

次世代送配電システム制度検討会第2ワーキンググループ報告書
全量買取制度に係る技術的課題等について(案)

平成 22 年 11 月 4 日

経済産業省資源エネルギー庁

目次

0. はじめに.....	- 2 -
1. 買取主体.....	- 3 -
2. 買取契約の在り方.....	- 5 -
3. 買取費用算定における控除額の考え方.....	- 7 -
4. 卸供給制度との関係・買取期間終了後の扱い.....	- 8 -
5. 買取費用の負担に関する電気料金制度上の取扱い.....	- 9 -
6. 全量買取制度における買取費用の回収タイミング.....	- 9 -
7. 地域間調整に関する考え方.....	- 10 -
8. その他のコストの取扱い.....	- 11 -
9. 外生的・固定的なコスト要因の料金反映.....	- 12 -
10. 系統安定化対策費用等の負担.....	- 13 -
11. 環境価値の取扱い.....	- 18 -
巻末参考資料：次世代送配電システム制度検討会・WG2 委員名簿.....	- 19 -

0. はじめに

再生可能エネルギーは、地球温暖化対策、エネルギーセキュリティの向上、さらには環境関連産業育成の観点から、その導入拡大が重要な政策課題となっている。大幅な導入拡大を図るための政策の柱として、固定価格買取制度(一定の条件を満たす再生可能エネルギー由来の電気を、電気事業者が一定の価格で一定期間買い取ることを義務づけ、あわせて、買取費用の回収に関する仕組みを整備することで再生可能エネルギーの導入拡大を目指す制度)が位置付けられている。昨年11月には、非事業用の太陽光発電を対象として、電気事業者が一定の価格・期間・条件で余剰電力を買い取る、「太陽光発電の余剰電力買取制度」(現行制度)がスタートした。

さらに、昨年11月に経済産業省に設置された、「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(全量買取PT)」においては、現行制度を踏まえつつ、新たに、全量買取制度を導入するための検討が進められ、本年7月には、全量買取制度の基本的な考え方(制度の大枠)が取りまとめられた。制度の大枠では、全量買取制度の設計に当たっては、「再生可能エネルギーの導入拡大」、「国民負担」、「系統安定化対策」の3つのバランスが極めて重要であり、国民負担をできる限り抑えつつ、最大限に導入効果を高めることが基本方針とされている。

また、本年6月に閣議決定された政府の成長戦略においても、再生可能エネルギーの普及拡大のために全量買取制度を導入することとされており、現在国会に上程されている「地球温暖化対策基本法案」においても、政府が再生可能エネルギーの全量買取制度の創設に係る施策を講ずる旨が規定されているところである。

このような状況を踏まえ、本ワーキンググループ(WG)では、全量買取制度の導入に当たり必要となる買取費用の回収スキームをはじめ、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、「制度の大枠」で示された基本的な考え方を踏まえつつ、検討を行った。

以下は、具体的な検討項目ごとに、本ワーキンググループにおける検討結果を取りまとめたものである。今後、本報告書を踏まえた制度設計がなされることが期待される。

1. 買取主体

(1) 基本的な考え方

全量買取制度において、具体的にどのような者に対し、買取を行う主体として再生可能エネルギー由来の電気の調達を義務づけるかを規定する必要がある。

買取を行う者は、再生可能エネルギー由来の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期待される者を買取義務者とするのが適当と考えられる。また、買取義務者には、10年以上の長期にわたる買取期間にわたり、安定的に事業を継続することも期待される。

(2) 一般電気事業者の位置付け

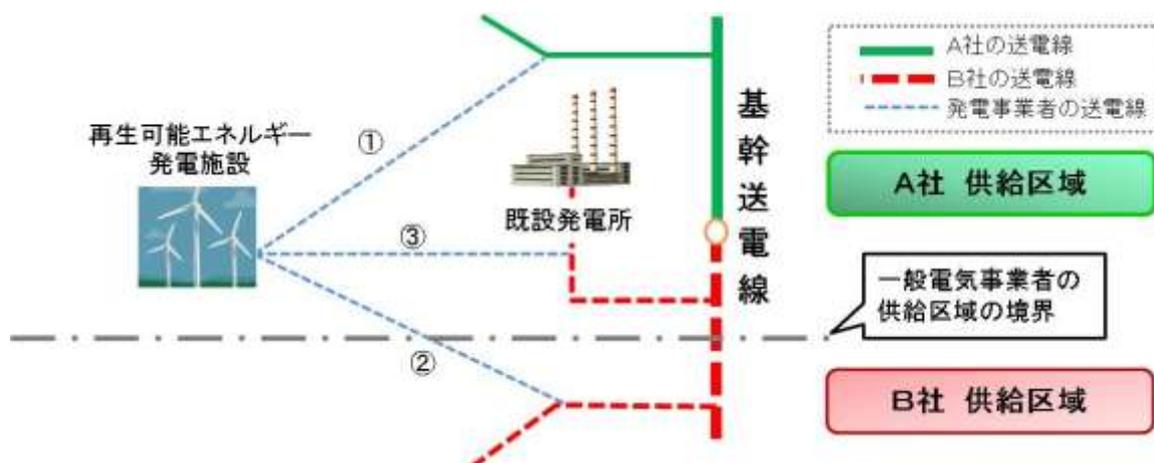
上記の基本的な考え方に照らすと、一般電気事業者は、以下のような特徴を有している。

- ① 自らの供給区域内における電力系統ネットワークを維持・運用している。
- ② 小売については、規制分野においては供給義務を、自由化分野においては最終保障義務を負うなど、電気の安定的な供給に関する責任を負う立場にある。
- ③ 供給区域内における発電及び小売シェアの大部分を占めることから、再生可能エネルギーの出力変動への対応能力が相対的に高い状況にある。
- ④ 事業の休止・廃止にあたっては経済産業大臣の許可が必要となるなど、事業の継続が前提となっている。

これらの特徴を踏まえると、現行制度と同様に、一般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と考えられる。

なお、一般電気事業者の供給区域の境界周辺において再生可能エネルギー発電施設を立地した場合、発電事業者からみて、以下の3つのケースが想定されるが、いずれのケースでも、買取りを求めることができるとの整理が適当と考えられる¹。

¹ 後述のとおり、電源線コスト等については発電施設の設置者負担とすることが前提。



ケース①：発電所所在地を供給区域とする一般電気事業者（A社）による買取り

ケース②：発電所所在地外を供給区域とする一般電気事業者（B社）による買取り

ケース③：区域外に電源線を有する一般電気事業者（B社）による買取り

(3) 特定電気事業者の位置付け

特定電気事業者は、許可を受けた供給地点においては、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るなど、基本的に、一般電気事業者と同様の規制に服している。

また、全量買取制度の導入は、全国大での取組となるところ、特定電気事業者は、当該供給地点における電気の供給を独占的に行うことにかんがみれば、その需要家が再生可能エネルギーを導入する際のインセンティブも、一般電気事業者の需要家と同様に与えられることが適当である。

したがって、特定電気事業者も買取義務を負うものとし、買取費用の負担方法や地域間調整のあり方等についても、一般電気事業者と同様に取扱うことが適当である。

(4) 特定規模電気事業者（PPS）の位置付け

上記のとおり、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「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、政策的に割り増しされた買取価格と同等以上の価格を発電設備設置者に提示しないと電気を調達することができないといった問題が生ずる。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、原則として「再生可能エネルギーの発電設備の立地場所を供給区域に含む一般電気事業者は、買取義務を一義的には負うものの、PPS（その他の一般電気事業者も同様）も、同様に買取制度下で電気を買い取ることができ、費用回収についても、買取義務者と同様の扱いとする」という整理を行うことが適当と考えられる。

(5) 自家発自家消費及び特定供給の位置付け

自家発自家消費を行う者は、一般電気事業者等から自らの需要に不足する電気の供給を受けることはあり得るものの、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、買取主体とはなり得ないと整理すべきと考えられる。便宜的に、自家消費分について自らが買い取ったとみなすこと、あるいは一般電気事業者が買い取ったとみなすことは、現実にはこのような調達行為又は取引関係が存在しないことから困難と考えられる。

特定供給については、自家発自家消費の延長として位置付けることができるため、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。

(6) 一般電気事業者の自社設備の取扱い等について

一般電気事業者の自社設備について、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. 買取契約の在り方

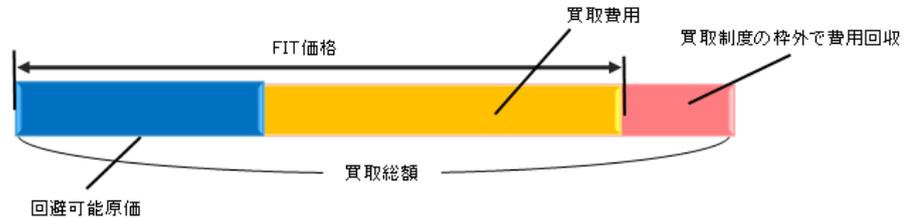
(1) 「より高値」での買取り

全量買取制度において定められる買取価格(FIT価格)は、いわば「基準価格」であって、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。この場合、FIT価格から一定の電気としての価値相当分を控除した額(※控除額の算定方法については後述。)の範囲でのみ国民負担を求めることを可能とし、FIT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²。

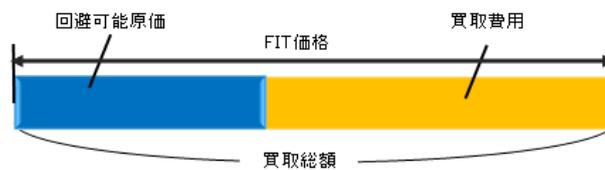
² FIT価格を固定しつつ、回避可能原価よりも高値で電気としての価値を評価する方式もあるのではないかと指摘もあった。しかしながら、この場合、買取りの相手方が誰であっても買取総額は一定になるため、発電側に、安定的に電気を供給して売り上げの増加につなげようとするインセンティブが働かない。また、発電事業者が、相対的に事業の安定性が高い一般電気事業者にしか売却しないこととなった場合、PPSの電源調達が困難となり、結果的に需要家にとっても必ずしも利益とならない事態も想定される。

<参考> 買取総額の内訳(イメージ)

PPS等にFIT価格を超える価格での買取りを認める(入札・取引所・相対契約)



FIT価格を超える価格で買い取る者がいなかった場合



- ▶売電者は、入札や卸電力取引所、相対契約での売却が可能。
- ▶買取費用は、最終的な取引価格にかかわらず、FIT価格と回避可能原価の差額
- ▶買い取った者は、回避可能原価相当と、上乗せ部分の合計額(電気価値相当)については、買取制度の枠外で費用回収。

(2) 相対契約以外の契約方式

PPSを含めた再生可能エネルギー電源へのアクセス機会の拡大と、発電設備設置者の経済性の追求の観点から、特に、比較的安定的な電源としての運用も期待される水力・地熱・バイオマス発電については、発電設備設置者において、積極的に、入札や日本卸電力取引所のグリーン電力卸取引の活用を行うことが望ましいと考えられる。この場合において、応札者がいない場合等においては、一般電気事業者が買取義務を負うこととすべきである。

(3) 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。たとえば、「入札により、価格及び買取りの相手方は1年ごとに更新するものとする。FIT価格を上回る応札者がいない場合、FIT価格で一般電気事業者が買い取る」、というような入札条件も認めることとすべきではないか。

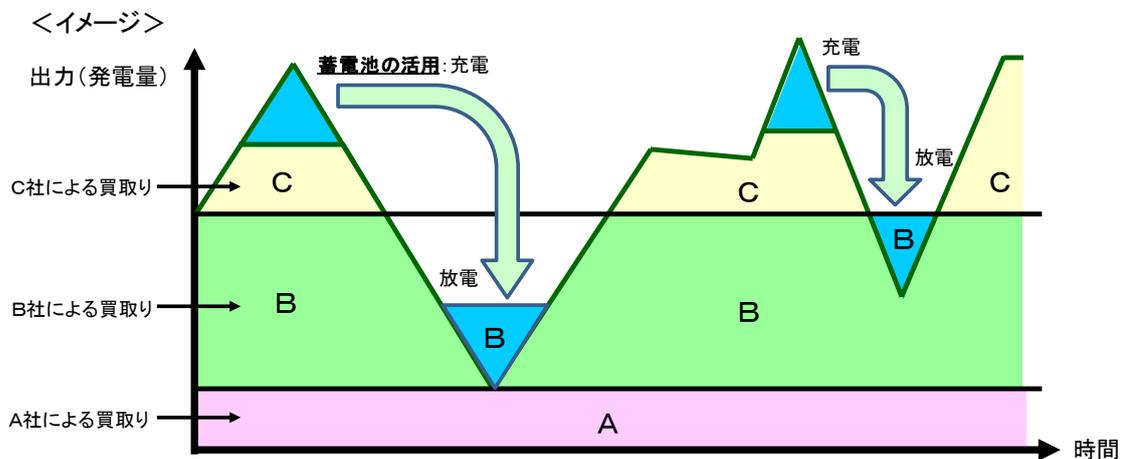
この場合、発電設備の管理が相当複雑になることが予想されることから、当該設備の買取開始時期などが適切に管理される仕組みを整備することが必要である。

<買取りの例> (買取期間が15年とされた場合を仮定)



(4) 複数の電気事業者による買取り

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る。したがって、全量買取制度下においても、同様に、複数の事業者への売電を認めることも可能と考えられる。ただし、この場合、最終的な「しわ」(下図のCの部分)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ところ、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、また、検討の結果、複数の事業者への売電を認めることに慎重な意見も多かったことから、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。



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

買取費用の算定にあたっては、FIT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。

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できないこと、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基本的には発電側の意思により出力が左右されるため、当面は電気事業者の設備形成への影響がないと考えられること、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と考えられる³。

(2) PPS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(一般電気事業者は、料金規制の下で、省令に則り料金算定を行っているが、PPSにはこのような料金規制はかけられていないため、新たな仕組みの構築が必要である)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、敢えて厳格に各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と考えられる。

4. 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、全量買取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FIT価格での買取りが認められることに鑑みれば、全量買取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と考えられる。

(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、期間終了以後は、法令に基づく買取義務⁴は生じないとの整理が適当であり、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と考えられる。

³ 回避可能原価の設定に係る考え方については、総合エネルギー調査会買取制度小委員会「買取制度の詳細設計について」(平成21年8月)8ページも参照。

⁴ PPS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り費用の回収スキームを利用する権利が終了する。

5. 買取費用の負担に関する電気料金制度上の取扱い

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、全量買取制度の大枠において、電気の使用量に応じて負担する方式が基本とされたところである。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」と略称)」として、電気事業法における「料金その他の供給条件」の一部として位置づけることが考えられる。

また、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づけ、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。具体的には、一般電気事業者・PPSともに、すべての需要家に対し、それぞれの電力需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づけることが必要である⁵。

6. 全量買取制度における買取費用の回収タイミング

全量買取制度においては、買取対象が大幅に拡大することに加え、一般電気事業者以外の事業者も買取を行うことが想定される。こうした点を踏まえつつ、本ワーキンググループにおいては、費用回収のタイミングについて、以下の2つの案のメリット・課題等を整理した。

<案の1:事後回収方式>(現行方式)

○1年分(暦年)の買取費用を確定した上で、サーチャージ単価を設定し、総需要電力量見込みに基づき、翌年度に回収。

<案の2:同時回収方式>

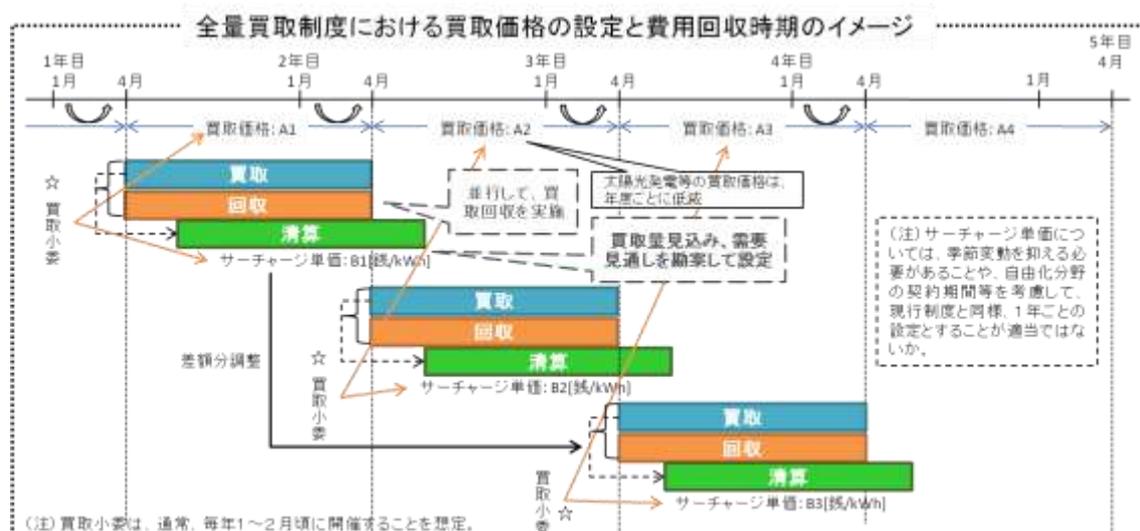
○1年分(年度)の買取費用見込み及び総需要電力量見込みに基づき、サーチャージ単価を設定。買取りと同時並行的に回収を実施。

検討の結果、本ワーキンググループにおいては、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適切であること、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

⁵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。

だけが発生することなどから、同時回収方式をベースとすることが適当とする意見が多数であった。

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。また、制度導入当初については、現行余剰買取制度のサーチャージ回収と全量買取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、回収方式の変更についての広報・周知の徹底といった対策が必要と考えられる。いずれにせよ、需要家に対する影響を踏まえる必要がある。



7. 地域間調整に関する考え方

全量買取制度の大枠においては、「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。

地域間調整を行う具体的な方法としては、以下の2つの考え方が想定されることから、両案のメリット及び課題を整理した。

<案の1:事業者間清算方式>

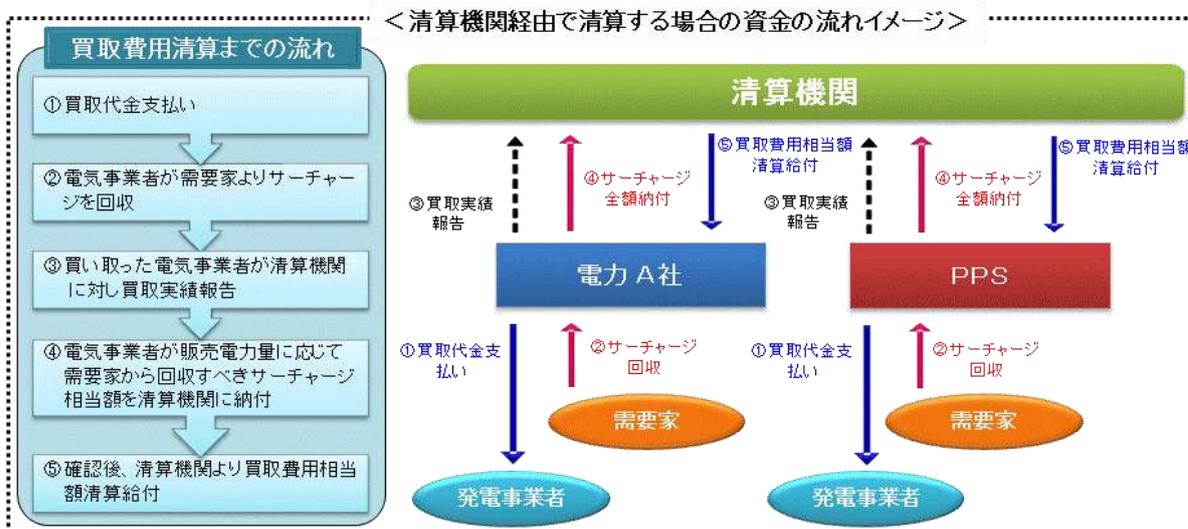
- 電気事業者間で直接清算を行う。PPS等の間では、複数の一般電気事業者間の供給区域をまたがる託送料金の清算スキーム(事業者間清算制度)などを踏まえ、事業者間で清算を行う仕組みを用いることで対応する。

＜案の2: 清算機関方式＞

○各事業者が需要家から回収したサーチャージを、いったん清算を集中的に行う清算機関(クリアリングハウス)に集約した上で、各事業者が清算機関から受け取るべき買取費用については、清算機関が確認を行い、買取実績に応じて分配する。

その結果、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られ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との意見が大勢を占めた。

その際、清算機関のコストについても、全量買取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。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別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。



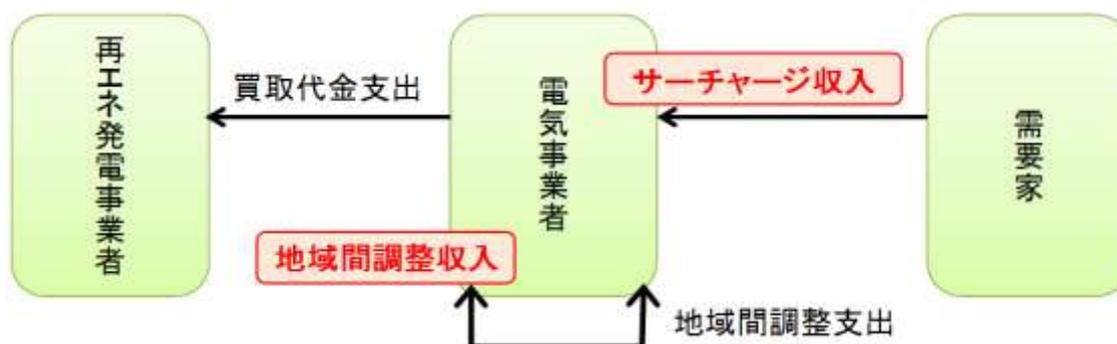
8. その他のコストの取扱い

(1) 諸経費の取扱い

全量買取制度の導入に伴い生ずる、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、全量買取制度においては、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。

<資金の流れ(イメージ)>



9. 外生的・固定的なコスト要因の料金反映

現行電気事業制度下の規制小売料金改定では、料金値上げとなる場合には、経済産業大臣の認可（電気事業法第19条第1項）が必要となっており、認可プロセスにおいては、供給約款料金審査要領に基づく審査や公聴会の開催（同法第108条）等が求められており、申請受理後の標準処理期間は4ヶ月⁶である。これに、一般電気事業者による事前準備の期間を含めると、一連のプロセスには半年以上を要する。電気事業法がこうした認可手続を求めている趣旨は、一般電気事業者が独占供給体制の下で能率的な経営によらない非効率的なコストを需要家に転嫁することを防止することを目的としていると考えられる。

これに対して、サーチャージについては、①外生的な要因によって、電気事業者にとってのコスト増加要因となっている、②電気事業者にとって、効率化努力の余地がない、または、コスト増加を避けるための合理的な代替手段が存在しない、③コスト増加要因が法令の根拠に基づき発生している、④コストの額が明確なルールに基づき算定可能となっている等の性質を有している⁷と考えられる。

このような性質を有しているものが増加する場合にまで、電気事業者のコスト削減等に向けた経営努力を求めることは、料金規制の趣旨にかんがみれば不合理であり、電気事業者に過剰な規制を強いることとなると考えられる。

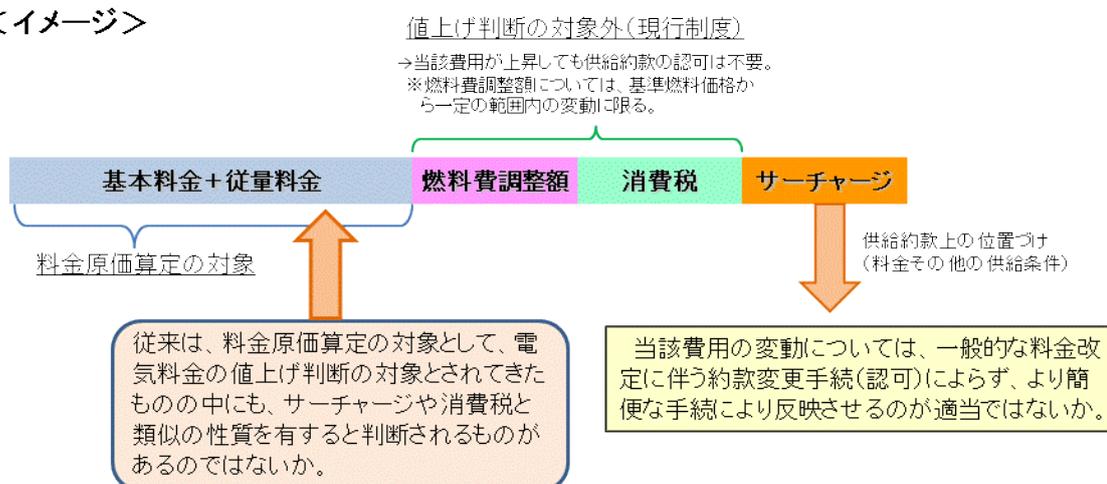
⁶ 「総合資源エネルギー調査会電気事業分科会第2次報告」（平成21年8月）において、4ヶ月の標準処理期間を2ヶ月程度とするように、料金認可プロセスの短縮化について提言がなされたところ。

⁷ これらの性質に加え、サーチャージは外生的な要因によって変更頻度が決まり、かつ、当面の間は毎年度増加していくことが確実視される状況である。

したがって、本ワーキンググループにおける検討結果としては、「外生的・固定的なコスト要因」としてのサーチャージの料金反映については、円滑な実施のためにも、電気料金制度上、より簡便かつ機動的な手続きによることを可能とすることが適当とされている。

また、料金原価算定を行うにあたって、サーチャージ以外にも、外生的な要因等によるコスト増加として整理できるものが存在する可能性はあることから、こうしたコスト増加については、サーチャージ同様、他の費用項目と区分した上で機動的に料金に反映する仕組みを設けるなど、電気事業制度面での手当について、適切な場において更なる検討を行うべきである。

<イメージ>



10. 系統安定化対策費用等の負担

(1) 基本的考え方

全量買取制度の大枠においては、電力系統の安定化対策に関する基本的考え方として、国民負担を最小化しつつ、再生可能エネルギーの最大限の導入を可能とするような最適な方策を今後検討していくこと、将来的な系統安定化に関する技術開発動向や、実際の系統への影響等を見据えつつ、必要に応じて制度の見直しを検討することとされている。

上記を踏まえつつ、本ワーキンググループにおいては、これまでの審議会・検討会等において、当面の課題として指摘・要望がなされている3つの具体的論点について検討を行った。

(2) 事業用発電設備の設置に伴う電源線敷設・系統増強対策費用の負担ルール

現在のルールでは、事業用の発電設備を設置する場合、原因者が特定できるものとして、発電事業者が電源線及び系統増強対策費用を負担することが原則として整理されている。一方で、一般電気事業者が設定している送電容量や連系可能容量を超えて再生可能エネルギー発電設備を系統連系(送電網との接続)しようとする場合、

発電事業者側が電源線や系統増強コストを負担する意向の有無にかかわらず、系統増強費用が高いといった理由で拒否される場合があるのが現状である。こうした中で、全量買取制度下において、電源線コスト及び系統増強コストについての適切な負担ルールとして、どのような整理が適切と考えられるか、検討を行った。

① 電源線敷設に係る費用負担ルール

電源線に係る費用負担については、従来から原因者が特定出来るものとして特定負担(発電事業者負担)として整理されてきた。これを一般負担(電気料金で広く需要家から回収)とする場合、発電事業者のみが利用する送電線を社会全体で支えることとなる上、全体として高コストな電源立地に過剰なインセンティブが付与され、結果的に社会的費用の増大を招くおそれがある。他方、特定負担であれば、全量買取制度の下で、電源線費用を含めたコストがより低い地域から、順次、発電設備が設置されると考えられる。したがって、電源線敷設に係る費用負担については引き続き、特定負担とすることが適当である。

ただし、系統連系技術要件ガイドライン等を踏まえ、一般電気事業者等が電圧調整装置の設置等を求める場合、具体的な対策の適切性や費用負担の妥当性については、一義的な挙証責任を一般電気事業者側が負うことが適当である。

② 系統増強に係る費用負担ルール

現状においては、再生可能エネルギー電源に限らず、発電事業者が発電設備を設置することに伴う系統増強費用については、対策の直接の原因者が明確に特定できれば、特定負担が原則である。

全量買取制度においては、再生可能エネルギー発電設備が設置された場合に、買取義務を負う者(一般電気事業者等)は、一定の買取拒否事由に該当しない限り、技術的に可能な範囲で売電契約を締結する義務を負うため、系統連系を拒否することができないとの整理が基本である。この場合、一定の買取拒否事由に該当することについての挙証責任は、買取り側にあるとの点で、従来の売電契約とは質的な変化があり、従来よりも再生可能エネルギー導入を促進する方向での制度設計することが想定される。他方で、風力や太陽光のように、設備利用率の低い電源のために送電線の増強を行う場合、発電電力量あたりの設備償却費用が高くなることから、こうした限界費用を十分踏まえた上で、適切な費用負担ルールを作ることが必要と考えられる。

系統増強費用の負担については、諸外国でのルールも踏まえ、大きく分けて以下の2つのルールが想定可能である。

<案の1: 発電事業者負担方式>

発電事業者の負担とし、その場合には原則として系統増強を実施する。

＜案の2: 上限付き一般負担方式＞

一般負担とするが、系統増強を行う場合の費用に上限を設け、発電施設の設置コスト(電源線コストを含む)の一定比率以上となる場合には、買取義務が解除される。

本ワーキンググループにおいては、いずれの方式を採用すべきかについて様々な議論が展開されたが、全体としては、①案の1は市場原理に基づき、系統増強費用を含めた社会的コストが低い地点から発電設備の立地が進むという点で費用対効果に優れ、原則一律価格での買取りという全量買取制度の趣旨とも整合的であること、②案の1は系統増強が必要ない発電施設との公平な競争条件が確保されること、③案の2は、買取義務が解除される上限値を合理的な考え方に基づき設定することが困難である⁸こと等から、案の1を採用することが適当であるとする意見が多数であった。

すなわち、系統増強費用については発電事業者(設置者)の負担とするが、発電事業者が費用を負担する場合には、一般電気事業者は、原則として、系統増強を行うものとするのが適当である。また、系統増強に係る具体的な対策内容の妥当性や対策費用の適切性について一般電気事業者が適切な説明を行い、仮に、当事者間で合意できない場合には、中立的な第三者機関における紛争処理プロセスに委ねることとし、その際の一義的な挙証責任は、一般電気事業者側が負うこととすべきではないか。

なお、発電事業者負担方式とすることにより、風力発電等の適地に計画的かつ効率的な設置が順調に進まないといった状況が生ずる場合、政策的に必要であれば、一定の区域において、系統増強が進むような戦略的な支援策を講ずることも一案である。

また、いかなる方式を採用するにせよ、全量買取制度下における再生可能エネルギーの導入状況を見つつ、適切なタイミングで、系統増強に関する費用負担ルールのあり方を改めて検討し、必要に応じてルールを見直していくことが適当と考えられる。

(3) 住宅用太陽光発電に係る系統増強対策費用のうち、トランス増設費用の扱い

従来、太陽光パネルの導入に伴う配電対策として行われる柱上変圧器の増設に係る費用については、原因者が特定できることから、太陽光パネルの設置者負担として整理されている。しかし、増設が必要となるタイミングで設置した者は、対策が必要となる事態のトリガーは引いているものの、すでに周辺の住宅にパネルを設置した

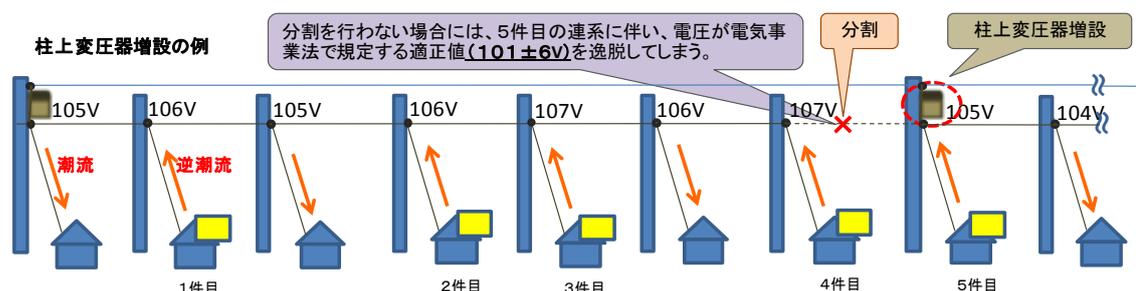
⁸ドイツにおいては、非合理的な系統増強費用となる上限値として「25%」が設定されているが、あくまで目安であり、何らかの科学的根拠に基づいて設定された水準としては確認できなかった。

者も、トランス増設の原因に寄与しているともいえる。こうした事情を踏まえ、適切な負担ルールとしてはどのようなものが考えられるか、検討を行った。

トランス増設費用については、増設による対策が必要となるタイミングで太陽光パネルを設置した者について原因者負担の原則が妥当し得ることから、当該増設費用を負担することが原則と考えられる。しかしながら、トランス増設費用を特定の者が負担することは、同じ太陽光パネルを設置した者の間に結果的に不均等に生じるコストである。一方、こうした不均等に生じるコストは、太陽光パネル設置者の投資リスクを増大させるものであり、今後の太陽光発電の普及拡大に支障となる懸念がある。

したがって、こうした不均等なコストを緩和するための方策について検討する必要があり、何らかの手段によって、パネル設置者を支援する仕組みを構築することによって、普及拡大のための環境を整備すべきである。

不均等なコストを緩和するための方策として、太陽光パネルメーカーからは、トランス増設費用負担に関して、何らかの協力の意向が示されている。こうした取り組みについては、設置者側のコストの予見可能性が高まり、普及拡大が促進されるものであるため、望ましい在り方と考えられる。



(4) 事業用発電設備への出力抑制及び抑制に伴う補償措置の可否⁹

全量買取制度で買取対象となる再生可能エネルギー発電設備について、電力需要が少ない日等において電力の需給バランスを維持する観点から、一定の系統安定化対策が必要となる中、国民負担を抑える観点から、出力抑制の手段によることも、十分に想定される¹⁰。一方で、頻繁に出力抑制がなされると、発電事業者の予測可能性が確保されず、再生可能エネルギーの導入にブレーキがかかるといった懸念もあ

⁹一切の出力抑制を認めないとすると、再生可能エネルギーの系統連系可能量が一定限度に限定されたり、系統増強対策の増大につながるといった懸念がある。なお、住宅用太陽光発電等については、短期的には、需給上の理由から出力抑制を行う必要はないと考えられるものの、将来的な出力抑制ルールについては、導入の進捗状況を踏まえつつ、適切なタイミングで結論を得る。

¹⁰現状、RPS制度下においても、一般電気事業者が風力発電の買取りを行う場合、こうした条件を織り込んだ一定の「解列枠」の設定もなされている例がある。北海道電力、北陸電力、四国電力では、解列枠を設定済み。

る。こうした状況下で、仮に出力抑制を行う場合、それに伴う補償措置等を講ずることが適当かについて、検討を行った。

出力抑制が行われた場合に経済的な補償がなされるとすれば、発電事業としての採算性、予測可能性は確保されることになる。ここで、買取費用は、再生可能エネルギーにより実際に発電された電気のために需要家が負担するものであるが、出力抑制の場合には、発電されていない電気のために負担が発生することとなるため、かかる負担については十分な国民理解を得ることが困難と考えられ、また、太陽光や風力発電の場合、「出力抑制がなされなければ発電したと考えられる電力量(出力抑制量)」を正確に計測することが困難である。

一方、一定の合理的なレベルの出力抑制まではあり得るものの、それ以上の抑制は基本的にはないことを前提に、発電設備の投資を行うかどうかを決定できる状況であれば、発電事業者の予測可能性は確保されているといえる。また、電力系統ネットワーク全体でみた連系可能容量も増加することが期待できる。

以上を踏まえ、発電事業者の予測可能性の確保と国民負担とのバランスに鑑み、①全量買取制度下で、一般電気事業者が電力需給上の理由から、買取制度の対象となる事業用発電設備に対する出力抑制を行う場合¹¹、当該出力抑制に対する経済的な補償は行わないこととするが、②事業者の予測可能性を確保する観点から、あらかじめ、電力需給上の理由から出力抑制が行われる際の上限值(X%)を設定するとの考え方が大勢であった。

出力抑制の受忍限度となる上限値については、たとえば、電力需給上の特異日が14日または30日として、4～8%の間で設定するのが一案であるが、発電事業の予測可能性に与える影響や、系統安定化対策全般の考え方を踏まえつつ設定することが適当である。

その上で、このルールを継続すると、上限値の範囲では対応できないほどの出力抑制が必要となる場合には、改めて、追加的な対策の検討を行うものとするのが適当である。その場合でも、それ以降の新規設置分の出力を抑制することとしたり、蓄電池の設置を行うといった対策を行うことで、既設設備の出力抑制の頻度についてはX%以内に抑えることは可能である¹²。

¹¹電力需給上の理由以外に、出力抑制が必要となるものとして、電力系統設備の点検・修繕は、一定の頻度で一定の時間発生することがあらかじめ予測できるものであり、また、災害等による買取りの不能は、やむを得ない事由に伴う出力抑制と考えられることから、その際の補償も不要と整理することが適当と考えられる。

¹²本ルールは、様々な系統安定化対策のうち、出力抑制を行うことを選択した場合のルールを定めたものであって、費用対効果や技術的な進展等を踏まえ、蓄電池の設置や、追加的な電力需要創出策といった、出力抑制以外の手段によることを妨げるものではない。

11. 環境価値の取扱い

買取り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、現行制度における整理も踏まえ、以下の3つの考え方のうち、いずれが基本的な整理として適当であるか、検討を行った¹³。

1. 買い取った電気事業者の原単位向上を通じ、当該事業者の需要家にのみ環境価値が分配される。
2. 地域間調整プロセス等を通じて、全ての電気事業者の原単位(排出係数)を何らかの形で調整し、その結果、負担に応じて全需要家に環境価値が分配・調整される。
3. 買取りとは分離して、環境価値を証券化したり、オークション等の方法で売却・取引する。

ここで、全量買取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、③別途、国内排出量取引制度の検討もなされる中で、現時点で新たにオークション制度等を導入すると制度が複雑化することを勘案すれば、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(上記のうち、2の考え方)が適当と考えられる。¹⁴

¹³ 別途、エネルギー供給構造高度化法における非化石エネルギー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。

¹⁴ 買取制度の枠外で取引された再生可能エネルギー由来の電気については、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。

次世代送配電システム制度検討会・WG2 委員名簿

- ◎ かねもと よしつぐ
金本 良嗣 東京大学大学院経済学研究科 教授
- おおはし ひろし
大橋 弘 東京大学大学院経済学研究科 准教授
- おひなた たかし
大日方 隆 東京大学大学院経済学研究科 教授
- まどころ ゆきひろ
城所 幸弘 政策研究大学院大学 教授
- はやし やすひろ
林 泰弘 早稲田大学先進理工学部 教授
- ふじい やすまさ
藤井 康正 東京大学大学院工学系研究科 教授
- やまうち ひろたか
山内 弘隆 一橋大学大学院商学研究科 教授

(◎ : 座長、委員は50音順、計7名)