると考えられる。

5 (4) 太陽光発電の買取方式

①「買取」の概念

大枠においては、太陽光発電の買取対象を現行制度の範囲から「発電事業用まで拡大」すること、「発電事業用設備については全量買取を基本とする」及び「住宅等における小規模な太陽光発電等については（中略）例外的に現在の余剰買取を基本とする」と提示された。

本報告書においては、買取りの範囲を検討する前提として、「買取（り）」、「全量買取」及び「余剰買取」の概念について、以下のように整理する。

「買取（り）」 買取対象となる発電方式で発電された電気であって系統に逆潮したもののについて買取りが行われること。

「全量買取」 自家消費を優先するなどの前提条件が付されずに、買取りが行われること。

「余剰買取」 自家消費を優先することを前提条件として、自家消費後の余剰分（余剰電力）のみについて、買取りが行われること（現行制度の買取方式）。

(注) なお、現行制度は出力 500kW 未満の設備の余剰買取であり、発電事業目的のものは対象外となっている（出力 500kW 以上のものも発電事業目的のものと同様に対象外）。

②太陽光発電の買取方式に関する全量買取制度の対象範囲

新制度においては、これまで対象になっていなかった 500kW 以上の太陽光発電設備及び発電事業目的の発電設備による再生可能エネルギー電気にも買取対象が拡大することとなる。

しかし、通常、発電事業を主目的とする設備では、いわゆる発電所内用電気を除いて自家消費される電気はほとんどないことから、自家消費を優先させることの意味はなく、したがって、発電事業用設備については全量買取が適当と考えられる。

また、現行制度において、余剰型配線の下で買取りが行われている工場・事業所等においては、住宅に比べ自家消費分の電力の占める割合が大きいなど、余剰電力を生み出す余地が乏しいため、余剰買取の場合には経済的インセンティブが小さくなってしまふことから、再生可能エネルギーの導入を進める観点からは、全量買取とするのが望ましい（余剰型配線のままで買取りを希望する場合については、2. (2)②で後述する。）。

一方で、余剰買取は売電する者の省エネインセンティブを促しつつ再生可能エネルギーの導入を進めることが可能であることや、国民負担（買取費用）を全量買取よりも一定程度抑制できる等の長所を有していること、制度変更にかかるコスト（社会的なコストを含む。）の発生等を理由として、大枠においては「住宅等における小規模な太陽光発電等については（中略）現在の余剰買取を基本とする」とされており、新制度においても、これらについて

は余剰買取とすることが適当である。

5 なお、大枠において検討課題とされた全量買取と余剰買取との選択制については、現行の買取制度導入以降、太陽光発電が順調に導入されていること、また、制度の複雑化による悪質商法や混乱の可能性等を考えると、引き続き住宅用発電設備については、当面は余剰買取とすることが適当である。

さらに、新制度の買取対象が発電事業目的の設備まで広がることに伴い、他社の工場の敷地の一部や他の家庭の屋根などを借りて設備を設置し、そこで発電事業を営むようなケースなども想定される。

10 このような取組は、例えばある程度の規模で実施されれば、費用対効果も高く、太陽光発電の普及にも資すると考えられるため、今後、経済産業省において、どのようなケースを新制度の対象として扱うべきか、更なる具体的な条件等について検討を行う必要があると考えられる。

新制度のイメージ(太陽光発電関連部分)

現行制度(太陽光発電)				新制度のイメージ(太陽光発電関連部分)			
	10kW未満	10kW以上 500kW未満	500kW以上		10kW未満	10kW以上 500kW未満	500kW以上
住宅用	48円/kWh 余剰電力買取			→	住宅用	48円/kWhから徐々に低減 余剰電力買取	
非住宅		24円/kWh 余剰電力買取			非住宅		全量買取に移行 買取価格は検討中
発電用			買取対象外		発電用		

(注) 買取価格は、導入当初は住宅用(10kW未満)は48円/kWh、それ以外は24円/kWh。
自家発電設備等を併設している場合は、それぞれ39円/kWh、20円/kWh。

15

2. 買取価格・期間に関する事項

(1) 風力発電等太陽光発電以外の電源

20 本小委員会での検討においては、投資採算性(内部収益率、投資回収年数)等を考えると、風力発電等の太陽光発電以外の買取価格については20円/kWhが最低限必要なラインとの意見があり、また、ある程度の導入量を達成しようとするならば、買取価格はより高い価格設定とすべきとの意見があった。

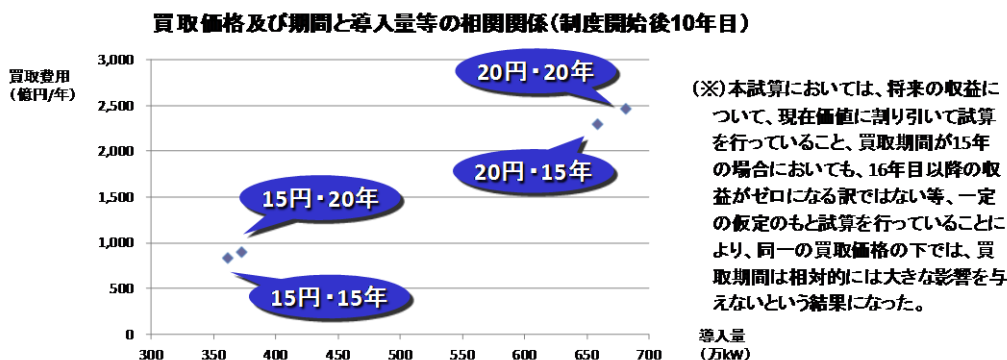
25 一方で、国民負担に配慮すると、過度の利益を保証するような価格設定は避けるべきとの意見も勘案する必要があり、今後、具体的に買取価格を決定する際には、こうした点に留意する必要があると考えられる。

買取期間については、投資の回収が可能な水準以上の買取価格が設定される場合には、買取期間の多少の長短は投資判断において相対的に軽微な影響しか及ぼさないと考えられるため、大枠において提示された15年～20年程度の買取期間の中では、15年を軸として、買取価格の設定検討の基礎とすることが適当である。

5 なお、大枠における考え方とは異なり、電源ごとのコストに対応した買取価格にすべきではないかという意見があったものの、一方で、一律価格とする方が市場メカニズムを活用できること、国民負担を伴う新制度においては、なるべく費用対効果が高いものから導入が進み、全体の負担軽減につながるということが望ましいことから、システム価格の低減が見込まれる太陽光発電以外の買取価格は、一律価格とすることが適当である。

10

買取価格、期間と導入量、買取費用との関係(試算)



太陽光発電以外の導入量等

ケース	導入量 (万kW)(※1)	買取費用 (億円/年)(※2)	CO ₂ 削減量 (万t/年)(※3)	CO ₂ 削減コスト (円/t)(※4)	標準家庭の負担 額(円/月)(※5)	サーチャージ 単価(円/kWh)
15円・15年	361	842	615	13,685	27	0.09
15円・20年	371	906	656	13,800	30	0.10
20円・15年	657	2,314	1,463	22,052	75	0.25
20円・20年	680	2,481	1,574	22,150	81	0.27

(出典)平成21年度「再生可能エネルギーの全量買取に係る調査」調べ

※1 導入量等は太陽光発電以外の買取対象のものに限る。 ※2 買取費用は、買取総額から回避可能原価を控除した費用。 ※3 CO₂削減量は火力平均(0.61g-CO₂/kWh)で試算。なお、全電源平均(0.33kg-CO₂/kWh)を使うとCO₂削減量は表の数値の約半分となる。 ※4 CO₂削減コスト等には系統安定化対策費用を考慮していない。 ※5 標準家庭の負担額は月当たり30kWh使用する家庭を想定。

(2) 太陽光発電

15 ①住宅等の太陽光発電

新制度の買取価格及び期間の設定に当たっては、現行制度導入以降、太陽光発電が順調に導入されていることや、これまで先行して導入した者と今後導入する者の公平感の確保など、現行制度との連続性、整合性が強く求められる。

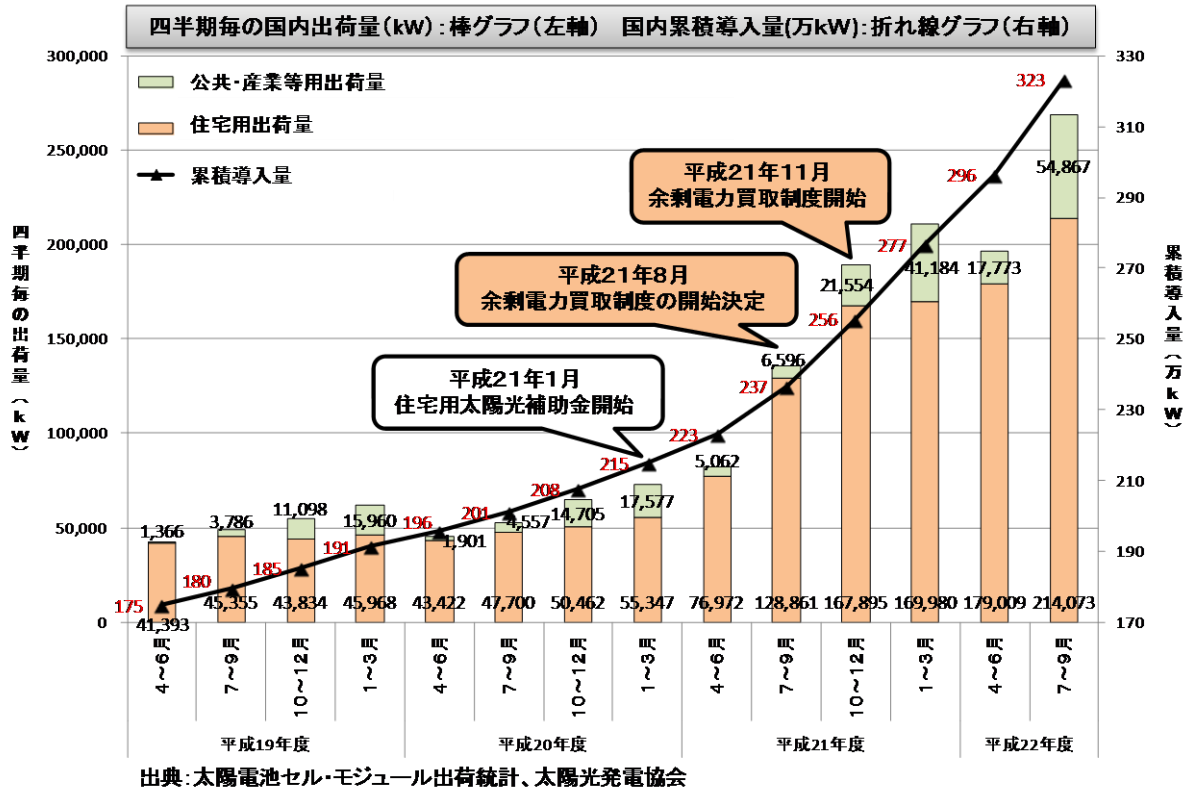
20 したがって、現行制度の考え方を継承することが適当であり、買取期間については10年間とし、新制度開始時点の具体的な買取価格(平成22年度現在では48円/kWh)については、新制度の導入時期における発電設備の価格等を勘案して、本小委員会において買取価格を審議することが適当である。

なお、主に住宅への設置が想定される小型風力発電設備等については、太陽光発電システ

ムと同様に、量産や普及等によるシステム価格の低減が見込まれるものであり、太陽光発電システムと価格競争を行い得る環境にあると考えられるため、小型風力発電設備等の買取価格・買取期間については、住宅等の太陽光発電システムと同様の取扱いとすることが適当である。

5

現行制度(住宅用太陽光発電等の余剰電力買取制度)の効果



②工場・事業所に設置する太陽光発電

事業者向けの設備導入補助金が終了することやkW当たりのコストが比較的高い場合があること等に配慮した買取価格にすべきとの意見がある一方で、現行制度における買取価格との連続性が必要であり、かつ、住宅等の太陽光発電の場合のインセンティブ水準よりも極端に高いインセンティブを与えるような買取価格を設定することは理解が得られにくいとの意見もあり、具体的に買取価格を決定する際にはこうした点に留意する必要があると考えられる。

また、事業用の発電設備の買取期間は、現在は住宅等と同様に10年としており現行制度との継続性を重視すればこれを維持することも考えられるが、耐用年数等を勘案すると、風力発電等他の発電事業用の設備と同等(15年~20年程度)とすることが適当と考えられ、買取価格の設定検討の際に考慮すべきであると考えられる。

(注)工場・事業所に設置する太陽光発電を全量買取の対象とする場合、現在と同様の余剰型配線での買取りも行い得るが、工場・事業所内の配線が全量型であるか余剰型であるかを個別に確認し続けることは困難であること、わずかな自家消費だけで実態上は全量買取に近いものがあり得ること等を考慮し、買取価格は全量買取と同一価格、即ち系統に逆潮した電気を全て同一価格で買い取る方

式が適当である。

③発電事業用の太陽光発電

5 発電事業用の太陽光発電と工場・事業所に設置する太陽光発電は、全量買取方式の対象であり、また kW 当たりのコストについても近似していることから、買取価格及び買取期間はそれぞれ同一とすることが適当である。

3. RPS 制度に関する事項

10

(1) RPS 制度について

現行制度の導入により、一般電気事業者は接続を求められた住宅用等の太陽光発電システムから供給される電気については、一定期間、一定価格の下での調達義務付けられている。

15 現行制度下において、一般電気事業者は、太陽光の余剰電力については求めに応じて電気を買取するという立場となっており、その限りでは、自らの裁量でその調達量をコントロールすることができず、その結果、RPS (Renewables Portfolio Standard) 制度における義務履行が困難となっている。

20 このため、平成 21 年 7 月の第 10 回 RPS 法小委員会においては、現行制度の対象となる太陽光発電の電力量は RPS 制度に基づく義務の対象外とされたところである。

同様に、新制度の対象電源については、RPS 制度に基づく義務の履行が困難となるが、現行制度導入時と異なり、RPS 制度の対象電源の大部分が新制度の対象となることに鑑みれば、新制度導入時に事実上、RPS 制度はほとんど実効性のないものとなると考えられる。

このため、新制度を導入する場合には RPS 制度は廃止することが適当である。

25

(2) 次期利用目標量について

新制度の導入に際して RPS 法 (電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法) を廃止するとした場合、平成 22 年度内に策定することが法定されている次期利用目標量の扱いについて検討が必要となる。

30 新制度は平成 24 年度を目途に導入することが想定されており、この場合には、RPS 法に基づいて、電気事業者に対して平成 24 年度以降の利用目標を設定することは適切ではない。

35 したがって、この場合には、次期利用目標量については平成 23 年度まで実質的に定めることとし、新制度全体の動向を見据えつつ、経済産業省において具体的に検討していくことが適当である。

(3)バンキング（義務量を超える実績）について

5 RPS制度においては、当該年度の義務履行に使用されなかったRPS価値について、翌年度に繰り越すことを可能とする「バンキング制度」が運用されてきた（なお、繰越しは1年分のみ認められることとなっている。）。

バンキング制度は、発電設備等の開発リードタイムや天候等による発電量等の不確定要素によって、再生可能エネルギーの導入量に不可避的な誤差が生じることに対処するため弾力的な運用を可能とすべく、義務履行達成の補完的な措置として設けられたものである。

10 本小委員会での検討においては、RPS制度廃止時において、義務履行に使用されなかったRPS価値については何らかの補償措置が必要ではないかとの意見もあったが、バンキング制度がRPS制度の目標達成のための弾力的・補完的な措置であることに鑑み、特段の制度的な補償措置までを講ずる必要はないと判断される。

15 4. 新設・既設、出力増強の扱いに関する事項

(1)新設・既設についての取扱い

20 大枠においては、「新たな導入を促進するため、新設を対象とすることを基本とするが、既設設備についても稼働に著しい影響を生じさせないという観点から、価格等に差をつけて買い取る等、何らかの措置を講ずる。」と提示された。

新制度導入以前の設備（以下「既設設備」という。）について何らかの措置を講ずるとされた理由は、新制度導入以後の設備（以下「新設設備」という。）とは異なり、RPS制度の廃止の影響を受け、結果として設備の採算性が現状より悪化し、操業停止に至る可能性があることに鑑みて、再生可能エネルギー全体の導入量が減少するといった事態が起こらないようにするためである。

RPS制度下においては、新エネルギー等発電設備として認定された設備からの電気はRPS法で求められる義務履行に用いることが認められているため、認定されていない設備と比べて実質的に高値（いわゆる「RPS価値」を含む。）で取引がなされている。

30 しかし、現在RPS制度の対象となっている既設設備の中でRPS制度導入以前に運転を開始した設備については、事業の計画時点においてはRPS価値の存在を前提とした買取りを見込んでいたとは言えず、このため、RPS制度が廃止されても当初の投資回収計画への影響は生じないと考えられることから、特段の措置を講ずる必要はないと考えられる^(注1)。

したがって、RPS制度導入以降に運転を開始した設備であって、同制度の新エネルギー等発電設備として認定されていた設備を対象として措置を講ずるべきである。

35 具体的には、対象となる既設設備については、RPS制度下での取引価格を参考にしつつ、各電源の大部分において事業継続が可能となるような合理的な価格(X)を電源種別に設定

して買取りを行うような方法が適当と考えられる^{(注2)(注3)}。

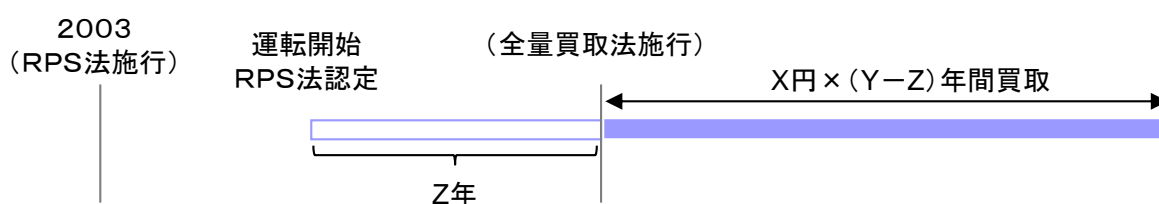
また、RPS制度下において設備を運転させていた期間（Z）については、新設設備の買取期間（Y：15年～20年程度）に準じて、買取期間から設備の運転期間を差し引いた残りの期間（Y-Z）について買取りを行うことが適当である。

5 なお、バイオマス発電については、新規に混焼発電に取り組もうとした場合であっても既設の設備で混焼することも多く、単に発電設備が新設か既設かということで判断することが適当でない場合があることに留意すべきである。

10 また、バイオマス発電については、新設設備として扱われる設備であっても、「他の用途で利用する事業に著しい影響」を与える場合には買取対象とはしない方向性であるため、結果として買取対象とならないバイオマス発電が生じ得る。

一方で、そうしたバイオマス発電に係る既設設備であって、RPS制度の廃止の影響を受けるものもあると考えられ、こうした点に関する扱いについては、経済産業省において今後も検討を続けていくことが適当である。

15 既設設備の買取期間のイメージ



20 (注1) RPS制度導入前に運転開始した設備についても、先行導入努力を評価し、何らかの救済措置を講ずべきとの意見があったが、この観点と、政策変更のリスクとは無関係であるとの意見もあった。

(注2) こうした価格設定を行った場合に、従来の契約よりも好条件に転ずるものが存在し得るが、従来は買取期間に制限が無かったRPS制度から、買取期間が限定される新制度に移行することに鑑みれば、例えば、RPS制度下での平均的な取引価格よりも若干高めに設定することが妥当と考えられる。

25 また、そもそも、こうした価格設定を行う目的は、既設設備の操業を維持することにあるため、電源種ごとに買取価格が設定されることが適切である。

(注3) いずれにせよ、こうした既設設備に対する措置については、各既設設備に係る契約の実態について調査しながら、具体的措置の詳細設計について、経済産業省において検討を行うことが重要である。

30

(2) 出力増強についての取扱い

35 新制度の対象となる再生可能エネルギー電気の発電量を増加させることを目的とした設備の取替えや改良等、出力増強のための行為として考えられるものとして、例えば発電設備のうちの主要部分を取り替える場合等（例：タービン、水車、発電機等の入替等）がある。

出力増強は再生可能エネルギー電気の発電量の増大に寄与し、買取制度の対象に加えることによって実施が促進されることから、これを行うことによる発電量の増加分については設

備を新たに設置することで増加した発電量と同様に評価し、増加した発電量を新設設備による発電分と同様に買い取るのが適切ではないか。

(注) 水力発電設備について、大枠においては、以下の理由から、対象範囲について3万kWを上限としていたところ。

- ・ 未開発地点の約8割が3万kW未満であり、例えば2000年以降に運転開始した設備のほとんどが3万kW未満。
- ・ これ以上大規模な水力発電設備については新制度による経済的なインセンティブによる効果は小さいと考えられる。

水力発電設備の出力増強についても、これらと整合性を図る必要があるとも考えられ、例えば出力増強による発電量の増加分について、3万kW未満を新設設備による発電分と同様に扱うこととするなどの措置が考えられるが、実例を基に、今後経済産業省において検討を行うことが適当である。

5. 電気事業に関わる実務的論点について

新制度の詳細制度設計に関する論点のうち、電気事業制度に係る実務的な論点については、「次世代送配電システム制度検討会」(座長：金本良嗣東京大学大学院経済学研究科教授)において、本年5月以降、検討が進められており、その内容をもとに、第10回本小委員会においても議論を行った。

これらの論点については、「次世代送配電システム制度検討会」における検討の方向性に沿った制度設計が行われることが適当と考えられるところ、本報告書においては、同検討会の議論も踏まえた概要を、本項及び「6. 環境価値の取扱い」において整理する。

(注) 再生可能エネルギーの導入円滑化に向けた系統ルールの在り方などの詳細については、今後、制度環境小委員会において引き続き議論が行われ、別途報告書を取りまとめる予定となっている。

(1) 買取主体の考え方

① 買取義務対象者

買取りを行う者は、再生可能エネルギー電気を電力系統ネットワークとの接続点で買い取った上で、既存の電源を活用しながら、再生可能エネルギーの出力変動に対応し、需要家に電気を安定的に供給するという流れが想定されるため、こうした一連のシステムを円滑に運営することができること、さらに、10年以上の長期となる買取期間にわたり、安定的に事業を継続することが期待される。

こうした基本的考え方に照らすと、電力系統ネットワークを保有し、供給義務を負い、退出規制の対象となっている一般電気事業者及び特定電気事業者が一義的な買取義務を負うものとするのが適当である。

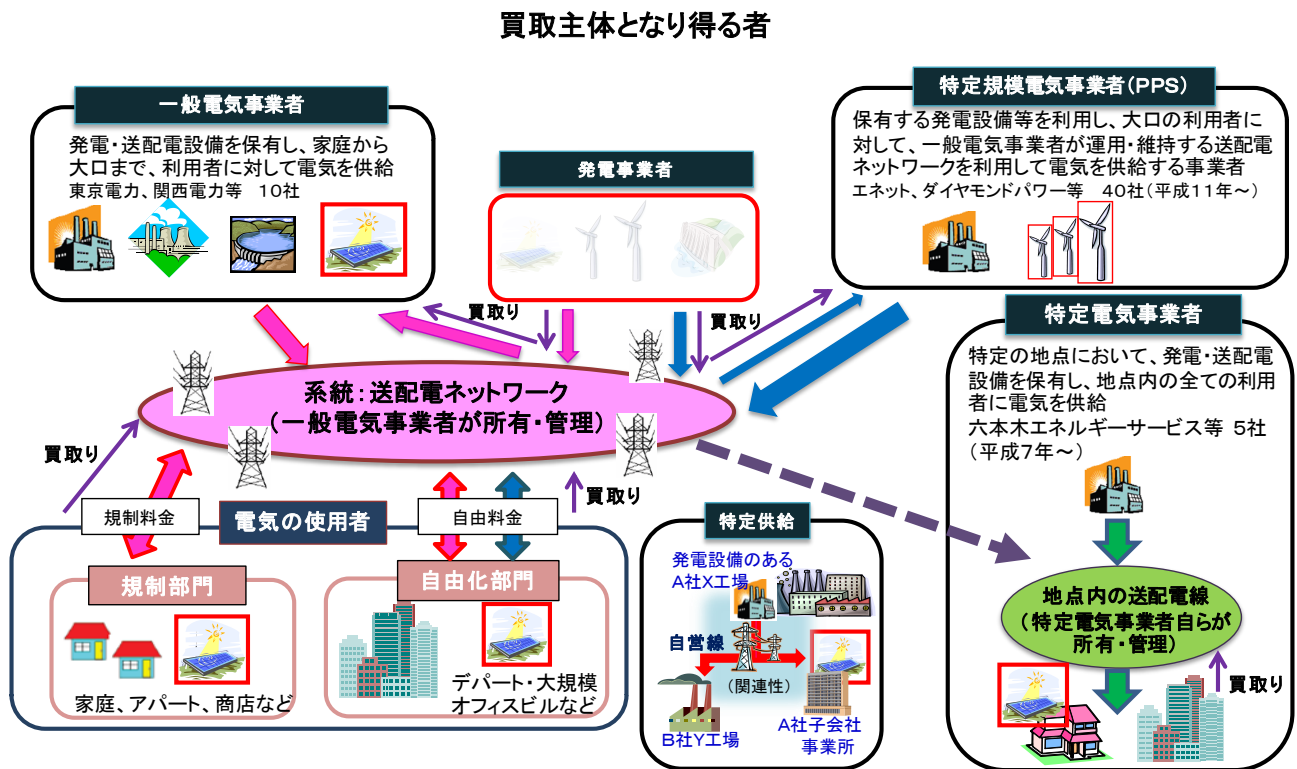
②買取主体となり得る者

一方で、一般電気事業者及び特定電気事業者が買取義務者となることを前提とする場合、仮に「特定規模電気事業者（PPS）は全量買取制度に基づく買取りができない」制度とすると、PPSは、政策的に割増しされた買取価格と同等以上の価格を費用回収の仕組みもな

5

このため、一般電気事業者とPPSの電源調達に係る公平性確保の観点から、PPS（その他の一般電気事業者等も同様）も、同様に買取制度下で電気を買取ることができ、費用回収についても、買取義務者と同様の扱いとすることが適当である。

10



15 ③買取制度の枠外とすることが適当なもの

自家発自家消費を行う者は、電気事業者以外の者から電気を調達することを予定しておらず、かつ発電した電気は自ら消費するという、いわば自給自足の位置付けであるため、そもそも、買取制度の枠外とすることが適当である。

また、自家発自家消費の延長として位置付けることができる特定供給についても、自家発自家消費の扱い同様、買取制度の枠外とすることが適当である。

20

一般電気事業者の自社設備については、自らが発電して販売した量を「自らが買い取った」とみなすことは、現実には二者間の調達行為又は取引関係が存在しないことから、買取制度の対象とすることは困難であり、買取制度の枠外とすることが適当である。

ただし、一般電気事業者と資本関係がある者（子会社等）が発電設備を設置し、買取りを

求めることは、その出資比率にかかわらず、認めることが適当である。

(2) 買取費用の負担に関する電気料金制度上の取扱い

5 買取費用の負担については、すべての需要家が公平に負担する観点から、大枠においては、電気の使用量に応じて負担する方式が基本とされた。

負担の公平性を確保する観点からは、確実に買取費用を回収することが必要であり、このためには、例えば、電気事業者に買取費用を回収するための請求権を付与するとともに、規制小売分野については、供給約款に、買取費用の負担を「再生可能エネルギー促進付加金（以下「サーチャージ」という。）」として、電気事業法における「料金その他の供給条件」の一部として位置付けることが適当である。

また、電力小売自由化分野におけるサーチャージについても、電気の供給の対価を構成する要素として、電気の本体料金と一体的なものとして位置付け、規制小売分野と同様の取扱いを確保していくことが必要不可欠である。

15 具体的には、一般電気事業者、PPSとともに、すべての需要家に対し、それぞれの電力供給契約において負担を求めるとともに、最終保障約款にサーチャージを位置付けることが必要である。

20 (注1) 規制小売分野、自由化分野いずれにおいても、サーチャージは電気の本体料金と一体的なものとして取り扱われることから、支払拒否の場合には、約款等に従い供給停止の対象となる。

(注2) 特定電気事業者においても、一般電気事業者やPPSと同様の措置を採ることが考えられる。

(3) 買取費用算定における控除額の考え方

25 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。

30 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。

②PPSにおける控除額の考え方

PPSが買取り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。

(4) 新制度における買取費用の回収タイミング

10

費用回収のタイミングについては、事後回収方式（買取費用を確定した上で、事後的に回収）と同時回収方式（買取りと同時並行的に回収）の2案が考えられるが、①買い取られた電力は同時に需要家に供給されるため、回収についても、買取りと並行して実施することが望ましいこと、②事後回収方式の場合、電気事業者に金利負担が発生し、結果的に国民負担が増すおそれがあること、③相対的に財務基盤が弱く、かつ、再生可能エネルギー買取量比率の高いPPSほど、財務への影響が大きくなること、④事後回収方式の場合、買取りが終了した次年度においては、買取りは行われなくてもかかわらず、負担だけが発生することなどから、同時回収方式を基本とすることが適当である。

15

ただし、同時回収方式とする場合、サーチャージ単価を設定する際、前提となる買取費用、需要電力量とも見込みで設定する必要があるため、実際の回収総額は回収すべき買取総額と多少のずれが生じることが考えられることから、差額分については事後的に調整することが必要である。

20

また、新制度導入当初については、現行制度のサーチャージ回収と新制度のサーチャージ回収が併存するため、影響を受ける需要家の理解が得られるよう、広報・周知の徹底といった対策が必要である。

25

需要家に対する影響を踏まえ、また、買取費用予測の精度を上げる観点から、同時回収方式を基本としつつ、新設分に係る買取費用を翌年度に事後回収する方式と組み合わせるなど、一定の工夫も考えられる。

(5) 地域間調整に関する考え方

30

大枠においては、「地域ごとに再生可能エネルギーの導入条件が異なる中で、買取対象を拡大するに当たって、地域間の負担の公平性を保つため、地域間調整を行うことを基本とする」とされている。

35

地域間調整の具体的な方法については、①収支の流れが明確になること、②PPS・特定電気事業者も含む多数の事業者間での調整に対応可能であること、③一元的に資金決済を行う清算機関を経由した方が、地域間調整に係る全体コストを抑えることが期待できること等から、清算機関方式が適当である。

その際、清算機関のコストについても、新制度の実施に必要な費用として、サーチャージの算定基礎に含めることが一案である。

その場合、算定基礎については、行政が関与するなど適切な手段により透明性をもって決定されることが必要と考えられる。

- 5 また、清算機関となる具体的な主体や、清算業務と他の業務との区分をどのように行うか、信用リスクに対してどのように対応するか等については、より詳細な検討が必要である。

(6) 買取契約の在り方

10 ① より「高値」での買取り

買取価格をはじめとする供給条件が画一的なものであるならば、電源保有者は買取義務者である一般電気事業者及び特定電気事業者に買取りを求める方が容易であり、PPSによる電源調達が困難となることが予想されるため、新制度において定められる買取価格を「基準価格」と位置付け、買い手がつかなかった場合には一般電気事業者が「基準価格」で最終的な買取義務を負うことを前提に、それ以上の価格でPPS又はその他の一般電気事業者が買い取ることも認めることが適当である。

15 この場合、基準価格から一定の電気としての価値相当分を控除した額の範囲でのみ国民負担を求めることを可能とし、基準価格を超える部分については、買い取った者が自らの需要家から回収する等、買取制度の枠外で対処する制度とすることが適当である。

20

② 買取期間中の分割契約

入札や取引所の活用、さらには相対契約の締結においても、買取期間全体に及ぶ一括契約に限定する必要はなく、買取期間中の分割契約も認めるべきである。

25 この場合、発電設備の管理が相当複雑になることが予想されることから、当該設備の買取開始時期などが適切に管理される仕組みを整備することが必要であると考えられる。

③ 複数の電気事業者による買取り

30 一般的に、発電事業者が一つの発電設備により発電した電力を分割し、複数の一般電気事業者・PPSに卸供給等を行うケースもあり、したがって、新制度下においても、同様に、複数の事業者への売電を認めるべきである。

ただし、この場合、最終的な再生可能エネルギーにより発電された電気のうち不規則に変動する部分、いわゆる「しわ」については、買取義務を有する一般電気事業者が買い取る形が想定されることに鑑みれば、適正な競争条件の確保、系統全体の連系可能量の確保、一般電気事業者のネットワーク部門の実務的な負担といった観点を十分に踏まえる必要がある。

35 このため、複数の事業者による買取りを可能とするものを一定規模以上の電源に限定した上で、買取りに関する一定の規律を設けることが必要と考えられる。

(7) 卸供給制度との関係、買取期間終了後の扱い

①卸供給制度との関係

卸供給規制に服する発電設備のうち、新制度の対象となる設備については、他の再生可能エネルギー電源設置者には買取価格での買取りが認められることに鑑みれば、新制度と卸供給制度のどちらに服するかを発電事業者の選択に委ねることが適当である。

②買取期間終了後の扱い

買取義務が生ずる期間が法令に基づき定められる以上、買取期間終了以後は、法令に基づく買取義務は生じないこととし、通常の電気事業法に基づく規制に服するものとするのが適当である。

(注) P P S の場合、買取期間終了以後は、法令に基づく買取り及びそれに伴う買取費用の回収スキームを利用する権利が終了する。

(8) その他のコストの取扱い

新制度の導入に伴い電気事業者に生ずる、買取費用以外のシステム改修や再生可能エネルギー発電設備設置者への払込みに要する諸経費等の負担については、適正な費用の明確な特定が困難であることから、実績費用に基づきサーチャージとして需要家が負担する仕組みにはなじまず、買取主体となる電気事業者の料金原価に算入することが適当である。

また、新制度においては、現行制度と異なり、清算機関と事業者、あるいは事業者間で新たに金銭のやり取りが行われることなどを踏まえ、電気事業者のサーチャージや、地域間調整において各電気事業者が受領する金銭、及び清算機関が徴収・清算する金銭について、税務上（法人税・事業税）、会計上の取扱いを整理する必要がある。

(9) 系統安定化対策について

太陽光発電等の再生可能エネルギー電気が大量導入された際には、電力需要が少ない軽負荷期において、ベース供給力（原子力発電＋水力発電＋火力発電の最低出力）と再生可能エネルギー電気の発電量の合計が電力需要を上回り、余剰電力が発生すること等が想定され、この場合においては系統安定化対策が必要となる。

具体的な系統安定化対策としては、蓄電池の設置、料金等の活用による需要のシフト・創出、軽負荷期における太陽光発電等の出力抑制が考えられる。

「次世代送配電システム検討会」においては、対策コスト等の国民負担の最小化や系統安定化対策としての確実性、技術レベル等を総合的に判断すると、系統運用上必要な場合には再生可能エネルギー電源の出力抑制を行うことも選択肢として、再生可能エネルギー電気の優先接続や優先給電の在り方も含めた具体的な検討が行われている。

こうした、再生可能エネルギー電気の導入拡大に伴う系統への接続や出力抑制に係るルールや、苦情・紛争処理の在り方については、今後、制度環境小委員会等において検討を進め

ることが適当である。

6. 環境価値の取扱い

5

新制度の導入に伴う環境価値の帰属及び配分方法（「地球温暖化対策の推進に関する法律（温対法）」に基づく算定・報告・公表制度における取扱い等）について、新制度における負担の考え方等を踏まえると、①地域間調整を実施することにより、買取りを行った事業者の需要家以外の需要家にも、当該買取りに負担を求めることになること（低圧部門の太陽光発電については、事実上、一般電気事業者のみが買取りを行うと想定されるが、サーチャージ負担はPPSの需要家にも求めることを含む。）、②制度全体でできる限り統一的な扱いとすることが望ましいこと、等を勘案すれば、全ての電気事業者の排出係数を何らかの形で調整し、その結果として、負担に応じて全需要家に環境価値が分配・調整されるという扱いとすることが適当である。

15

（注1）別途、「エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に関する法律（エネルギー供給構造高度化法）」における非化石電源比率の算定に際しての考え方についても、適切な場で整理することが必要である。

20 （注2）買取制度の枠外で取引された再生可能エネルギー電気については、現行制度の考え方を踏襲すれば、買い取った電気事業者を通じて、その電気の需要家のみ環境価値が分配される。

7. 円滑な制度移行と効果検証について

25 (1) 円滑な制度移行について

新制度については、再生可能エネルギー発電事業者、買取りをを行う電気事業者、サーチャージを支払うこととなる全ての電力需要家に対して、制度の趣旨や負担の内容について、それぞれの立場に応じた十分な周知・広報が必要となり、特に、再生可能エネルギー発電設備を導入していない電力需要家に対して十分な説明を行うことが重要である。

30 また、現行制度やRPS制度の関係者に対し、これらの制度からの移行に際して混乱を生じさせないという観点も重要である（特に、既に太陽光発電システムが設置されている世帯は数も多く、制度移行において混乱が生じないように留意が必要）。

35 具体的には、①平成23年4月より現行制度に基づくサーチャージ（太陽光発電促進付加金）の実質的な負担の発生が想定されること、②新制度の導入についての具体的内容、の2点を明確にした形で、国は電力会社や発電事業者、消費生活センター等と協力しつつ、重点的に広報を実施していくべきである。

なお、これらの観点を踏まえながら、経済産業省では、平成22年11月より全国9箇所において新制度に関するシンポジウムを開催しており、今後も、テレビ、インターネット、新聞等の様々な媒体・機会を活用し、分かりやすい周知・広報活動や情報提供を実施していくことが重要である。

5

(2) 制度導入後の効果検証

現行制度においては、太陽光発電の導入状況や、市場価格の推移等を注視しつつ、機動的に買取価格を引き下げることが前提としており、毎年1月を目途に定例的に本小委員会を開催し、太陽光発電の買取価格を審議することとしてきた。

10

新制度においても、現行制度と同様の方式で買取価格を決定する方式を採用することが適当と考えられる。

特に、価格低減余地が大きいことを前提としている太陽光発電の買取価格及び負担の状況については、現行制度と同様に、毎年のレビューが重要となる。

15

さらに制度開始後、3～5年後を目途に、再生可能エネルギーの導入量、システム価格の低減状況、国民負担、系統安定化対策などの観点に照らして、必要に応じて機動的に制度の見直しを行うことが適当と考えられる。

20

(注) 太陽光発電以外の電源については、技術革新などによる発電コストの低下余地は、相対的には少ないと考えられるため、買取価格が毎年度段階的に引き下がることは想定されていない。

しかしながら、新制度のような導入拡大策を講じることによる普及促進によって、発電システム製造業界に生じた利益が当該業界の設備投資を後押しし、発電設備のコスト低減をもたらすといった好循環が生じることを通じて、発電コストの低下が生じる可能性もある。

25

また、太陽光発電についても、こうした好循環による一層のコスト低下に対する社会的な期待も大きい。

したがって、全ての電源について、現行制度同様に本小委員会において毎年度審議をした上で、買取価格が決定されることが適当であると考えられる。

30

8. その他留意事項

新制度の詳細については、大枠及び上記の考え方を踏まえ、今後、経済産業省において法制度の整備を含めた具体的な対応を行うことが望まれる。

35

他方で、大枠に基づく制度の詳細設計に関わる事項以外についても、本小委員会において重要な意見があった。

まず、再生可能エネルギーの導入拡大に資するような実効性のある制度であることを前提としつつも、消費者の負担をできる限り小さくしてほしいとの意見があった。

また、現状では再生可能エネルギー電気は、その他の電源に比べて発電コストが高く経済性が低いエネルギーであり、これを支援するための買取費用の負担が電力多消費型産業の国

際競争力に対して著しく影響を与えることに対応すべきとの意見があり、具体的には、一例としてドイツのように、電力多消費型産業についてサーチャージを減免する等負担を軽減する方を講じることで、国内の生産や雇用を維持することが必要との意見があった。

5 一方で、電力料金制度において国民各層の理解を得るためには、公平な負担を行うことが重要であるとの意見や、再生可能エネルギーの導入拡大という目的のためには、まずは制度を公平負担の下に開始することが適当との意見や、こうした産業だけでなく、消費者も低炭素社会に向けた取組みについて負担を行っている者であって、産業界分の負担を消費者が担うことは公平ではないとの意見があった。

10 さらに、新制度は国民全体が低炭素社会を目指すための制度であり、広くエネルギー消費全体で負担すべきとの意見があった。

加えて、他の地球温暖化対策に関する施策と一体的に検討し、環境と経済の両立やエネルギーの安定供給も踏まえて制度設計すべきとの意見があった。

これらの意見を踏まえながら、費用の負担に係る制度の設計に当たっては、国民の理解を得つつ、経済産業省において議論を進めていくことが適当である。

15

9. おわりに

20 新制度の導入に向けては法制面の手当が必要であり、経済産業省においては、関連する法案を次期通常国会に提出するべく準備を進めていくことになる。

その過程においては、大枠及び本報告書の内容を最大限尊重して経済産業省において検討していくことが必要であるが、その中には、今後の法制面の検討の結果、法技術的に困難と判断されるもの等もあり得ると考えられ、その場合においても、大枠及び本報告書の内容及び趣旨に鑑みながら、経済産業省において適切な代替案について検討していくことが望まれる。

25