

Ⅲ. 改正電気事業法等への対応について

総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会電力システム改革小委員会 制度設計ワーキンググループにおける議論を中心に、電力システム改革の検討状況の詳細（平成27年3月現在）と、これに対する廃棄物発電の対応について整理した。

1. 電気事業法改正の概要

(1) 電力システム改革の推進

電気事業法第1弾改正法附則の改革プログラムにおいては、①安定供給の確保、②電気料金の最大限の抑制、③需要家の選択枝や事業者の事業機会の拡大を、電力システム改革の3つの目的として掲げ、以下の3段階に分け、各段階で課題克服のための十分な検証を行い、その結果を踏まえた必要な措置を講じながら、改革を進めることとしている。

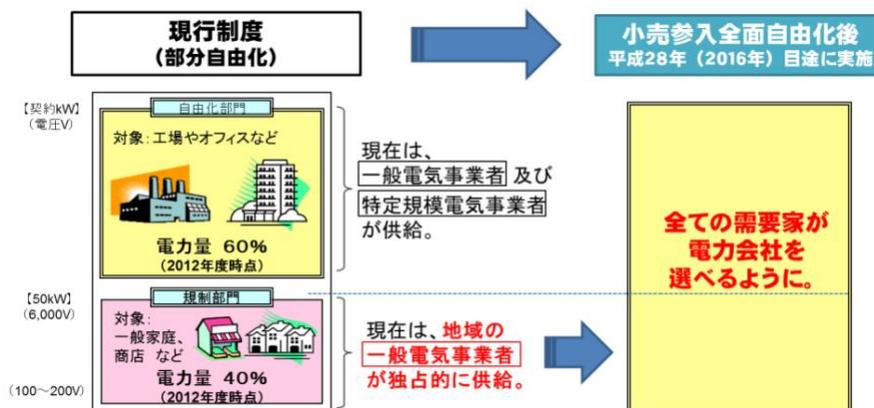
表Ⅲ-1-1 電力システム改革のスケジュールについて

	実施時期	法案提出時期
【第1段階（第1弾改正）】 広域的運営推進機関の設立	平成27年（2015年）に設立	平成25年（2013年）11月13日成立（平成25年法律第74号）
【第2段階（第2弾改正）】 電気の小売業への参入の全面自由化	平成28年（2016年）に実施	平成26年（2014年）6月11日成立（平成26年法律第72号）
【第3段階（第3弾改正）】 法的分離による送配電部門の中立性の一層の確保、電気の小売料金の全面自由化	平成30年から平成32年まで（2018年から2020年まで）を目途に実施	平成27年（2015年）通常国会に法案提出することを旨とする

(2) 電気事業法の一部改正

1) 小売参入の全面自由化の実施

- ・ 現在、一般電気事業者にしかな認められていない家庭等への電気の供給を自由化（小売参入の全面自由化）【第2章第1節】



第6回制度設計WG 資料5-4「電気事業法等の一部を改正する法律」の概要より一部抜粋

図Ⅲ-1-1 小売全面自由化への動き

- ・自由化に伴い、電気事業の種類を見直し、発電（届出）・送配電（許可）・小売（登録）の事業区分に応じた規制体系へ移行【第2章第1節～第5節】

2) 電気の安定供給を確保するための措置

①送配電事業者（一般電気事業者の送配電部門）による措置

- ・需給バランス維持を義務付け（周波数維持義務）【第26条】
- ・送配電網の建設・保守を義務付け【第17条第1項】
- ・最終保障サービス（需要家が誰からも電気の供給を受けられなくなることをないよう、セーフティネットとして最終的な電気の供給を実施）を義務付け【第17条第3項、第20条】
- ・離島のユニバーサルサービス（離島の需要家に対しても、他の地域と遜色ない料金水準で電気の供給（需要家全体の負担により費用を平準化）を義務付け【第17条第3項、第21条】⇒これらを着実に実施できるよう、地域独占と料金規制（総括原価方式等：認可制）を措置【第3条、第5条、第18条】

②小売電気事業者による措置

需要を賄うために必要な供給力を確保することを義務付け（空売り規制）【第2条の12】

③広域的運営推進機関による措置

将来的な供給力不足が見込まれる場合に備えたセーフティネットとして、広域的運営推進機関が発電所の建設者を公募する仕組みを創設【第28条の40】

3) 需要家保護を図るための措置

- ・現在の一般電気事業者に対し、一定期間料金規制を継続（経過措置）【附則第16条・第18条】
- ・小売電気事業者に対する、需要家保護のための規制（契約条件の説明義務等）【第2条の13～第2条の17】

4) その他の改正事項

- ・現在の一般電気事業者が、引き続き一般担保付社債を発行できるようにする（法的分離の実施に際して改めて検討を行い、必要な措置を講じる）。
- ・電気の卸売に係る規制の撤廃、卸電力取引所における取引の適正性確保（取引所の法定化）、保安規制の合理化を行う。【第27条の27、第6章、第51条の2】

(3) 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の一部改正

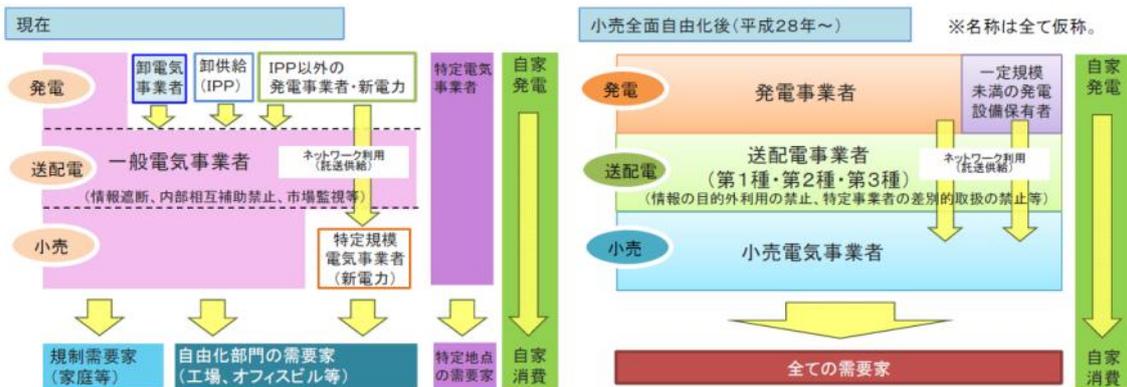
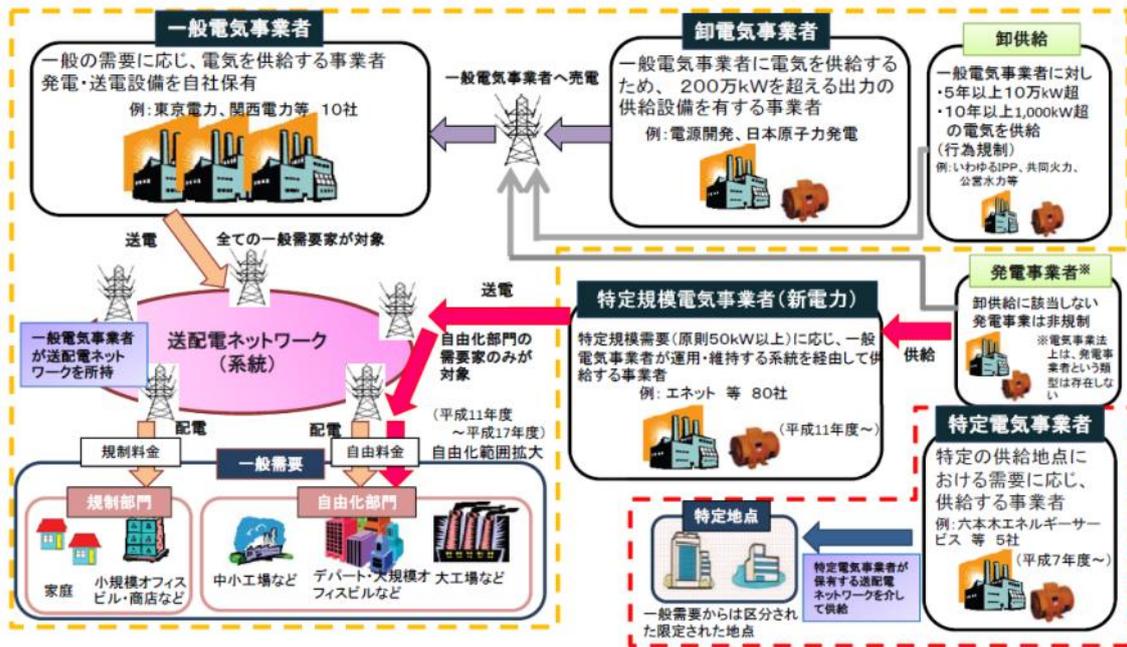
- ・電気事業法の事業類型の見直しに伴い、再エネ電気の買取義務者を一般電気事業者等から小売電気事業者等に変更する。【再エネ特措法第2条第1項】

(4) 商品先物取引法の一部改正

- ・電力先物取引を可能にするため先物取引の対象に「電力」を追加する。【商品先物取引法第2条】【第27条の30、附則第14条・第41条】

2. 我が国における現行の電気事業の類型と改正による類型

- ・ 現行電気事業法上に定義された「電気事業者」は、一般電気事業者の他、卸電気事業者、特定電気事業者、特定規模電気事業者（新電力）の4類型。
- ・ 小売全面自由化に伴う一般電気事業者制度の見直しとあわせて、現行の電気事業法の事業類型も抜本的に見直す（垂直一貫体制を前提としない事業類型を基本とする制度への転換）。
- ・ 具体的には、一般電気事業者等の現行の事業類型は廃止し、電気事業を「発電事業者」「送配電事業者」「小売電気事業者」に再分類するとともに、それぞれの事業の特性に応じて、参入・退出規制や各種義務を課すこととする。



第2回制度設計WG 資料3-1小売全面自由化に係る詳細制度設計についてより一部抜粋

図Ⅲ-2-1 電気事業者の類型（上：現行、下：現行から改正後のイメージ）

3. 小売全面自由化に係る詳細制度設計について

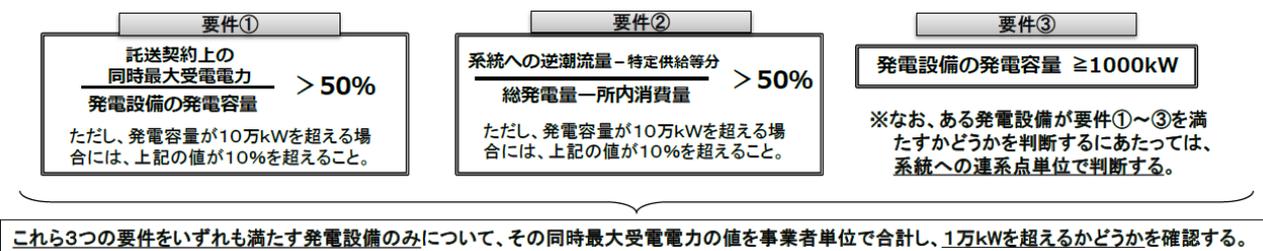
(1) 発電事業者

1) 発電事業者の定義について

主に自家発自家消費のために発電設備を維持・運用する事業者に一定の配慮措置を講ずる観点から、以下の3つの要件のいずれをも満たす発電設備（系統への連系点単位で捕捉。以下同じ。）について、発電設備ごとの託送契約上の同時最大受電電力（同時に逆潮流可能な電力の値）を事業者単位で合計し、その値が1万kWを超える事業者を発電事業者とする。

- ・当該発電設備の発電容量（kW）に占める託送契約上の同時最大受電電力（kW）の割合が5割を超えること。 ※ただし、発電容量が10万 kWを超える場合には、上記の値が1割を超えること。
- ・当該発電設備の年間の発電電力量（kWh）（所内消費量等を除く）に占める系統への逆潮流量（kWh）（特定供給等を除く）の割合が5割を超えることが見込まれること（自家発自家消費率が5割以下であると見込まれること。）ただし、発電容量が10万 kWを超える場合には、上記の値が1割を超えることが見込まれること。
- ・当該発電設備の発電容量が1000 kW以上であること。

なお、こうした要件に該当しない電源であっても、系統に接続しており、かつその発電設備の発電容量が1000 kW以上である場合には、特定自家用電気工作物（以下「特定自家発」という。）に該当することになり、国による供給勧告の対象となりうることから、安定供給確保に大きな支障はないものと考えられる。



第8回制度設計WG 資料5-1小売全面自由化に係る詳細制度設計についてより抜粋

※要件②に係る用語の整理（例）

特定供給量等：敷地外の他施設への供給量

所内消費量：工場内の消費電力量（ごみ発電にかかる消費電力量）

自家消費量：敷地内の他施設への供給量

図Ⅲ-3-1 発電事業者の要件

(参考) 改正電気事業法 抜粋

(定義)

第二条 この法律において、次の各号に掲げる用語の意義は、当該各号に定めるところによる。

一～十三 (略)

十四 発電事業 自らが維持し、及び運用する発電用の電気工作物を用いて小売電気事業、一般送配電事業又は特定送配電事業の用に供するための電気を発電する事業であつて、その事業の用に供する発電用の電気工作物が経済産業省令で定める要件に該当するものをいう。

十五～十八 (略)

2) 発電事業者求められること

- ・ 発電事業者の義務としても求められる事項は以下のとおりである。なお、発電事業に該当するか否かにかかわらず、システムを利用する場合には、同時同量等のルールに従う必要がある。

① 経済産業大臣の供給命令に従う義務

② 供給計画の提出義務（発電設備の設置・運用に関する計画を作成し、経済産業大臣に届け出る義務）

③ 一般送配電事業者との間で、電気の供給契約を結んでいる場合の供給義務

④ 広域的運営推進機関への加入義務 加入に伴い、以下のようなことが必要

- ・ 会費の支払い
- ・ 広域機関からの指示の対象
- ・ 発電計画等の情報提供義務
- ・ 総会（年2回）への出席
- ・ 諸事務手続き

⑤ 会計整理義務

（具体的な会計整理の内容については、引き続き検討する。なお、小規模事業者等については、過度な負担とならないよう一定の配慮を検討する。）

⑥ 償却命令の対象

（現在、命令の対象となっているのは、一般電気事業者と卸電気事業者の一部のみであり、通常、償却命令が行われることは想定していない。）

⑦ 国への諸届出（事業開始前の届出、届出事項変更時の届出、事業の承継・休廃止・解散時の届出）

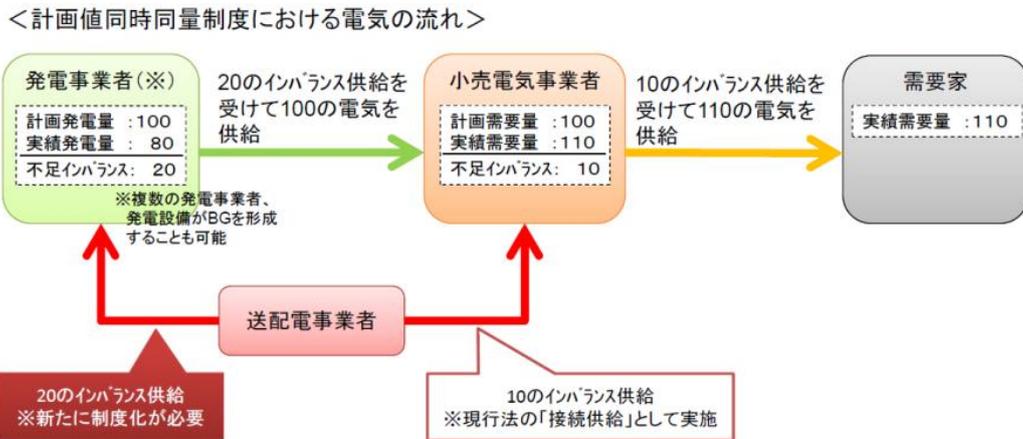
⑧ 経済産業大臣からの報告徴収・立入検査・業務改善命令の対象

3) 発電事業者の役割と発電事業者以外の発電設備保有者に求められること

- ・ 現行の実同時同量制度においては、送配電事業者は小売電気事業者（特定規模電気事業者）に対してのみインバランス供給（接続供給として実施）を行うこととなり、発電事業者に対してインバランス供給を行うことが想定されていない。
- ・ 計画値同時同量制度では、送配電事業者は発電事業者に対するインバランス供給を新たに制

度化する。

- ・複数の発電事業者がバランスンググループを形成した場合にも、計画値同時同量制度を採用できる制度設計とする。



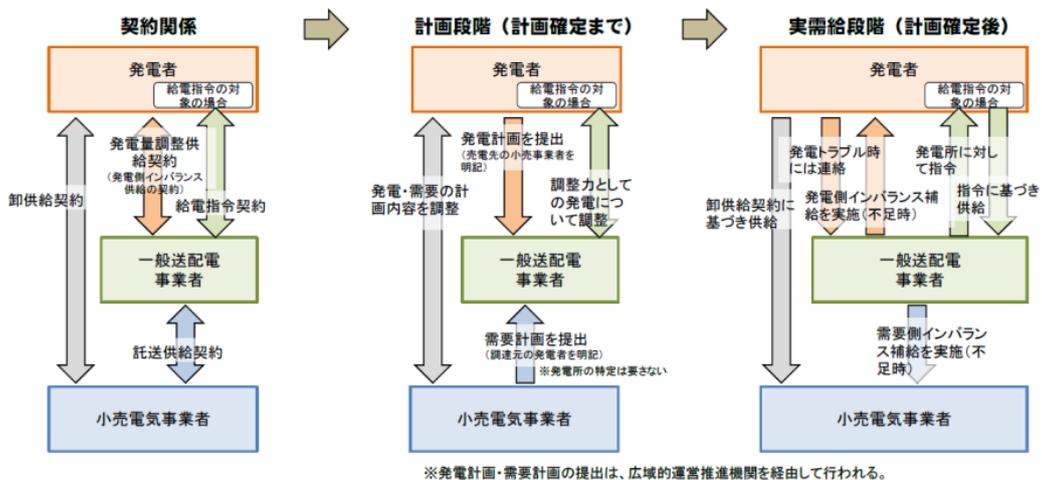
第3回制度設計WG 資料4-3改革後の需給調整の仕組みについてより抜粋

図Ⅲ-3-2 計画値同時同量制度における電気の流れ

- ・改革の第2段階後は、発電者（注）と一般送配電事業者の間に、①発電量調整供給契約（発電側インバランス供給の契約）の締結、②一般送配電事業者への発電計画の提出（広域機関を経由）、③発電側のインバランス供給の実施、といった関係が生じることとなる。

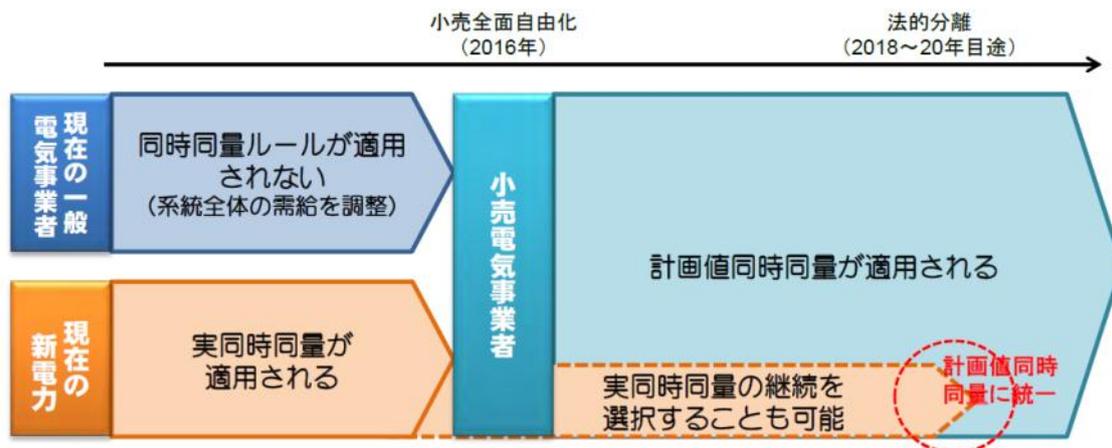
（注）電気事業法上の発電事業に該当するか否かにかかわらず、発電を行う者がシステムを利用する場合には、上述のシステム利用ルールの対象となる。

（備考）新電力については当面、実同時同量と計画値同時同量の選択制となる。実同時同量を選択した場合における発電者から新電力への販売分については発電側インバランスの調整は生じず、需要側で調整されることとなる。



第7回制度設計WG 資料6-2インバランス制度に係る詳細制度設計についてより抜粋

図Ⅲ-3-3 発電者、一般送配電事業者、小売電気事業者間の関係



第8回制度設計WG 資料5-3インバランス制度に係る詳細制度設計についてより抜粋

図Ⅲ-3-4 小売全面自由化前後の同時同量ルール

(2) 小売電気事業者

1) 登録申請時に提出すべき内容

①最大需要の見込み (kW)

- ・小売供給の相手方の需要の規模、家庭用か産業用かといった需要の質によって契約kW数と最大需要の大きさは異なってくると考えられるため、個々の事情を踏まえた評価が必要(例えば、事業開始後1年間でどのくらいの最大需要を見込んでいるかを記載。)

②最大需要の見込みに対する供給能力の確保の見込み

- ・供給能力を確保する手段としては、1) 自社電源によるもの、2) 発電事業者との相対契約によるもの、3) 卸電力取引所を通じたもの、4) その他(常時バックアップ契約、ネガワット取引等)、が考えられるが、それぞれについて見込んでいる供給能力を記載する。
- ・また、1)、2) 及び、4) のうち常時バックアップ契約によるものについては、
 - ア) 確保する予定の電源の容量 (kW) (※ 1) については電源の場所、2) 及び常時バックアップ契約については電源の調達先も記載。)
 - イ) 最大需要時期における供給能力の見込み (kW) について記載する。

(補足) 「最大需要の見込み」の設定の考え方

下記のどちらかの推測方法により説明されることとなる。

- A) 過去の実績より推測 (過去の実績に対して最大需要見込みを設定した考え方も併せて記載)
- B) 最大契約見込みより推測 (最大契約見込みに対して最大需要見込みを設定した考え方も併せて記載)

※ 契約kW数を算定できない地域においては、契約件数見込みを基に推測

③最大需要の見込みに対する供給能力の確保の見込みの裏付け

- ・②に記載した供給能力の確保手段のうち、1) 自社電源によるもの、2) 発電事業者との

相対契約によるもの、4) その他のうち常時バックアップ契約によるもの、については、下記の説明を記載する。

- ・風力発電や太陽光発電等の自然変動電源を利用する場合、供給能力の確保の見込みは適切か（L5評価（※）で供給能力を見込んでいる、蓄電池を供用している、バックアップ火力を確保している等）

（※）L5評価：1月のうち、出力の低い下位5日（L5）の平均を安定的に見込める出力として評価する手法

4. 同時同量制度・インバランス制度に係る詳細制度設計について

(1) インバランス料金の考え方

以下の式で計算される価格をインバランス清算に用いる。

インバランス料金の算定式（案）

$$\text{インバランス精算単価} = \text{スポット市場価格と1時間前市場価格の30分毎の加重平均値(注)} \times \alpha + \beta$$

(注) 1時間前市場の厚みが乏しい状況では主にスポット市場の価格によって決まることとなる。
また、1時間前市場については変動する価格を考慮した上で加重平均。

α : 系統全体の需給状況に応じた調整項

β : 各地域ごとの需要調整コストの水準差を反映する調整項

図Ⅲ-4-1 インバランス料金の算定

< α についての基本的な考え方 >

- ・ 系統全体で生じるインバランスの発生量が、僅かに不足な場合と僅かに余剰な場合で、インバランス料金が大きく異なる仕組みとする。
- ・ 計画遵守のインセンティブを損なわないようにする（ α がある程度変動するようにする）一方で、過度のペナルティ性を生じないようにする（ α が著しく1から乖離しないようにする）。
- ・ インバランス料金が1時間前市場の上限価格とならないようにする（スポット市場価格を用いた予見可能性の排除）。

< β の決定方法 >

- ・ 需給調整コストの地域差をインバランス料金に一定程度反映するための調整項（ β ）は、以下の算定方法に基づき各一般送配電事業者が算定し、託送料金の認可申請時又は届出時に改定する。
- ・ 各エリアの β を昨年度実績値を用いて試算すると、概ね-4円半ば/kWh～+1円前半/kWh程度という結果となる。

$$\beta = \text{当該エリアの年平均の需給調整コスト} - \text{全国の年平均の需給調整コスト}$$

(2) 計画値同時同量制度の具体的業務

1) 業務フロー

広域機関や送配電事業者は、実需給に至るまでの短期の断面において、各小売電気事業者や発電事業者等から提供される情報を基に、以下の業務を実施する必要がある。

① インバランスの算定・インバランス料金の精算

各発電バラランシンググループ（インバランス精算を行う単位のことをいう。以下「BG」という。）は、発電BGとしての発電計画を、各需要BGは、各需要BGとしての需要計画を作成する。送配電事業者は、BGの計画値と実績値の差分を計算し、インバランス精算を行う。

② 小売電気事業者の供給力確保の確認

小売電気事業者が需要に応じた供給力を確保できているかを確認するため、小売側は需要計画及び調達計画を、発電側は発電計画及び販売計画を提出する（（ア）の発電計画・需要計画と整

合的である必要はあるが、必ずしも同一である必要はない。) 。広域機関や送配電事業者は、それぞれの計画間の整合性を確認することで、小売電気事業者の供給力確保を確認する。

③需給バランスの確認

広域機関及び送配電事業者は、小売側の調達計画と発電側の発電計画上の供給余力の合計と、広域機関及び送配電事業者として作成する需要予測値を比較し、全国及びエリアの需給バランスの確認を行う。

④系統の潮流状況の確認

発電事業者等は、送配電事業者がエリアの系統の潮流を管理する上で必要となる、一定規模以上の電源等について、発電場所毎の発電計画値を提出する（発電側の発電計画に追記して提出することを想定）。

2) 計画値の設定方法

①需要BG計画の設定方法

- ・需要BGは小売電気事業者（エリア毎）単位で構成することとし、複数の小売電気事業者で需要BGを形成することも可能とする。
- ・BGは、インバランス料金が各エリア毎に異なること等に鑑み、各エリア毎に形成することとする。
- ・各需要BGは、BG単位での需要計画を作成する。送配電事業者は、当該需要計画と、その需要BGに属する各小売電気事業者の需要実績の合計値との差分を需要側インバランスと認識する。



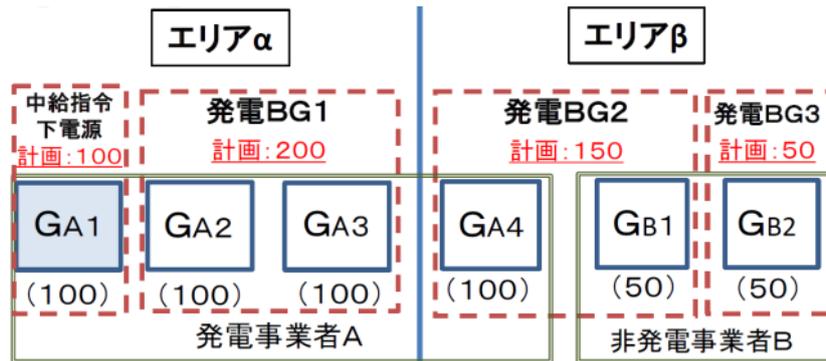
第10回制度設計WG 資料6-2同時同量制度・インバランス制度に係る詳細制度設計についてより抜粋

図Ⅲ-4-2 需要バランシンググループの計画

②発電BG計画の設定方法

- ・発電BGは、電源群で構成することとし、一つの事業者が複数の発電BGに所属することも可能とする（一電源が複数のBGに属することも可能）。
- ・BGは、需要側と同様、各エリア毎に形成することとする。
- ・各発電BGは、BG単位での発電計画を作成する。送配電事業者は、当該発電計画と、その発電BGに属する各電源の発電実績の合計値との差分を発電側インバランスと認識する。
- ・また、中給指令下の電源については、単独でBG（発電トラブル時は電源単位でインバラン

ス算定) となるため、各電源毎に発電計画を作成する。



第10回制度設計WG 資料6-2同時同量制度・インバランス制度に係る詳細制度設計についてより抜粋

図Ⅲ-4-3 発電バラシンググループの計画

3) 発電側の発電計画・販売計画

供給力確保の観点から発電側が作成する発電計画・販売計画の作成主体・作成方法については、以下のように整理される見通し。

表Ⅲ-4-1 発電計画・販売計画の作成

論点	対処方針
発電計画・販売計画の作成主体 (発電BG単位か、事業者単位か。)	○発電側の発電計画や販売計画については、発電側については、電事法上の発電事業者以外の系統利用者も存在するが、それらの小規模な事業者等にまで個別の計画作成を求めることは、実務的な負担が大きくなり、系統参加への阻害も想定されること等から、発電BG単位での発電計画や販売計画の提出を求めることとする。
発電計画・販売計画の作成方法	○当該BGに属する電源の発電計画の合計値を発電計画として設定(論点1-1と同様。) ※一電源が複数のBGに所属することも考慮し、その場合には、上記の計画と併せて実績発電量の仕訳情報等も提出する。 ○発電BG単位での発電計画量をどの小売電気事業者のどのエリアの需要に配分するかを記載した販売計画(他の発電事業者や小売電気事業者との間での転売や卸市場からの調達も記載可【詳細は後述】)を作成。 ○いずれも、当該発電BGの契約者が広域機関と(広域機関を経由して)送配電事業者に提出。 ○また、エリアの系統の潮流を管理する上で必要となる、一定規模以上の電源については、発電場所毎の発電計画値を併せて提出。

第10回制度設計WG資料6-2同時同量制度・インバランス制度に係る詳細制度設計についてより抜粋

4) 小売側の需要計画・調達計画

供給力確保の観点から小売側が作成する需要計画・調達計画の作成主体・作成方法については、以下のように整理される見通し。

表Ⅲ-4-2 需要計画・調達計画の作成

論点	対処方針
需要計画・調達計画の作成主体 (需要BG単位か、小売電気事業者単位か。)	○小売側の需要計画や調達計画については、電気事業法上の供給力確保義務が小売電気事業者に課せられていることから、 <u>小売電気事業者単位での需要計画や調達計画の提出を</u> 求めることとする。
需要計画・調達計画の作成方法	○小売電気事業者は、小売供給を行う各需要の需要予測の合計値を、需要計画として設定(複数エリアに需要を持つ場合はエリア毎)。 ※一需要場所に対し、複数の小売電気事業者が供給を行う(部分供給)ことも考慮し、一つの需要が複数のBGに所属する場合には、実績需要量の仕訳情報等も併せて提出することとする。 ○需要計画をまかなう供給力を、どの発電主体から調達するかを記載した調達計画(他の小売電気事業者や発電事業者との間での転売や卸市場からの調達も記載可。【詳細は後述】)を作成する。 ○いずれも、当該小売電気事業者が広域機関と(広域機関を経由して)送配電事業者に提出。
需要BGとしての需要計画との関係	○複数の小売電気事業者で需要BGが形成されている場合には、各小売電気事業者のエリア毎の需要計画の合計が需要BGとしての需要計画となる。

第10回制度設計WG 資料6-2同時同量制度・インバランス制度に係る詳細制度設計についてより抜粋

5) タイムスケジュール

各種計画の作成・提出イメージについては図Ⅲ-4-4の通り。BG単位での計画提出は、各30分コマ単位での計画値の記載を開始する翌日計画の段階で始めることとする。

※他方、現在、連系線利用計画は、週間計画の段階で、各コマ・kWh単位で提出することとなっており、今後も同様の運用とする予定。



第10回制度設計WG 資料6-2同時同量制度・インバランス制度に係る詳細制度設計についてより抜粋

図Ⅲ-4-4 各種計画の作成・提出のイメージ

(3) FIT制度と計画値同時同量制度

1) 課題

小売全面自由化の実施後、計画値同時同量制度を導入することとしているが、FIT制度との関係で以下のような課題が生じる。

課題1：全量での買取と計画発電量での買取

- ・FIT制度においては、特定供給者と特定契約を締結した小売電気事業者が発電量の全量をFIT価格で買い取ることを前提としている。
- ・一方、計画値同時同量制度においては、小売電気事業者が発電者が設定した計画発電量と同量の電気を買取することを前提としており、計画発電量以上に発電した電気は一般送配電事業者がインバランス価格で買い取ることを前提としている。
- ・このため、現行FIT制度を前提とすれば、FIT認定電源については、引き続き、小売電気事業者が発電量の全量をFIT価格で買い取る仕組みとすることが必要。

課題2：FIT認定電源を設置する者の日々の発電計画

- ・FIT法上の特定供給者（FIT電源の認定を受け、小売電気事業者等と特定契約を締結した者）の中には一般家庭なども含まれるが、全ての特定供給者に対して日々の発電計画の作成・提出を求めることは非現実的ではないか。

課題3：FIT認定電源を設置する者の発電インバランス負担

- ・実同時同量制度においては、特定供給者の発電量にかかわらず、発電インバランスは観念されない。
- ・一方、計画値同時同量制度においては、発電インバランスが観念されることとなり、仮に日々の発電計画の作成・提出が可能であったとしても、FIT認定電源のうち風力・太陽光などの自然変動電源については実態として相当程度の発電インバランスが発生することが見込まれる。
- ・FIT制度が再生可能エネルギー電源の設置・運用に係る費用を日本全体で負担することにより再生可能エネルギーを普及・促進することを目的とする制度であることに鑑みれば、現在の制度と同様に特定供給者にインバランス負担が生じない仕組みの導入が必要。

上記の課題を受け、FIT制度と計画値同時同量制度の整合性を図るために特例制度①を、また、小売電気事業者がFIT認定電源の計画発電量の精度向上を図ることは系統運用全体にとって望ましいことであることから、このような取組を阻害しない特例制度②の検討が行われている。

2) 特例制度①について

① 特例制度①の概要

- ・ 特定供給者と小売電気事業者が特定契約を締結。
- ・ 特定契約を締結した小売電気事業者は、特定契約を締結するFIT電源全体をインバランスの精算単位とする特別なバランシンググループ（BG）を設定。
- ・ BGに組み込まれた特定供給者の計画発電量は、当該FIT認定電源の出力・電源種等を踏

まえ、一般送配電事業者が設定。【課題2への対応】

- ・ 計画発電量と実発電量の差分については、インバランスの対象とするものの、特定供給者は実発電量を小売電気事業者にFIT価格で引き渡し、インバランスは小売電気事業者が精算する仕組みとする。

具体的には、

○不足インバランスが生じた場合には、小売電気事業者が実発電量をFIT価格で引き取ったうえで、不足分については負担の生じないインバランス料金（例えば、回避可能費用）により精算。【課題3への対応】

○余剰インバランスが生じた場合には、小売電気事業者が発電量の全量をFIT価格で引き取ったうえで、余剰分を一般送配電事業者に引き渡し、一般送配電事業者は小売電気事業者の負担が生じないインバランス料金（例えば、回避可能費用）を支払い。【課題1への対応】

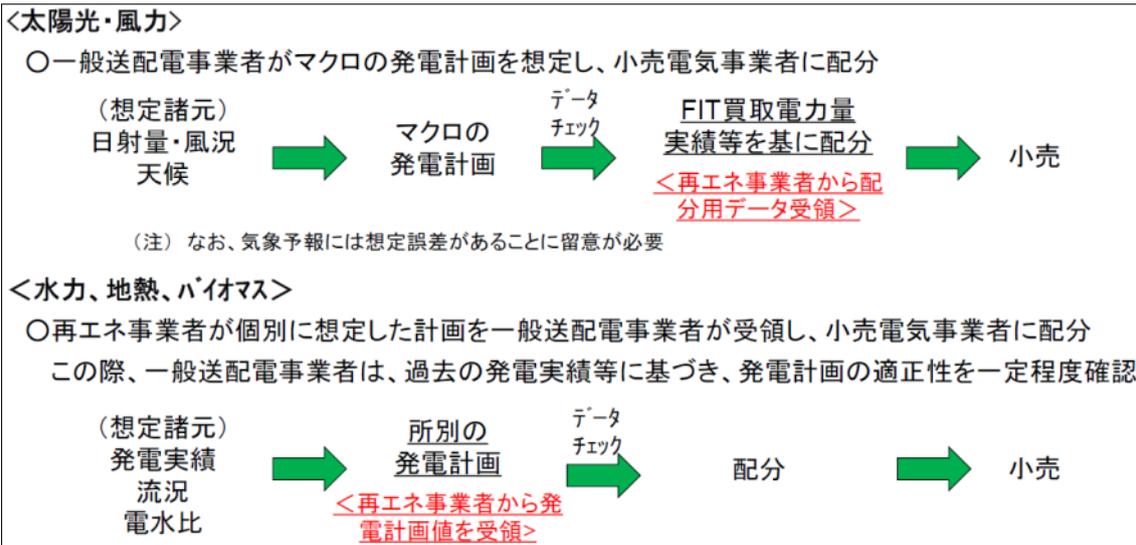
② 特例制度①におけるバイオマス発電の位置づけ

- ・ バイオマス発電については、
 - ア) 発電量が特定供給者の燃料投入量により決定されること（一般送配電事業者による計画発電量の設定が困難）
 - イ) 特定供給者自身が計画発電量を設定することが比較的容易であること
 - ウ) バイオマス混焼の場合、その発電する電気にFIT対象の電気とFIT対象外の電気が混在することから特例制度①の適用対象外とする考え方もありうる。
- ・ 他方、現行の特定契約は、発電量の全量を小売電気事業者が買い取ることを前提とした契約とされており、一般的な計画値同時同量制度を適用した場合には、特定供給者に想定外の不利益が生ずることから、現に特定契約を締結しているバイオマス発電については特例制度①の対象となる
- ・ 特例制度①の導入後（小売全面自由化の実施後）、特定契約を締結することとなるバイオマス発電のうち、化石燃料を混焼しているものについては、上記a. の事項全てを満たすことから特例制度①の対象外とする。 ※ごみ発電など化石燃料混焼ではない混焼バイオマスは特例制度①の対象とする。
- ・ なお、特例制度①の対象となる電源であっても、事業者の判断により、特例制度①の適用を受けないことも可能である。

③ 特例制度①における一般送配電事業者による計画発電量の設定方法

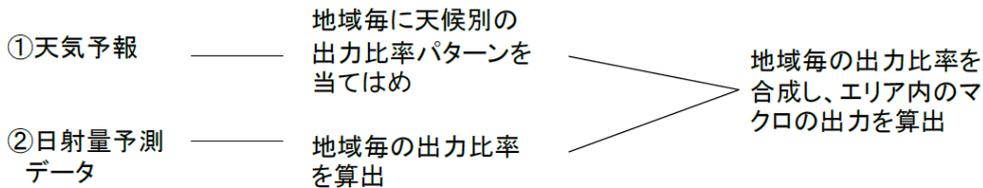
ア) 想定方法の基本的な考え方

- ・ 太陽光、風力：送配電がエリア全体のマクロでの発電計画を想定
- ・ 上記以外：再エネ事業者が個別に発電計画を想定
(なお、発電所規模の違いで、想定実施箇所を分けることは考えていない。)



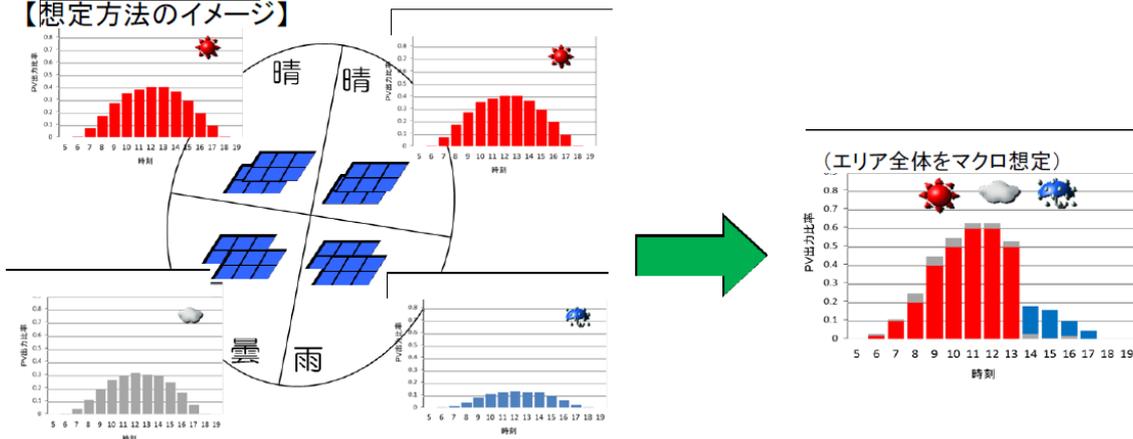
第10回制度設計WG 資料6-2同時同量制度・インバランス制度に係る詳細制度設計についてより抜粋
 図Ⅲ-4-5 特例制度①における計画発電量の設定

<太陽光の場合>



- ・②をベースに想定するが、想定の実施時期によっては、①にて想定する場合もある。
- ・地域区分は県別程度を想定している。

【想定方法のイメージ】



第10回制度設計WG 資料6-2同時同量制度・インバランス制度に係る詳細制度設計についてより抜粋
 図Ⅲ-4-6 特例制度①における太陽光発電の計画発電量の設定

<水力・地熱・バイオマスの場合>

- ・個別地点毎の想定は、一般送配電事業者では困難

- ・発電所毎の計画値は、再エネ事業者から受領
- ・この際、一般送配電事業者は、過去の発電実績等に基づき、発電計画の適正性を一定程度確認

【参考】再エネ事業者による想定方法の例

(地熱・バイオマス)

発電実績：前年同月・前週・前日・当日の発電実績をベースに、至近実績の傾向を踏まえ所別に想定。

特段の変動傾向が見られない場合は前週・前日実績をそのまま予想値とする。

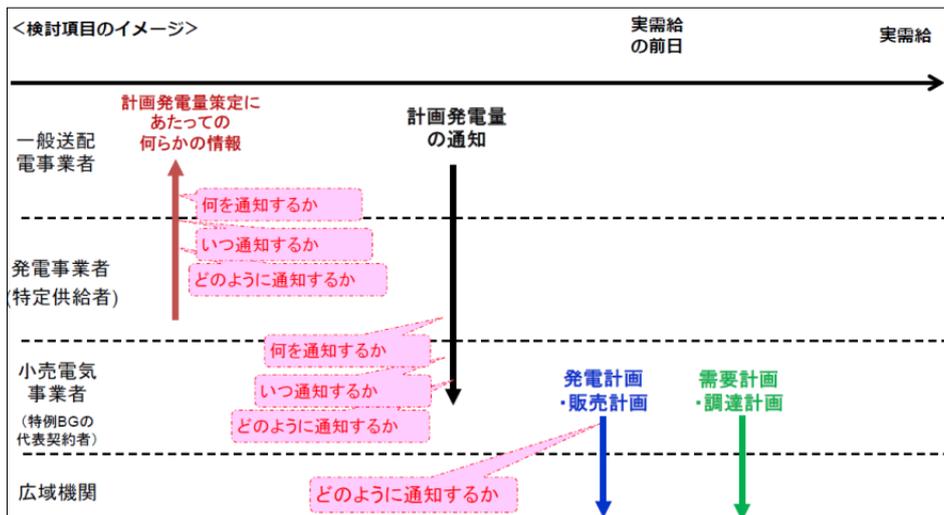
※なお、バイオマスは燃料の確保状況などにより、再エネ事業者が出力調整することが可能であり、発電実績のみでは想定が困難

④ 特例制度①における回避可能費用の具体化について

特例制度①は、FIT制度と計画値同時同量制度の整合を図るために導入する制度であることから、(その水準はともかく)回避可能費用によりインバランス精算をすることが適当と考えられる。一方で、計画値同時同量制度においては、小売電気事業者が引き取ることとなる電気が変動のない成形された電気となることから、回避可能費用の考え方を見直すことが必要である。回避可能費用の考え方については、FIT制度全体の検討を行っている「総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会」において議論されることとなっている。

⑤ 特例制度①における具体的な業務フロー

特例制度①の具体的な業務フローについては、広域的運営推進機関設立準備組合の下に設置した有志の作業会の下で、関係事業者間で議論を行っているところである。引き続き、下図の検討項目に沿って作業会で検討を進め、業務フローの具体化を図ることとなっている。

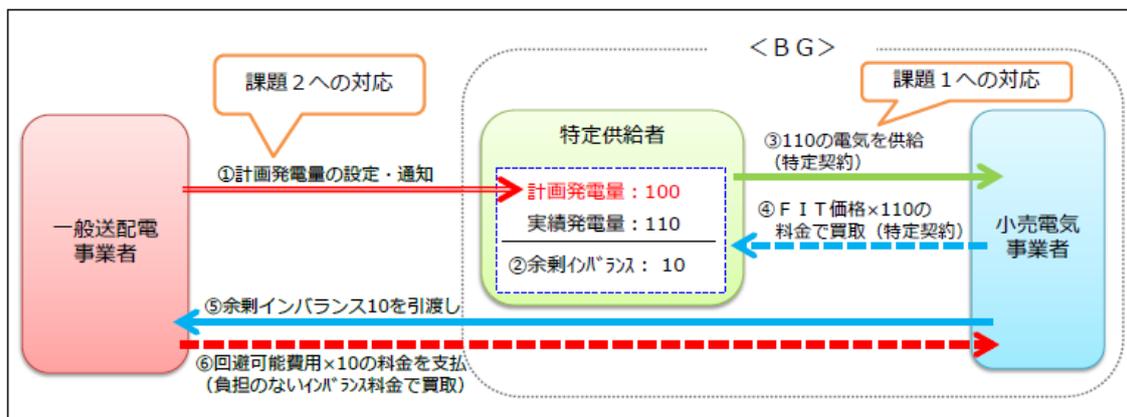


第10回制度設計WG 資料6-2同時同量制度・インバランス制度に係る詳細制度設計についてより抜粋

図Ⅲ-4-7 特例制度①における業務フロー

⑥ 特例制度①における電気の流れ、インバランスの精算

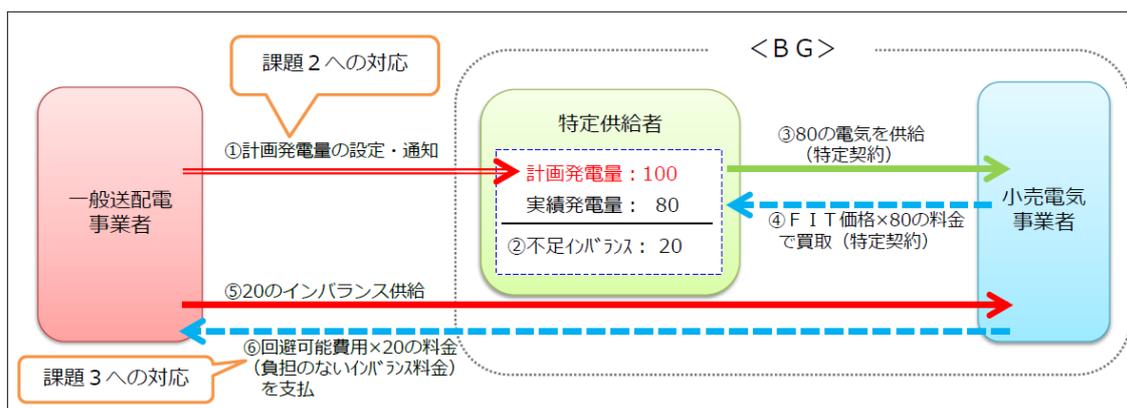
＜余剰インバランスが生じた場合＞



第10回制度設計WG 資料6-2同時同量制度・インバランス制度に係る詳細制度設計についてより抜粋

図Ⅲ-4-8 特例制度①における余剰インバランスの精算

＜不足インバランスが生じた場合＞



第10回制度設計WG 資料6-2同時同量制度・インバランス制度に係る詳細制度設計についてより抜粋

図Ⅲ-4-9 特例制度①における不足インバランスの精算

- ・ 特定供給者は、結果的に、【実発電量×FIT価格】の収入を得られることとなる。
- ・ 小売電気事業者は、結果的に、計画発電量と同量の電気を回避可能費用で買い取ることとなる。
- ・ 余剰インバランス部分については、特定供給者にFIT価格を支払うこととなるが、一般送配電事業者から【回避可能費用】の収入、費用負担調整機関から【FIT価格－回避可能費用】の交付金が交付されるため、実質的な負担は生じない。

3) 特例制度②について

FIT制度と計画値同時同量制度の整合性を図ることに加え、小売電気事業者に対してFIT認定電源の計画発電量の精度向上を図るインセンティブを付与するため、以下のような仕組み（特例制度②）の導入が検討されている。ただし、特例制度②については、特例制度①と異なり、全てのFIT対象電源を適用対象とする。また、特例制度①、特例制度②、通常の計画値同時同量制度の

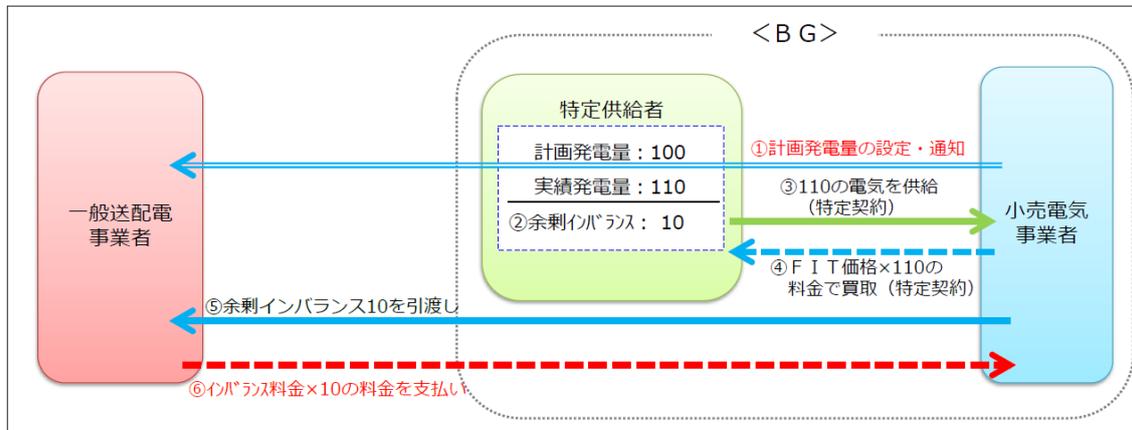
いずれを適用するかは事業者の選択に委ねることとする。

① 特例制度②の概要

- ・ 特定供給者と小売電気事業者が特定契約を締結。
- ・ 特定契約を締結した小売電気事業者は、特定契約を締結する特例制度②のFIT電源をインバランスの精算単位とする特別なバランシンググループ（BG）を設定。
- ・ BGに組み込まれた特定供給者の計画発電量は、特定契約の締結相手である小売電気事業者が設定。
- ・ 計画発電量と実発電量の差分については、インバランスの対象とするものの、特定供給者は実発電量を小売電気事業者にFIT価格で引き渡し、インバランスは小売電気事業者が精算する仕組みとする。具体的には、
 - ア) 不足インバランスが生じた場合には、小売電気事業者が実発電量をFIT価格で引き取ったうえで、不足分については通常のインバランス料金により精算。
 - イ) 余剰インバランスが生じた場合には、小売電気事業者が発電量の全量をFIT価格で引き取ったうえで、余剰分を一般送配電事業者に引き渡し、一般送配電事業者は小売電気事業者に対して通常のインバランス料金を支払い。

② 特例制度②における電気の流れ、インバランスの精算

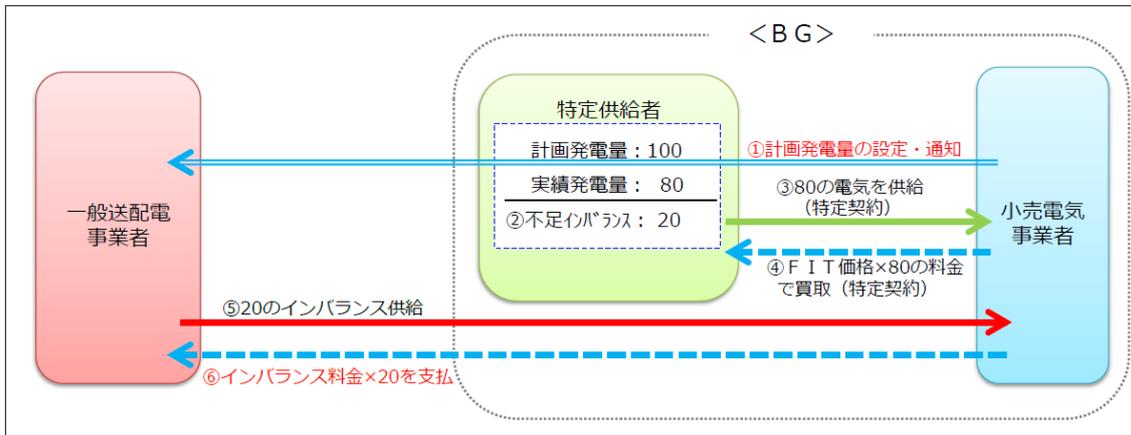
<余剰インバランスが生じた場合の電気の流れ、インバランスの精算>



第10回制度設計WG 資料6-2同時同量制度・インバランス制度に係る詳細制度設計についてより抜粋

図Ⅲ-4-10 特例制度②における余剰インバランスの清算

＜不足インバランスが生じた場合の電気の流れ、インバランスの精算＞



第10回制度設計WG 資料6-2同時同量制度・インバランス制度に係る詳細制度設計についてより抜粋

図Ⅲ-4-11 特例制度②における不足インバランスの精算

- ・ 特定供給者は、結果的に【実発電量×FIT価格】の収入を得られることとなる。
- ・ 小売電気事業者は、結果的に計画発電量と同量の電気を回避可能費用で買い取ることとなる。
- ・ FIT価格で買い取った部分については、費用負担調整機関から、【FIT価格－回避可能費用】の交付金が交付されるため、実質的に回避可能費用で買い取ったこととなる。

③ 特例制度①と特例制度②の比較

表Ⅲ-4-3 特例制度①と特例制度②の比較

	計画発電量の 設定主体	インバランスリスクを 負う主体	インバランスの 精算単価	計画発電量の精度向上 インセンティブ
特例制度①	一般送配電事業者	一般送配電事業者	FIT制度における 回避可能費用	一般送配電事業者
特例制度②	小売電気事業者	小売電気事業者	通常のインバランス料金	小売電気事業者
通常の計画値 同時同量制度	発電事業者	発電事業者	通常のインバランス料金	発電事業者

④ 特例制度①と特例制度②における回避可能費用の考え方

- ・ 上表Ⅲ-4-3のとおり、特例制度②においては、現行の実同時同量制度における特定規模電気事業者と同様に小売電気事業者が調達リスクを負うこととなる一方、特例制度①においては一般送配電事業者がインバランスリスクを負うこととなり、小売電気事業者は一切調達リスクを負わないこととなる。
- ・ このため、特例制度①の回避可能費用は、特例制度②の回避可能費用と比較して高めに設定されることも一案として考えられるが、特例制度②における回避可能費用の具体化について、FIT制度全体の検討を行っている「総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会」にて検討することとする。

5. 廃棄物発電の対応

○電気事業法改正により、廃棄物発電で系統を利用し売電をしようとする場合には、原則として、計画値同時同量が課せられること（インバランス料金の発生）が最も影響の大きい点であり、その対応策を事前に検討する必要がある。検討の内容は以下のとおりである。

- ① 計画値の設定
- ② 計画値とごみ処理運転
- ③ 業務タイムスケジュール
- ④ 定期停止の際の対応
- ⑤ 突発的停止の際の対応

○廃棄物発電を含む発電施設を有する市町村等は、発電事業者に該当するかどうか、売電契約先をどこにするかによって、表Ⅲ-5-1に示す義務事項が発生する。まずは、自らの市町村等が保有する発電施設の能力や契約状況等を踏まえて、改正電気事業法に伴う義務事項を確認する必要がある。

表Ⅲ-5-1 発電事業者等の義務一覧

項目	発電事業者			小売電気事業等の用に供するための電気を発電する事業を行っているもので、発電事業者の要件に満たない者		
	一般電気事業者 又は新規PPSとの 契約	旧PPS(計画値同 時同量を選択した もの)との契約	旧PPS(実同時同 量を選択したもの) との契約	一般電気事業者 又は新規PPSとの 契約	旧PPS(計画値同 時同量を選択した もの)との契約	旧PPS(実同時同 量を選択したもの) との契約
① 経済産業大臣の供給命令に従う義務	○		○	—		—
② 供給計画の提出義務(発電設備の設置・運用に関する計画を作成し、経済産業大臣に届出る義務)	○		—	発電計画の提出 (広域機関を経由し、一般送配電 事業に対し) ¹⁾		—
③ 一般送配電事業者との間で、電気の供給契約を結んでいる場合の供給義務	○		—	発電量調整供給契約の締結 ²⁾		—
④ 広域的推進運営機関への加入義務	○		○	—		—
⑤ 会計整理義務	○		○	—		—
⑥ 償却命令	○		○	—		—
⑦ 国への諸届出(事業開始前の届出、届出事項変更時の届出等)	○		○	—		—
⑧ 経済産業大臣からの報告徴収・立入検査・業務改善命令の対象	○		○	—		—
⑨ 計画値同時同量計画提出と実施 ⁴⁾	○		実同時同量により 従来どおり ³⁾	○		実同時同量により 従来どおり ³⁾

①～⑧第7回制度設計WG資料6-1

⑨電力システム改革専門委員会第10回資料

1),2)第7回制度設計WG資料6-2

3)第8回制度設計WG資料5-3(小売全面自由化後の小売事業者について、既存のPPSは当面、実同時同量と計画値同時同量の選択制になるとされているが、計画値同時同量制度の運用において大きな問題が生じない限り、法的分離の実施以降においては計画値同時同量に統一する可能性がある。)

4)FIT電源については特例措置あり

注)新規PPS:電力小売自由化後に設立されたPPS

旧PPS:電力小売自由化時点でのPPS

○廃棄物発電の運用に最も影響の大きい計画値同時同量のルールについては、FIT制度との関係などから検討されている特例制度(①、②)を適用することができる。

(FIT制度を適用している場合)

表Ⅲ-5-2 電源毎の特例制度の適用

	バイオマス			太陽光	風力	地熱	水力
	ごみ発電	現に特定契約を締結しているバイオマス発電	小売全面自由化実施後特定契約を締結する化石燃料を混焼しているもの				
特例制度① ¹⁾	○	○	×	○	○	○	○
特例制度② ¹⁾	○	○	○	○	○	○	○
通常の計画値同時同量 ²⁾	○	○	○	○	○	○	○

1)第10回制度設計WG資料6-2

2)特例制度①、特例制度②、通常の計画値同時同量制度のいずれかを適用するかは事業者の選択に委ねる。(第10回制度設計WG資料6-2)

注) FIT制度を適用していない他の廃棄物発電 (RPS等) については、現時点 (平成27年3月) で法的な取扱いは触れられていない。

○廃棄物発電にとっては、いずれの特例制度も適用可能であるが、特例制度②とした場合は、現行PPSとの連携による廃棄物発電のネットワーク化と連動して、複数施設による発電電力の柔軟な運用 (地産地消等) にもつなげることができる。

(参考) 制度設計ワーキングの検討経緯について

- ・ 総合資源エネルギー調査会基本政策分科会 電力システム改革小委員会制度設計ワーキンググループ (平成 26 年度)

◆第 6 回 (2014 年 6 月 23 日, 月)

【 I 】 広域的運営推進機関に関する制度設計

- (1) 広域機関設立に向けた課題
- (2) 広域機関の定款及び業務規程
 - ① 定款への記載を求めるべき内容
 - ② 業務規程に記載すべき事項
 - ③ 業務規程への記載を求めるべき内容

【 II 】 卸電力市場の活性化 (自主的取組・競争状態のモニタリング報告) について

- (1) 卸電力市場・競争状態の概況

【 III 】 広域的運営推進機関における設備形成ルールの在り方

- (1) 送電網の整備にあたり考慮すべき事項
- (2) 送電網の設備形成に係る主な業務の流れ
- (3) 今後の送電網の設備形成に向けた基本的な業務フローイメージ
- (4) 「個別の広域連系系統の整備計画策定プロセス」の開始の仕組み
 - ① 国の政策方針に基づく場合
 - ② 広域機関による発議、電気事業者による提起に基づく場合
- (5) 広域機関における具体的な整備計画策定についての考え方 (業務フロー)
 - ① 増強等に関する検討開始の要件、検討提起主体の要件
 - ② 広域機関が整備計画を策定するに当たっての考慮事項
 - ③ 事業実施主体の決定方法
 - ④ 受益者の特定方法

【 IV 】 「電気事業法等の一部を改正する法律」の概要

【 V 】 小売自由化に関する国民意識調査の結果概要について

◆第 7 回 (2014 年 7 月 30 日, 水)

【 I 】 小売全面自由化に係る詳細制度設計について

- (1) 小売全面自由化の実施スケジュールについて
- (2) 託送供給等約款の認可に当たって原価洗い替えを求める対象について
- (3) 託送供給等約款の事後評価について
- (4) 経過措置期間中の部門別収支について
 - ① 現行の部門別収支による確認
 - ② 経過措置期間中の部門別収支による確認
 - ③ 事後評価におけるストック管理上限額及び既存の超過利潤の取扱い
- (5) 発電事業者に係る論点について

- ① 「自らが維持し、及び運用する」の解釈について
 - ② 「小売電気事業、一般送配電事業又は特定送配電事業の用に供するための電気を発電する事業」の解釈について
 - ③ 「経済産業省令で定める要件」について
 - ④ 届け出ることとなる内容について
- (6) 特定自家用電気工作物設置者に係る論点について
- ① 「経済産業省令で定める要件」について
 - ② 届け出ることとなる内容について

【II】インバランス制度に係る詳細制度設計について

- (1) インバランス制度に係る詳細制度設計について
1. インバランスの算定をどの単位で行うか（発電事業ごとか、発電所や発電機ごとか）
 - ① インバランス発生量への影響の観点
 - ② 電源運用の効率性の観点
 - ③ 規模の異なるグループ間の公平性の観点
 - ④ 出力が変動するため計画遵守が困難な変動電源への対応の観点
 - ⑤ 市場活用の観点
 2. インバランス料金制度においてどのように計画遵守のインセンティブを持たせるか（不足時と余剰時で価格差を設けるかどうか）
 - ① インバランス料金を変動制とすることによる計画遵守のインセンティブ
 - ② 不足の補給価格と余剰の買取価格の価格差による計画遵守のインセンティブ
- (2) 従来型メーターの需要家に関するプロファイリング（インバランスの精算方法）について
1. 低圧供給における同時同量について

◆第8回（2014年9月18日，木）

【I】小売全面自由化に係る詳細制度設計について

- (1) 発電事業について
- ① 発電事業者の定義について、自家発は売電量を考慮する等の改定案について
 - ② 供給計画の提出書類について
 - ③ 会計整理について
- (2) 小売電気事業について
- ① 登録申請時に提出すべき内容について
 - ② 登録拒否要件について
 - ③ 「変更登録」はどのような場合に必要かについて
 - ④ 供給力確保命令の発動要件について
 - ⑤ 契約条件の説明義務の内容について
 - ⑥ 説明の際に併せて行う書面交付の義務の内容について
 - ⑦ 書面交付の代替手段（インターネット利用等）について
 - ⑧ 契約締結後の書面交付義務の内容について

- ⑨ 業務改善命令の発動要件について
- ⑩ 登録取消要件について
- (3) 供給停止について
 - ① 小売電気事業者による供給停止のルールについて
- (4) 経過措置約款の料金算定方法について
 - ① 低圧託送約款との整合性の確保方法について
 - ② 経過措置規制料金と託送料金の連動について（一方が見直された場合の扱い）
 - ③ 低圧託送料金が見直された場合の連動方法について
- (5) 事業報酬について
 - ① 託送料金の事業報酬の算定方法について
 - ② 経過措置料金の事業報酬の算定方法について
 - ③ 経過措置料金規制の存続中に分社化する事業者のストック管理上限額について
- (6) 離島供給約款について
 - ① 料金メニューについて
 - ② 離島以外の地域と同程度の料金水準を担保するための情報収集・提供について
- (7) 離島に供給するための燃料費の取扱いについて
 - ① 離島の燃料コストの託送料金による回収方法について
- (8) 最終保障約款
 - ① 料金メニューについて

【II】送配電部門の調整力確保の仕組みについて

- (1) 周波数制御・需給バランス調整に必要な調整力の量の考え方について
- (2) 周波数制御・需給バランス調整に必要な調整力の確保単位等について
- (3) 潮流調整に必要な調整力について
- (4) 電圧調整・系統安定化・系統保安・ブラックスタートに必要な調整力について
- (5) 調整力の費用回収の仕組みについて

【III】インバランス制度に係る詳細制度設計について

- (1) インバランス料金の水準に関する考え方について
 - ① 第2段階におけるインバランス料金の算定式について
- (2) インバランス料金の算定単位と値差の有無について
- (3) その他の論点について
 - ① 垂直一貫体制事業者の発電側インバランスについて
 - ② 需要側インバランスの測定方法について
 - ③ 新電力の「実同時同量との選択制」について
 - ④ 沖縄や離島におけるインバランス料金について
 - ⑤ FIT 制度と計画値同時同量制度の両立について

【IV】法的分離（兼業規制・行為規制）に関する検討について

- (1) 兼業規制の考え方について
- (2) 法的分離の事業形態について

- (3) 一般送配電事業者としての中立性の一層の確保に関する規律について
 - ① グループ会社による不当な影響力行使に関する規律について
 - ② 取締役等の資格に関する規律について
 - ③ 取締役等退任後の就任・就職先に関する規律について
 - ④ 機関設計に関する規律について
 - ⑤ 人事管理に関する規律について
 - ⑥ 業務委託に関する規律について

【V】 広域的運営推進機関の設備形成ルールについて

- (1) 長期方針の策定について
- (2) 計画策定フロー・検討開始要件について
- (3) 標準検討期間について

【VI】 その他の報告事項等

- (1) スイッチング支援システムの検討状況について
- (2) スイッチング促進についての国際フォーラムでの議論について

◆第9回（2014年10月30日，木）

【I】 第1弾施行後の供給計画について

- (1) 供給計画の届出対象者の変更、届出時期、広域機関とりまとめ方法の整理と変更命令等の手続き
- (2) 記載要領の改定案

【II】 広域的運営推進機関のルールについて

- (1) 設備形成ルール
 - ① 設備形成プロセスの全体像の提示
- (2) 地域間連系線等に係る利用ルール
 - ① 地域間連系線の運用容量の設定
 - ② 地域間連系線のマージン利用
 - ③ 発電事業者等による地域間連系線の容量確保
 - ④ 余剰電力発生時の緊急的な広域融通

【III】 小売全面自由化に係る詳細制度設計について

- (1) 小売電気事業者に係る論点
 - ① 供給力の変更登録が不要となる「軽微変更」の対象
 - ② 固定価格買取制度を利用した電気の販売の際の説明ルール
 - ③ 業務改善命令や登録取消があった場合の周知方法
- (2) 託送料金の算定の際の事業報酬
 - ① 他人資本報酬率の有利子負債利率の扱い
- (3) 離島の燃料費変動分の回収スキーム
 - ① 託送料金に反映する頻度
- (4) 託送料金のストック管理上限額の取扱い

- ① スtock管理上限額と超過利潤累積額の取扱い
- (5) 低圧託送料金における二部料金制の採用
 - ① 契約電力の決定方法
 - ② 低圧託送料金と経過措置料金の整合
 - ③ 二部料金制・実量制の導入時期と留意点
- (6) 託送契約上の設備利用形態を踏まえた託送料金設定
 - ① 料金設定方法の見直し案（4つの選択肢）の検討
- (7) 経過措置料金規制
 - ① 料金規制の解除の実施単位

【IV】インバランス制度に係る詳細制度設計について

- (1) 系統全体の需給状況に応じた調整項（a）の設定
 - ① 仮想的な入札曲線を利用した算定方法
 - ② 新たなインバランス料金の試算を踏まえた上限値・下限値の設定
- (2) 地域ごとの需給調整コストの相違を反映する調整項（b）の設定
- (3) 沖縄・離島のインバランス料金
 - ① 沖縄のインバランス料金
 - ② 離島のインバランス料金

【V】ネガワット取引の活用について

- (1) ネガワット取引の概要と主要論点
 - ① ネガワット提供者を同時同量ルールの対象とするか
 - ② 発電事業者と同等の義務をネガワット提供者に課すか
- (2) 需給調整契約の見直し
- (3) ネガワット取引のガイドライン作成検討会での検討状況

【VI】卸電力市場の活性化（モニタリング結果）等について

- (1) 卸電力取引所における取引状況と自主的取組
- (2) 相対取引（IPP事業者の契約更新状況と卸電気事業者の切り出し）
- (3) 全面自由化後の卸・小売市場の監視

【VII】常時バックアップの見直し・部分供給について

- (1) 常時バックアップ
 - ① 常時バックアップを行う主体
 - ② 発電事業を分社した場合の対応方法
 - ③ 今後検討が必要な論点
- (2) 部分供給
 - ① 部分供給の現状
 - ② 「低圧の部分供給」をめぐり今後検討が必要な論点

【VIII】法的分離に関する検討について

- (1) 一般送配電事業者としての中立性の一層の確保
 - ① 資格制限の対象となる取締役等

- ② 取締役等の兼任禁止の対象となる事業者の範囲
- ③ 取締役等の兼任禁止の対象となる役職等
- ④ 取締役等の過去の経歴による就任制限
- ⑤ 取締役等の退任後のグループ会社への就任
- ⑥ 従業員の人事管理（兼職、過去の経歴、在籍出向）
- ⑦ 従業員の人事管理（グループ会社への異動）
- ⑧ 従業員の人事管理（重要な使用人）
- (2) 一般送配電事業者による利益等の発電・小売事業への移転の制限
 - ① 一括資金調達、グループ内資金調達
 - ② 規制対象となる「グループ」の範囲
 - ③ グループ会社との間の保証・担保提供・債務引受
 - ④ 資金融通以外の取引（業務委託契約等）の扱い
- (3) 一般送配電事業を行うことに伴うメリット享受の制限
 - ① 商標・社名に関する規律の検討の前提
 - ② 商標
 - ③ 社名
 - ④ 共同での営業・広告宣伝
 - ⑤ 建物・システムの共用
- (4) 体制整備義務
- (5) 送電事業者の法的分離

【IX】一般担保規定の取扱いについて

- (1) 既発債の取扱い
- (2) 新発債の取扱い
 - ① 一般担保の付与の可否
 - ② 経過措置の期間
 - ③ 経過措置期間中、一般担保付き社債を発行可能な事業主体

【X】事務局以外からの説明事項について

- (1) スイッチング支援システム等の検討作業会の検討状況

◆第10回（2014年11月27日、木）

【I】小売全面自由化に係る詳細制度設計について

- (1) 託送料金の割引制度
 - ① 前回の指摘を踏まえ「需要地近接性評価割引の精緻化」案を提案
- (2) 新たな需要場所に入居する際の契約申込み対応
 - ① 契約締結前の電気使用についての説明のルール化
 - ② 契約締結前の電気使用について遡り契約をした場合に適用される料金
- (3) 小売電気事業者による契約解除と供給停止
 - ① 小売供給契約解除の際の事前予告のルール化

- ② 解除予告の際の説明義務（経過措置料金や最終保障の説明）
- ③ 解除予告の際の一般送配電事業者への連絡
- ④ 小売供給契約解除後、実際の供給停止までの手続き（供給停止の事前予告）

【Ⅱ】同時同量制度・インバランス制度に係る詳細制度設計について

- (1) インバランス精算に関する論点
 - ① インバランス精算に要する期間
 - ② インバランス料金単価の算定・公表主体
- (2) 発電所のメーターに関する論点
 - ① 30分値メーターが設置されていない場合の基本的な対応方策
 - ② 月間値しか計量できない場合におけるプロファイリング方法
 - ③ 分社化後の発電所のメーターに関する計量法上の取扱いについて
- (3) FIT 制度と計画値同時同量制度の関係
 - ① 前々回WGにて提案した特例制度（以下「特例①」）の対象電源（バイオマスの取扱い）
 - ② 特例①において一般送配電事業者が作成する計画発電量の設定方法
 - ③ 特例①における回避可能費用の検討の場
 - ④ 予測精度を高めるインセンティブを確保するための方策（以下「特例②」）の提案
 - ⑤ 特例①と特例②の比較と、回避可能費用の検討の場
- (4) 計画値同時同量制度の具体的な業務フロー
 - ① 計画値の策定単位（発電側・需要側それぞれのBGの単位等）
 - ② 供給力確保の観点からの、小売側の需要計画・調達計画の作成主体・作成方法
 - ③ 供給力確保の観点からの、発電側の発電計画・販売計画の作成主体・作成方法
 - ④ 計画値同時同量制度のタイムスケジュール（BG単位の計画提出の開始時期）
 - ⑤ 発電事業者間、小売電気事業者間の転売がエリアを越えて行われた場合の手続き
 - ⑥ 発電機トラブル等の際のエリアを越えた電源の持ち替えルール
 - ⑦ 計画値同時同量を利用する事業者と実同時同量を利用する事業者の間の転売ルール
 - ⑧ 取引所取引における「転売」の扱い

【Ⅲ】送配電部門の調整力確保の仕組みについて

- ① 調整力の一部として新たに位置付ける費用（アンシラリーサービス費）の範囲と量
- ② アンシラリーサービス費とインバランス料金の関係
- ③ インバランス収支の取扱い

【Ⅳ】適正取引ガイドラインの見直しについて

- ① 適正取引ガイドラインの主要改正事項の全体像の提示

【Ⅴ】一般担保規定の取扱いについて

- (1) 既発債の取扱い
- (2) 新発債の取扱い
 - ① 一般担保の付与の可否
 - ② 経過措置の期間
 - ③ 経過措置期間中、一般担保付き社債を発行可能な事業主体

【VI】事務局以外からの説明事項について

- (1) 一般送配電事業者が確保する調整力（電気事業連合会）
- (2) 1時間前市場開設の検討状況（一般社団法人日本卸電力取引所）

◆第11回（2014年12月24日，水）

【I】広域的運営推進期間のルールについて

【II】小売全面自由化に係る詳細制度設計について

【III】卸電力市場の活性化について

【IV】同時同量制度・インバランス制度に係る詳細制度設計について

- (1) インバランス料金単価の速報値の公表について
- (2) 計画値同時同量の具体的な業務フローについて
 - ①転売時等における発需の紐付けについて
 - ②計画値同時同量制度下における自己託送の扱いについて
 - ③ネガワット取引の業務フローについて

【V】法的分離に関する検討について

【VI】ガスシステム改革の検討状況について

【VII】本ワーキンググループにおけるこれまでの検討と今後の作業について

【VIII】スイッチング支援システムの検討状況について

【IX】スポット市場の365日開場について

◆第12回（2015年1月22日，木）

【I】広域的運営推進機関に関する制度設計（第1段階）について

【II】適正取引ガイドラインの見直しについて

【III】電力系統の増強・敷設に係る発電事業者の費用負担の在り方について

【IV】第2段階以降の優先給電ルールの在り方について

【V】常時バックアップの見直し・部分供給について

【VI】新たな行政組織について

【VII】一般送配電事業者の調整力確保に要する費用の考え方について

【VIII】スイッチング支援システムの検討状況について

IV 固定価格買取制度の円滑な実施支援

1. 調達価格等算定委員会のこれまでの議論・意見

(1) 基本事項

調達価格及び調達期間（以下「調達価格等」という。）については、電気の供給に必要な費用の低減を勘案し、賦課金の負担が電気の使用者に対して過重なものとならないよう配慮し、また、再生可能エネルギー拡大のため、再生可能エネルギー発電事業者にとって、可能な限り予測可能性を持たせ、事業計画を立案しやすくすることへも配慮し、経済産業大臣が毎年度、当該年度の開始前に定めることとされている。

経済産業大臣は、調達価格等を定めようとするときは、当該再生可能エネルギー発電設備に係る所管に応じて農林水産大臣、国土交通大臣又は環境大臣に協議し、及び消費者政策の観点から消費者問題担当大臣の意見を聴くとともに、調達価格等算定委員会が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（以下「FIT法」という。）に基づき毎年度まとめている「調達価格及び調達期間に関する意見」を尊重する必要がある。

ここでは、調達価格等算定委員会において、調達価格等についてどのように検討されているのかを整理する。

1) 調達価格等の設定

調達価格の算定は、FIT法第3条第2項の規定に基づき、供給が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及び適正な利潤を基礎に行われるが、FIT法附則第7条より、集中的に再生可能エネルギー電気の利用の拡大を図るため、例外的に3年間は、利潤に特に配慮した検討が行われている。

調達価格等を定めるに当たっては、賦課金の負担が電気の使用者に対して過重なものとならないよう配慮し、費用低減が認められる場合、現実の費用等の変化を反映して、適正な調達価格の意見を提出する必要があるため、FIT法に基づく固定価格買取制度の適用を受けた設備のコストデータを経済産業省に事後的に提出することを買取制度適用の条件とし、これを調達価格に関する審議に反映させることとしている。

なお、太陽光発電のように費用低減が激しい電源もあることに鑑み、調達価格等算定委員会では、当該コストデータを概ね半年ごとに集計し、最新の動向を把握することを経済産業省に求めている。これを受け、経済産業省では太陽光発電については、当初より四半期毎にシステム費用の最新データを集計している。

2) 通常要する費用

再生可能エネルギー発電設備の建設に際し、一般的に要する費用の範囲は、表IV-1-(1)-1で示す通りである。費目ごとの費用額は、コスト等検証委員会（委員長：国家戦略担当副大臣）の試算結果があるものについては、これを基礎としたが、分野ごとに合理的な事情が認められる場合については、その修正が行われている。

表IV-1-(1)-1 再生可能エネルギー発電設備の建設に際し一般的に要する費用

各電源共通費	資本費	発電設備建設費
		再エネ発電事業者側で負担すべき接続費用*
		設備の廃棄費用
	運転維持費	人件費
		修繕費
		土地の賃借料*
		諸費（損害保険料など）
		業務分担費（一般管理費）
	租税	固定資産税、事業税*
	各電源特有の費用	中小水力
バイオマス		燃料費

* コスト等検証委員会で議論されていなかった費用

出典：第5回調達価格等算定委員会資料2ヒアリングの結果について（平成24年4月、資源エネルギー庁）

費目ごとの整理については、以下の通りである。

- ▶ 地熱における地表調査など事業可能性評価に要する事前調査費用は、「通常要すると認められる費用」に計上するのではなく、「適正な利潤」の検討の際に事業リスクとして勘案する。
- ▶ 金利負担については、「適正な利潤」の指標としてIRRを用いたため、一律費用には含めない。
- ▶ 廃棄費用については、建設費用の5%が採用された。ただし、10kW未満の太陽光発電については、廃棄費用は計上されない。
- ▶ 消費税については、外税方式とされた。ただし、10kW未満の住宅用太陽光発電（一般消費者）については、従来通りとした。（消費税の納入義務はない。）
- ▶ 法人税法上損金算入が認められている固定資産税及び法人事業税については、「通常要すると認められる費用」として計上された。

なお、ごみ焼却施設における運転維持費について、固定価格買取制度の適用を受けた設備のコストデータを報告する「再生可能エネルギー発電設備設置・運転費用年報（以下「年報」という。）」に、ユーティリティ（電気、ガス、水道等）や薬品等の費用を記入する欄がない。

3) 適正な利潤

調達価格等算定委員会にて、各電源に行われたヒアリング調査では、適正な利潤についてIRRの指標を用いた場合が多くあったが、廃棄物発電では割引率、中小水力では経費率が用いられていた。しかし、調達価格等算定委員会においては、「適正な利潤を決定するに当たって、他事業との総合的な比較を勘案できるようにすることが重要である」といった理由から、適正な利潤についてIRRを用いることが適切」と判断され、全ての電源に対してIRRが用いられた。

なお、各事業の態様によって税金の内容が異なりうることから、税金を差し引く前の「税引前IRR」が用いられることとされた。

IRRは、その事業特性に応じ、事業リスクを反映するものとし、ドイツやスペインを参考に日本との金利差を考慮し税引前5～6%程度が妥当であるとされた。ただし、施行後3年間（優遇期間）は、これに更に1～2%程度上乗せし、税引前7～8%に設定することが妥当とされた。なお、この数字（税引前7～8%）は、リスクが中程度の調達区分に対して設定されたものであり、事業リスクが高ければこの数字以上、事業リスクが低ければこの数字以下のIRRが用いられている。

既に固定価格買取制度を導入した国では、電源に関わりなく、一律のIRR設定が行われている国もあるが、同じ再生可能エネルギーであっても、電源ごとに異なる各事業固有のリスクが存在することに鑑み、我が国においては、異なるIRRが設定されている。

4) 調達期間

調達期間については、FIT法第3条第3項に、「電気の供給の開始の時から、発電設備の重要な部分の更新の時までの標準的な期間を勘案して定める」とされていることに鑑み、法定耐用年数を基礎とすることが適当と判断されたが、分野ごとに、実態上の合理的な事情が認められる場合には、その年数の延長又は短縮が行われた。

なお、法定耐用年数は、太陽光17年、風力17年、中小水力22年、地熱15年、バイオマス15年と定められているが、調達期間はヒアリング調査結果等を基に、制度開始当初より太陽光20年（10kW未満は10年）、風力20年、中小水力20年、地熱15年、バイオマス20年と設定されている。

5) 調達区分

平成27年度における調達区分を、表IV-1-(1)-2で示す。

表IV-1-(1)-2 平成27年度における調達区分等

電源	調達区分	調達価格 /kWh	調達期間	IRR (税引前)
バイオマス	メタン発酵ガス化発電	39円+税	20年	1%
	未利用木材燃焼発電 2,000kW未満	40円+税		8%
	未利用木材燃焼発電 2,000kW以上	32円+税		
	一般木材等燃焼発電	24円+税		4%
	廃棄物燃焼発電	17円+税		4%
	リサイクル木材燃焼発電	13円+税		4%
太陽光	10kW以上 (4/1~6/30)	29円+税	20年	6%
	10kW以上 (7/1~)	27円+税	20年	5%
	10kW未満 (余剰買取) (出力制御対応機器設置なし)	33円	10年	3.2%
	10kW未満 (余剰買取) (出力制御対応機器設置あり※)	35円	10年	3.2%
風力	20kW以上	22円+税	20年	8%
	20kW未満	55円+税	20年	1.8%
	洋上風力	36円+税	20年	10%
地熱	1.5万kW以上	26円+税	15年	13%
	1.5万kW未満	40円+税	15年	
水力(全て新設 設備設置)	1,000kW以上、30,000kW未満	24円+税	20年	7%
	200kW以上、1,000kW未満	29円+税		
	200kW未満	34円+税		
水力(既設導水 路活用型)	1,000kW以上、30,000kW未満	14円+税	20年	7%
	200kW以上、1,000kW未満	21円+税		
	200kW未満	25円+税		

※ 現時点では、平成27年4月1日以降、北海道電力、東北電力、北陸電力、中国電力、四国電力、九州電力、沖縄電力に接続しようとする発電設備が設置の義務付けの対象となっている

洋上風力については、平成25年度までは「風力20kW以上」の調達区分で扱われていたが、平成26年度に新たな調達区分として設立されている。また、既設導水路活用型の中小水力についても、平成26年度より新たな調達区分として設立されている。

未利用木材燃焼発電については、平成27年度より、施設の規模(2000kW未満、2000kW以上)によって調達区分が分けられている。

6) FIT法の整理

調達価格等算定委員会では、FIT法を基に調達価格等を検討している。ここでは、FIT法のうち、調達価格等を検討する際に特に留意する必要がある要点を示す。

表IV-1-(1)-3 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
特別措置法の要点

内容	参考条文
<p>【法の目的】</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 目的は、再生可能エネルギーの利用を促進する。 ➤ また、それによって、国際競争力の強化、産業の振興、地域の活性化、国民経済の健全な発展に寄与する。 	<p>第1条</p> <p>この法律は、エネルギー源としての再生可能エネルギー源を利用することが、内外の経済的社会的環境に応じたエネルギーの安定的かつ適切な供給の確保及びエネルギーの供給に係る環境への負荷の低減を図る上で重要となっていることに鑑み、電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関し、その価格、期間等について特別の措置を講ずることにより、電気についてエネルギー源としての再生可能エネルギー源の利用を促進し、もって我が国の国際競争力の強化及び我が国産業の振興、地域の活性化その他国民経済の健全な発展に寄与することを目的とする。</p>
<p>【調達価格等の決定プロセス】</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 調達価格及び調達期間は、経済産業大臣が毎年度、当該年度の開始前に定める。 ➤ 経済産業大臣は、調達価格及び調達期間を定めようとするときは、調達価格等算定委員会の意見を聴き、その意見を尊重する。 ➤ なお、経済産業大臣は、調達価格及び調達期間を定めるに当たり、農林水産大臣、国土交通大臣又は環境大臣に協議するとともに、消費者問題担当大臣の意見を聴く。 	<p>第3条第1項</p> <p>経済産業大臣は、毎年度、当該年度の開始前に、電気事業者が次条第1項の規定により行う再生可能エネルギー電気の調達につき、経済産業省令で定める再生可能エネルギー発電設備の区分、設置の形態及び規模ごとに、当該再生可能エネルギー電気の1キロワット時当たりの価格（以下「調達価格」という。）及びその調達価格による調達に係る期間（以下「調達期間」という。）を定めなければならない。（後略）</p> <p>第3条第5項</p> <p>経済産業大臣は、調達価格等を定めようとするときは、当該再生可能エネルギー発電設備に係る所管に応じて農林水産大臣、国土交通大臣又は環境大臣に協議し、及び消費者政策の観点から消費者問題担当大臣（中略）の意見を聴くとともに、調達価格等算定委員会の意見を聴かなければならない。この場合において、経済産業大臣は、調達価格等算定委員会の意見を尊重するものとする。</p>
<p>【調達区分及び調達期間】</p>	<p>第3条第1項</p>

<ul style="list-style-type: none"> ➤ 調達価格・調達期間は、再生可能エネルギー発電設備の区分、設置の形態、規模ごとに定める。 ➤ こうした区分については、経済産業省令で定める。 	<p>経済産業大臣は、毎年度、当該年度の開始前に、電気事業者が次条第1項の規定により行う再生可能エネルギー電気の調達につき、経済産業省令で定める再生可能エネルギー発電設備の区分、設置の形態及び規模ごとに、当該再生可能エネルギー電気の1キロワット時当たりの価格（以下「調達価格」という。）及びその調達価格による調達に係る期間（以下「調達期間」という。）を定めなければならない。（後略）</p>
<p>【調達期間】</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 調達期間は、「電気の供給の開始の時から、発電設備の重要な部分の更新の時までの標準的な期間」を勘案して定める。 	<p>第3条第3項</p> <p>調達期間は、当該再生可能エネルギー発電設備による再生可能エネルギー電気の供給の開始の時から、その供給の開始後最初に行われる再生可能エネルギー発電設備の重要な部分の更新の時までの標準的な期間を勘案して定めるものとする。</p>
<p>【調達価格】</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 調達価格は以下の2点を基礎として算定する。 ①効率的に事業が実施された場合に通常要する費用 ②1キロワット時当たりの単価を算定するために必要となる、1設備当たりの平均的な発電電力量の見込み（「当該供給に係る再生可能エネルギー電気の見込量」） ➤ その際には以下の3点を勘案する。 ③再生可能エネルギー導入の供給の現状（「我が国における再生可能エネルギー電気の供給の量の状況」※） ④適正な利潤 ⑤これまでの事例における費用（「法律の施行前から再生可能エネルギー発電設備を用いて電気を供給する者の供給に係る費用」） ➤ なお、以上の算定プロセスにおいては、以下2点への配慮を行う。 	<p>第3条第2項</p> <p>調達価格は、当該再生可能エネルギー発電設備による再生可能エネルギー電気の供給を調達期間にわたり安定的に行うことを可能とする価格として、当該供給が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及び当該供給に係る再生可能エネルギー電気の見込量を基礎とし、我が国における再生可能エネルギー電気の供給の量の状況、（中略）再生可能エネルギー電気を供給しようとする者（中略）が受けるべき適正な利潤、この法律の施行前から再生可能エネルギー発電設備を用いて再生可能エネルギー電気を供給する者の当該供給に係る費用その他の事情を勘案して定めるものとする。</p> <p>第3条第4項</p> <p>経済産業大臣は、調達価格等を定めるに当たっては、第16条の賦課金の負担が電気の使用者に対して過重なものにならないよう配慮しなければならない。</p> <p>附則第7条</p> <p>経済産業大臣は、集中的に再生可能エネルギー電気の利用の拡大を図るため、この法律の施行の日から起算して3年間を限り、調達価格を定めるに当たり、特定供給者が受けるべき利潤に特に配慮するものとする。</p>

<p>⑥施行後3年間は利潤に特に配慮 ⑦賦課金の負担が電気の使用者に対して過重なものとならないこと *法律上、再生可能エネルギーの導入目標や導入見込量に基づいて調達価格を定めることとはされていない。</p>	
<p>【サーチャージ単価】 サーチャージ単価(「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定める。 サーチャージ単価は、①÷②で算出される。 ①電気事業者による買取の総額 － (電気事業者が支出を回避できた費用) ＋ (費用負担調整機関が指定された後に同機関が積算し、経産大臣の認可を得て決定される同機関の事務費用) ②電気事業者が供給する年間の電力量</p>	<p>第12条第2項 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1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。</p> <p>第9条第1項 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、(中略)特定契約ごとの第1号に掲げる額から第2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。</p> <p>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</p>
<p>【法の見直し】 法律の枠組みそのものについて変更の必要が生じた場合には、立法府において法律を改正することが必要となるが、その見直しについては、法律上、次のとおり、規定されている。</p>	<p>附則第10条第1項 政府は、東日本大震災を踏まえて(中略)エネルギー基本計画(中略)が変更された場合には、当該変更後のエネルギー基本計画の内容を踏まえ、速やかに、エネルギー源としての再生可能エネルギー源の利用の促進に関する制度の在り方について検討を加え、その結果に基づいて必要な措置を講ずるものとする。</p>

<ul style="list-style-type: none"> ➤ エネルギー基本計画が変更された場合には、その内容を踏まえ、再生可能エネルギーの導入促進制度の在り方について検討を加え、必要があれば見直しを行う。また、その後もエネルギー基本計画が変更されるごとに法律の施行状況について検討を加え、必要があれば見直しを行う。 ➤ また、少なくとも3年ごとに検討を加え、必要な措置を講ずる。 ➤ 加えて、2020年度末までの間に、法律の施行状況等を勘案し、抜本的見直しを行う。 	<p>附則第10条第2項</p> <p>政府は、エネルギーの安定的かつ適切な供給の確保を図る観点から、前項の規定により必要な措置を講じた後、エネルギー基本計画が変更されるごと又は少なくとも3年ごとに、当該変更又は再生可能エネルギー電気の供給の量の状況及びその見通し、電気の供給に係る料金の額及びその見通し並びにその家計に与える影響、第16条の賦課金の負担がその事業を行うに当たり電気を大量に使用する者その他の電気の利用者の経済活動等に与える影響、内外の社会経済情勢の変化等を踏まえ、この法律の施行の状況について検討を加え、その結果に基づいて必要な措置を講ずるものとする。</p> <p>附則第10条第3項</p> <p>政府は、この法律の施行後平成33年3月31日までの間に、この法律の施行の状況等を勘案し、この法律の抜本的な見直しを行うものとする。</p>
--	---

【参考資料】

表IV-1-(1)-4 調達価格等算定委員会での議事

日付	回	議事
平成 24 年 3 月 6 日	第 1 回	1. 運営規定及び会議の公開について 2. 事務局からの資料の説明 (1) 再生可能エネルギー特措法の概要と 調達価格等算定委員会の検討事項 (2) 欧州の固定価格買取制度について (3) 我が国における再生可能エネルギーの現状 3. 質疑応答及び自由討議
平成 24 年 3 月 15 日	第 2 回	1. 本委員会が審議に際して前提する必要がある再生可能エネルギー特措法で規定されている（含 国会審議の中で確認されている）主な事項について 2. コスト等検証委員会報告書と本委員会での検討内容について 3. 再生可能エネルギーの発電コスト試算について～コスト等検証委員会報告より～（国家戦略室より） 4. 前回の御指摘事項について 5. 事業者からヒアリングを行うに際しての留意点 6. 自由討議
平成 24 年 3 月 19 日	第 3 回	1. ヒアリング (1) (社) 太陽光発電協会 (2) ソフトバンク (株) (3) (社) 日本風力発電協会、日本小形風力発電協会 (4) 日本地熱開発企業協議会 (5) 日本商工会議所 (6) (社) 日本経済団体連合会
平成 24 年 4 月 3 日	第 4 回	1. ヒアリング (1) 公営電気事業経営者会議、全国小水力利用推進協議会 (2) グリーンサーマル (株)、東京 23 区清掃一部事務組合、水 ing (株)、バイオガス事業推進協議会、みずほ情報総研 (株) (3) 日本製紙連合会、日本繊維板工業会 (4) 電気事業連合会
平成 24 年 4 月 11 日	第 5 回	1. ヒアリングの結果について 2. 住宅用太陽光発電の買取方法について
平成 24 年 4 月 25 日	第 6 回	1. 調達価格等算定委員会意見書作成に当たっての合意事項

		<ul style="list-style-type: none"> 2. 特に議論が必要な論点 3. 回避可能費用について 4. バイオマス発電について（農水省、国交省より説明）
平成 24 年 4 月 27 日	第 7 回	<ul style="list-style-type: none"> 1. 調達価格等算定委員会意見書（案） 2. 2012 年度のサーチャージ額の試算
平成 24 年 4 月 27 日	意見	「平成 24 年度調達価格及び調達期間に関する意見」がまとめられた。
平成 25 年 1 月 21 日	第 8 回	<ul style="list-style-type: none"> 1. 固定価格買取制度施行後の状況について 2. その他
平成 25 年 2 月 19 日	第 9 回	<ul style="list-style-type: none"> 1. 事務局説明（前回ご指摘いただいた事項について） 2. 討議
平成 25 年 3 月 6 日	第 10 回	事務局説明（前回ご指摘いただいた事項について） 討議
平成 25 年 3 月 11 日	第 11 回	<ul style="list-style-type: none"> 1. 事務局説明 <ul style="list-style-type: none"> 1) 前回ご指摘いただいた事項について 2) 平成 25 年度調達価格及び調達期間に関する意見（案） 3) 平成 25 年度調達価格及び調達期間についての委員長（案） 2. 討議
平成 25 年 3 月 11 日	意見	「平成 25 年度調達価格及び調達期間に関する意見」がまとめられた。
平成 26 年 1 月 10 日	第 12 回	<ul style="list-style-type: none"> 1. 事務局説明 <ul style="list-style-type: none"> 1) 最近の再生可能エネルギー市場の動向について 2) その他 2. 討議
平成 26 年 2 月 17 日	第 13 回	<ul style="list-style-type: none"> 1. 事務局説明 <ul style="list-style-type: none"> 1) 最近の太陽光発電市場の動向について 2) 前回ご指摘いただいた事項について 2. 討議
平成 26 年 3 月 3 日	第 14 回	<ul style="list-style-type: none"> 1. 事務局説明 <ul style="list-style-type: none"> 前回ご指摘いただいた事項について 2. 討議
平成 26 年 3 月 7 日	第 15 回	<ul style="list-style-type: none"> 1. 事務局説明 <ul style="list-style-type: none"> 1) 前回ご指摘いただいた事項について 2) 平成 26 年度調達価格及び調達期間に関する意見（案） 2. 討議
平成 26 年 3 月 7 日	意見	「平成 26 年度調達価格及び調達期間に関する意見」がまとめられた。

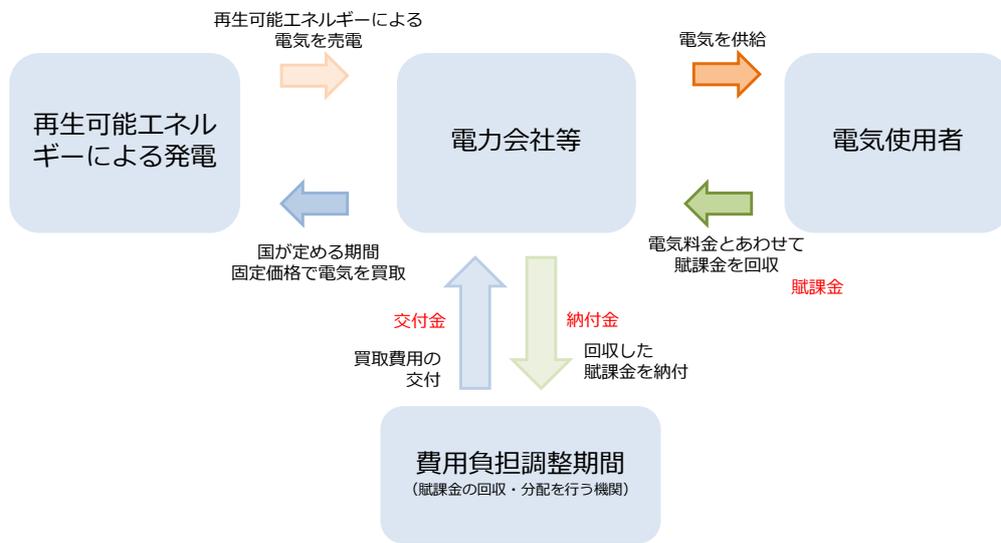
表IV-1-(1)-5 調達価格の移り変わり

電源	調達区分	H24年度	H25年度	H26年度	H27年度	
		調達価格 /kWh				
バイオマス	メタン発酵ガス化発電	39円+税	39円+税	39円+税	39円+税	
	未利用木材燃焼発電	32円+税	32円+税	32円+税	2,000kW以上 32円+税	
					2,000kW未満 40円+税	
	一般木材等燃焼発電	24円+税	24円+税	24円+税	24円+税	
	廃棄物燃焼発電	17円+税	17円+税	17円+税	17円+税	
	リサイクル木材燃焼発電	13円+税	13円+税	13円+税	13円+税	
太陽光	10kW以上	40円+税	36円+税	32円+税	~6/30 29円+税	7/1~ 27円+税
	10kW未満（余剰買取）	42円	38円	37円	出力制御対応機器 設備なし 33円	
					出力制御対応機器 設備あり 35円	
風力	20kW以上	22円+税	22円+税	22円+税	22円+税	
	20kW未満	55円+税	55円+税	55円+税	55円+税	
	洋上風力	—	—	36円+税	36円+税	
地熱	1.5万kW以上	26円+税	26円+税	26円+税	26円+税	
	1.5万kW未満	40円+税	40円+税	40円+税	40円+税	
水力（全て新設設備 設置）	1,000kW以上、 30,000kW未満	24円+税	24円+税	24円+税	24円+税	
	200kW以上、 1,000kW未満	29円+税	29円+税	29円+税	29円+税	
	200kW未満	34円+税	34円+税	34円+税	34円+税	
水力（既設導水路活 用型）	1,000kW以上、 30,000kW未満	—	—	14円+税	14円+税	
	200kW以上、 1,000kW未満	—	—	21円+税	21円+税	
	200kW未満	—	—	25円+税	25円+税	

※ 黄緑色網掛け箇所は前年度から調達価格が変わっている部分である。

※ 現時点では、平成27年4月1日以降、北海道電力、東北電力、北陸電力、中国電力、四国電力、九州電力、沖縄電力に接続しようとする発電設備が出力制御対応機器設備の義務付け対象となっている

参照：東京電力ホームページ



図IV-1-(1)-1
固定価格買取
制度のイメージ

(2) 廃棄物発電におけるこれまでの検討

廃棄物発電における調達価格等は、第4回調達価格等算定委員会で東京都二十三区清掃一部事務組合へ行われたヒアリング調査の結果を踏まえて検討されている。

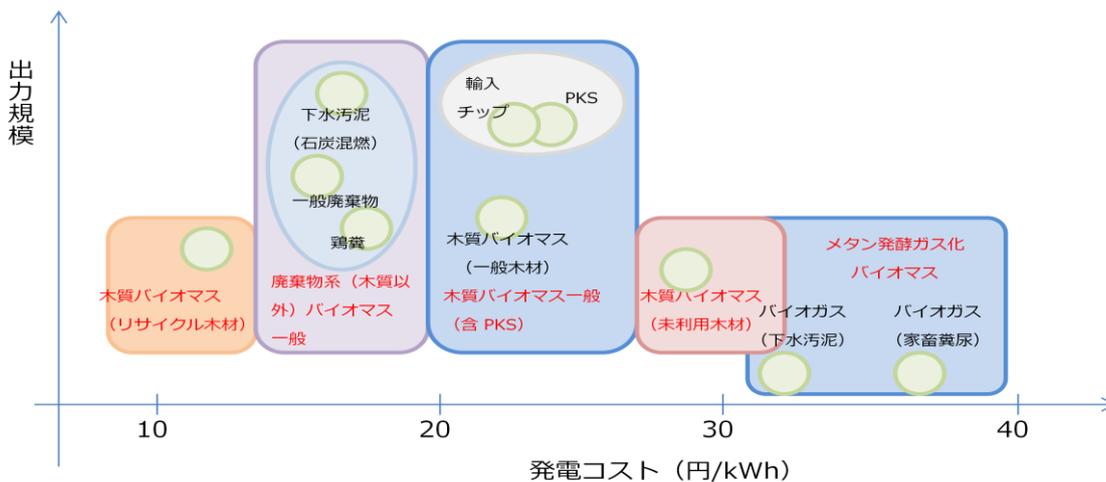
ここでは、これまでに調達価格等算定委員会でどのような検討が行われ、現在の廃棄物発電における調達価格等が設定されているのかを整理する。

1) 調達区分

第4回調達価格等算定委員会で行われたヒアリング調査において東京都二十三区清掃一部事務組合より、廃棄物発電においては、施設規模により発電コストが変わることが説明された。

しかし、バイオマスについては、調達区分を細かく設定するために必要となる詳細なデータの把握が十分とは言えなかったため、現時点の情報を基に費用構造が類似していると思われる電源毎にグループ分けを行い、図IV-1-(2)-1に示す調達区分が設定された。

廃棄物発電（図IV-1-(2)-1では一般廃棄物）は、発電コスト（円/kWh）の構造が類似している鶏糞及び下水汚泥を燃焼させるバイオマス発電と同区分にまとめられた。このグループについては、廃棄物発電の件数が大半を占めることから、発電コストは廃棄物発電の数字が採用されている。



図IV-1-(2)-1 第4回調達価格等算定委員会でのヒアリング結果の整理（バイオマス）

表IV-1-(2)-1 各電源におけるヒアリング先（第3回、第4回調達価格等算定委員会）

電源	ヒアリング先
太陽光	(社) 太陽光発電協会、ソフトバンク (株)
風力	(社) 日本風力発電協会、日本小形風力発電協会
地熱	日本地熱開発企業協議会
中小水力	公営電気事業経営者会議、全国小水力利用推進協議会
バイオマス	グリーンサーマル (株)、東京23区清掃一部事務組合、水ing (株)、バイオガス事業推進協議会、みずほ情報総研 (株)
その他	日本商工会議所、(社) 日本経済団体連合会、日本製紙連合会、日本繊維板工業会、電気事業連合会

2) 建設費及び運転維持費

廃棄物発電における建設費及び運転維持費については、コスト等検証委員会のデータがなく、平成24年度においては、他に詳細なデータの把握も困難であったため、ヒアリング調査の価格が採用された。

FIT法施行後は、固定価格買取制度の適用を受けた設備のコストデータ（年報）を事後的に提出することを買取制度適用の条件とすることとしており、平成25年度以降は、これにより収集したデータ等をもって、再検討を行う*こととされている。

※ 平成24年度調達価格及び調達期間に関する意見（平成24年4月27日、調達価格等算定委員会）に、今後の調達価格は年報を基に再検討が行われることが記載されている。

3) 適正な利潤

廃棄物発電における適正な利潤については、第4回調達価格等算定委員会にて東京都二十三区清掃一部事務組合より割引率4%と示されたが、調達価格等算定委員会においては、適正な利潤を決定するに当たって、他事業との総合的な比較を勘案できるようにすることが重要であるといった理由からIRRを用いることが適切と判断され、廃棄物発電においてはIRR（税抜き）4%が採用された。

4) 調達期間

廃棄物発電における調達期間は、第4回調達価格等算定委員会で行われたヒアリング調査において東京都二十三区清掃一部事務組合より、25～30年間（清掃工場稼働期間中）と要望されたが、調達期間についてはFIT法上、「電気の供給の開始のときから発電設備の重要な部分の更新のときまでの標準的な期間を勘案して定める」とされていることに鑑み、法定耐用年数を基礎とすることが適切と判断された。

バイオマスにおいては、法定対応年数15年とされているが、概ね実際の稼働期間は20年程度と認められることから、一律、発電設備の法定耐用年数の15年より長い20年とされた。

5) 調達価格

平成24年度の廃棄物発電（一般廃棄物）の調達価格については、詳細なデータの把握が十分とは言えなかったためヒアリング調査を基に算定された。

平成25年度以降の調達価格は、以下のように検討されている。

①平成25年度の検討

これまでの新規運転開始実績はほとんどないため、調達価格算定の前提となっている建設費などの費用を見直す根拠に乏しいとされ、平成25年度調達価格については、平成24年度調達価格を据え置くこととされた。

表IV-1-(2)-2 新規運転開始したコストの実績データ（平成25年度）

	建設費
平成24年度調達価格の想定	31.4万円/kW
固定価格買取制度の適用を受けた新規運転開始設備	40.0万円/kW（平均値） ※データ数：3件（33.9～46.5万円/kW）

調達価格は、上記の建設費などを基に算出されている。

②平成26年度の検討

平成26年1月時点で収集できた建設費のデータは12件であった。その平均値は71万円/kW、中央値が55万円/kWであり、平成25年度の想定（31万円/kW）を上回る水準であった。ただし、平成25年度の想定は、制度開始当初の東京都二十三区清掃一部事務組合からのヒアリングを踏まえた大規模設備を基にしたものであり、今回収集できたデータのうち、一定の出力以上（6,000kW）の平均値をとると29万円/kWと、平成25年度の想定から大きくずれるものでなかった。

FIT法では、当該供給が「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を算定の基礎とすることが規定されていることを踏まえ、建設費は平成25年度の想定を据え置くこととされた。

表IV-1-(2)-3 新規運転開始したコストの実績データ（平成26年度）

	建設費
平成25年度調達価格の想定	31万円/kW
固定価格買取制度の適用を受けた新規運転開始設備	71万円/kW（平均値） 55万円/kW（中央値） 29万円/kW（出力6,000kW以上の場合） ※データ数：12件

調達価格は、上記の建設費などを基に算出されている。

運転維持費については、2件のデータが収集されたが、平均は2.6万円/kW/年であり、平成25年度の想定（2.2万円/kW/年）から大きくずれるものではなかった。

いずれにせよデータ数が少ないため、もうしばらく状況を見極めるべく、平成26年度の調達価格は平成25年度の調達価格を据え置くこととされた。

（3）廃棄物発電以外の調達価格等の設定の考え方

1）各電源における調達区分・調達価格の考え方

FIT法の第3条第1項では、調達価格等は、再生可能エネルギー発電設備の区分、設置の形態、規模毎に定めるとされている。

各々の再生エネルギー（電源）がどのような調達区分で整理され、検討されているかについて以下に示す。

なお、調達価格については、それぞれの調達区分毎の建設費及び運転維持費の平均値に、それぞれの調達区分におけるリスクを勘案したIRRを加味して算出されている。

①太陽光

平成24年度は、住宅用と非住宅用という整理を基に、「10kW未満」と「10kW以上」の2区分が設けられた。

平成25年度では、太陽光に新たな調達区分（10kW以上500kW未満）を設定すべきではないかといった意見が委員からあったが、「特に10kW、11kWに申請件数が集中しているが、10kW以上になると、調達期間20年間（10kW未満の場合は10年間）での全量売電が可能になることから、何とか10kW以上の規模にしようとするバイアスが働いたためとも推測され、仮にその場合は、この部分を別の調達区分とし、他より高い調達価格を設定すると、本区分に案件が集中するバイアスを一層加速し、さらに賦課金の負担を大きくする可能性がある」と判断され、「10kW以上500kW未満」の調達区分は設けられていない。

太陽光のIRRは、10kW以上については、ヒアリング調査において税引前6%と、他の電源区分に比べて低めのIRRが提示された。調達価格等算定委員会では、この数字を、他の電源区分と比べた場合のリスクの小ささを反映しているものと判断し、当初3年間のリスクが中程度の電源に対して設定するIRRである税引前7～8%より低い、税引前6%と設定された。10kW未満の太陽光発電については、一般的なソーラーローンの金利に相当する税引前3.2%と設定されている。

②風力

平成24年度は、小規模と一般といった規模における整理を基に、「20kW未満」と「20kW以上」の2区分が設けられ、「洋上風力」については、平成25年度までは「20kW以上」の調達区分での扱いとなっていた。

しかし、平成25年11月に風力発電等に詳しい外部有識者からなる研究会「洋上風力の調達価格に係る研究会（座長：足利工業大学 牛山泉学長）」を組織し、国による実証事業のデータの信頼性や事業検討段階にある事業者へのヒアリング、実証事業に先立ち実施した実現可能性調査、海外事例のコスト動向等について専門的知見から整理を行い、平成26年1月に報告をとりまとめ、この報告を基に平成26年度に新たな調達区分として洋上風力が追加された。

風力のIRRは、20kW以上については、地熱発電ほどリスクが高くない一方で、太陽光発電よりはリスクが高いと認められるため、当初3年間のリスクが中程度の電源に対して設定するIRRを適用し税引前8%と設定された。なお、これはヒアリング結果でも提示された値に相当する。20kW未満の小形風力については、ヒアリング結果においても提示されたとおり、国債金利回り程度の税引前1.8%と設定された。平成26年度に新設された洋上風力については、事業特性や欧州のデータなどを参考に、陸上風力の8%よりも高く地熱の13%よりも低い税引前10%と設定された。

③地熱

地熱については、概ね1.5万kWを境にスケールメリットの働き方が変わってくることから、「1.5万kW未満」と「1.5万kW以上」の2区分が設けられた。

なお、ヒアリング結果では、フォーミュラ方式で価格を決めるべきとの意見であったが、地熱発電のみこれを採用する特段の理由は認められなかったため、他の電源と同様の扱いとされている。

地熱のIRRは、リスク評価より、他の再生可能エネルギー電源と比較しても著しくリスクが高いことが分かったため、当初3年間のリスクが中程度の電源に対して設定するIRRである税引前7～8%より高い、税引前13%と設定した。

④中小水力

平成24年度は、中規模・小規模を区分する出力として1,000kWで区分を設けることとしたが、200kW以上と200kW未満では建設費の中心価格帯が異なっていることから200kWで更に区分を設けることとし、「200kW未満」、「200kW以上1,000kW未満」、「1,000kW以上30,000kW未満」の3区分が設けられた。

既設導水路活用型の中小水力については、導水路等の多額の投資を要する既設の土木設備を活用しながら、土木設備を含む全ての設備を新設した場合と同じ調達価格が適用されるのは、国民負担（賦課金）の観点から問題があるのではないかとの指摘等があったため、審議を行った結果、平成26年度より新たな調達区分として既設導水路活用型中小水力（「200kW未満」、「200kW以上1,000kW未満」、「1,000kW以上30,000kW未満」の3区分）が設けられた。

中小水力のIRRは、1,000kW未満については、地熱発電ほどリスクが高くない一方で、太陽光発電よりはリスクが高いと認められるため、当初3年間のリスクが中程度の電源に対して設定するIRRを適用することとし税引前7%と設定した。この値は、ヒアリング結果と一致する。1,000kW以上については、経済産業省で建設費・運転維持費を基礎に調達価格を推計したところ、全国小水力利用推進協議会が1,000kW未満の分野のヒアリング調査で示したIRR7%とほぼ一致する結果が得られたため、税引前7%と設定された。なお、既設導水路活用型の中小水力についても、同じく税引前7%と設定されている。

⑤バイオマス

バイオマスにおける調達区分は、各々の施設規模別の調達区分は検討されておらず、図IV-1-(2)-1に示すように第4回調達価格等算定委員会におけるバイオマス種類毎のヒアリング調査結果を基に発電コストが類似していると思われるものごとにグループ分けを行い、「木質バイオマス（リサイクル木材）」、「廃棄物系（木質以外）バイオマス一般」、「木質バイオマス一般（含PKS）」、「木質バイオマス（未利用木材）」、「メタン発酵ガス化バイオマス」の5区分が設けられた。

バイオマスのIRRは、それぞれの調達区分のリスク毎に設定されており、メタン発酵ガス化バイオマス発電については、他の事業に付随して実施される事業であることから、リスクが低いと認められ、ヒアリング結果でも低いIRRが設定されており、ヒアリング結果通り税引前IRR1%を採

用することとした。未利用木材を燃焼させる木質バイオマス発電のIRRについては、地熱ほどリスクが高くない一方で、太陽光よりはリスクが高いと認められるため、当初3年間のリスクが中程度の電源に対して設定するIRRを適用し税引前8%と設定された。一般木材及びリサイクル木材については、既存用途の市場への影響や事業リスクの違いなどを踏まえ税引前4%と設定された。なお、一般廃棄物については前述した通り、ヒアリング調査を基に算定された税引前4%と設定されている。

2) 賦課金への影響についての配慮

賦課金は、毎年度、当該年度の開始前に経済産業大臣が定めている。

調達価格等算定委員会において調達価格や調達区分の検討が行われる際には、賦課金の負担が電気の利用者に対して過重なものとならないよう配慮されている。

例えば、平成24年度に、太陽光において10kW未満と10kW以上の調達区分を設けた際に、10kW未満の調達区分については余剰買取方式とされたが、これは「余剰買取方式から全量買取方式に移行する場合は、設定する価格を変えなければ、太陽光発電による発電量が増えないにも関わらず、賦課金負担が増えることとなる」といった賦課金への配慮が理由の一つとしてあげられている。

平成25年度では、太陽光に新たな調達区分（10kW以上500kW未満）を設定すべきではないかといった意見が委員からあったが、賦課金への配慮より設定は行われていない。

その他、陸上風力とは別途の調達区分として、洋上風力を設定するかといった意見や、木質バイオマスについて小規模設備向けの調達区分を設定するかといった意見があったが、コストデータがきちんと把握できていない時点で別区分を設定することは、賦課金の負担が電気利用者に対して過重なものとなる可能性もあることから適切ではないと判断された。なお、洋上風力については、十分なコストデータが把握できたため、平成26年度に新たな調達区分として設定されている。

3) その他の配慮・検討

住宅用太陽光発電（10kW未満の太陽光発電）は、制度開始当初に、設置に際しての国や地方自治体からの補助金制度があったため、補助金の交付と固定価格での調達が二重の助成とならないよう調達価格の算定の際には、当該補助額の控除が行われた。

平成24年度における10kW未満の太陽光発電の調達価格（42円/kWh）は、一見、10kW以上の価格（税込42円/kWh）と同一のように見えるが、家庭用についてはkW当たり3.5万円の補助金の効果が勘案されるため、実質、48円/kWhに相当する。（一般消費者には消費税の納税義務がないことから、10kW未満の太陽光発電の税抜き価格と税込み価格の表示は同じ。）

10kW未満の太陽光発電のIRRは、3.2%と設定されている。これは、一般的なソーラーローンの金利に相当するが、補助金効果を勘案した場合の価格に対応するIRRは、当然ながら、これより高いものとなる。

平成25年度に行われた補助金額の調査結果では、国の住宅用太陽光発電補助金制度の補助金額は2.0万円/kW、地方の補助金額の平均値は3.4万円/kWであることが分かった。しかし、住宅用太陽光発電は、平成26年3月31日で国の補助金が終了し、それに伴う地方自治体の補助金も改廃が

予想されている。太陽光発電協会の行ったアンケート調査では、平成26年度も補助金を継続する自治体は、全体の約36%、現在検討中の自治体を含めても最大で約46%と、半数を下回った。また、補助金を継続する場合も、減額を検討中とする自治体が28%であった。(アンケート調査は、人口が多い自治体を中心に行われている。)

よって、平成26年度の調達価格の算定にあたっては、国による補助金はもとより、地方自治体による補助金分についてもシステム費用からの控除は行わず、補助金の受給がないとの前提で調達価格の算定を行うこととされた。

表IV-1-(3)-1 太陽光発電（10kW未満）の補助金

調達価格		平成 24 年度調達価格	平成 25 年度調達価格	平成 26 年度調達価格
		42 円/kWh	38 円/kWh	37 円/kWh
資本費	システム単価	46.6 万円/kW (平成 24 年 1～3 月期の 新築設置平均)	42.7 万円/kW (平成 24 年 10～12 月期の新 築設置平均)	38.5 万円/kW (平成 25 年 10～12 月期の新 築設置平均)
	補助金	国： 3.5 万円/kW 地方： 3.8 万円/kW	国： 2.0 万円/kW 地方： 3.4 万円/kW	国の補助金の廃止に伴い、地 方分を含めて控除しない
運転維持 費	修繕費	建設費の 1%/年	前年度の前提を据え置き	/
	諸費			
	運転維持費	0.43 万円/kW/年	0.36 万円/kW/年	
	設備利用率	12%	前年度の前提を据え置き	
IRR		3.2%	前年度の前提を据え置き	前年度の前提を据え置き
調達期間		10 年	前年度の前提を据え置き	前年度の前提を据え置き

2. 固定価格買取制度に関する欧州の動向

ドイツでは、先駆的に固定価格買取制度を導入し、再生可能エネルギーの導入拡大を進め、2013年では最終電力消費量の25.4%（連邦経済・エネルギー省による公表）が再生可能エネルギーによって賄われている。しかし、一方で、再生可能エネルギー導入促進施策の見直しについて議論等が進められ、大幅な見直しが実施されている。

ここでは、ドイツにおける最新の動向を中心に、欧州のその他の国における動向についても示す。

(1) ドイツ

1) 再生可能エネルギーに係る制度の変遷

1991年1月に電力供給法（EFL）が施行された際には、小売平均単価の一定比率の値段で買取が行われていたが、この買取方法では地域の導入量の差がその地域における電力会社の負担となるため、全ての電力会社間で公平に分担できる仕組みとして、2000年に再生可能エネルギー法（EEG）が施行され、同法が定める固定価格買取制度（FIT）が開始された。

再生可能エネルギー法は、これまでに、2004年、2009年、2012年及び2014年に改正が行われている。

2004年に施行された再生可能エネルギー改正法では、以降の新規設備に適用する調達価格が改正された。具体的には、一定条件を満たした太陽光発電やバイオマス発電の調達価格の引き上げが実施された。また、大口電力需要家（製造業などの事業者）に対して暫定的に認められていた費用負担の軽減措置の恒久化と対象企業範囲の拡大が行われた。

2009年1月に施行された再生可能エネルギー改正法では、再生可能エネルギーによる発電の割合を、2020年までに少なくとも30%にし、それ以後継続的にこの比率を引き上げる目標が掲げられた。太陽光については、設備容量30kW以下の発電設備の自家消費分も買取対象に追加されたが、調達価格は全体的に減額されている。また、施設・稼動・出力等の概念についての新たな定義付けや、すべての再生可能エネルギーについて調達期間を施設の稼動開始時から20年（ただし大規模水力発電施設については15年）に統一するなど改正が行われた。

2012年1月に施行された再生可能エネルギー改正法では、再生可能エネルギーによる発電の割合を、2020年までに35%、2030年までに少なくとも50%、2040年までに少なくとも65%、2050年には少なくとも80%に段階的に引き上げていく目標が設定されている。また、この改正を受け、再生可能エネルギー発電事業者には、従来どおりの固定価格での売電に加えて、発電電力を直接市場で販売し、規定の計算式に従って算出される市場プレミアムを受け取るオプションが導入された。また、電源毎の調達価格の見直し、大規模需要家を対象とした費用負担軽減措置の対象企業の拡大などが行われた。

2012年6月27日には、ドイツ連邦議会とドイツ連邦参議院の代表者によって構成される両院協議会において、新規の太陽光発電設備を対象とした調達価格を改正する再生可能エネルギー法改正案（新規太陽光発電設備に適用する調達価格を20~29%引き下げるとともに、設備容量10MW以上の太陽光発電設備は買取対象から除外すること、調達価格の改正頻度を半年ごとから月ごとに変更することなど）について合意が成立し、連邦官報での公布を経て、2012年4月1日に遡って改正法が施行された。

2014年8月に施行された再生可能エネルギー改正法では、電力の総消費量に占める再生可能エネルギーの割合について増強目標が掲げられたが、賦課金を抑制するため、陸上風力発電施設、太陽光発電施設及びバイオマスの設備容量の増加に上限が定められた。一方、洋上風力発電施設の総設備容量は引き上げることとされた。調達価格については、個別の見直しが行われ、従来平均17セント/kWhであった調達価格が、2015年以降に運転を開始する発電施設については平均12セント/kWhとされた。大口電力需要家が支払う賦課金について、今回の改正で軽減を大幅に見直すことが検討されたが、最終的には比較的小幅な見直しとされた。また、従来、自家発電は賦課金を免除されてきたが、今回の改正により賦課金が課されることになった。(但し、10kW未満の発電施設は、引続き賦課金免除とする。) 今回の改正以降、新たに運転を開始する発電施設で、設備容量が500kW超のもの(2016年1月1日以降に運転を開始する発電施設で設備容量が100kW超のもの)は、電力を電力市場で販売することとされた。

表IV-2-(1)-1 ドイツにおける再生可能エネルギーに係る制度の改正

改正年	改正内容	制度導入・改正の背景
1991年1月	電力供給法(EFL)が施行 系統への再生可能エネルギー受入を義務化、固定価格買取義務、買取コストは電気料金へ転嫁	ドイツ議会の特別委員会により、エネルギー消費がもたらす環境への影響が検討され、これに対応する対策として勧告
1998年4月	電力供給法の一部改正 地域電力事業者に対し販売量の5%までは再生可能エネルギー電力の買取を義務付け、5%を超過する分の買取コストは地域電力供給会社が負担(但し、5%を超過する分については買取義務なし)	風力発電が集中的に立地した北部の電力会社の負担が大きく、強い反発を招いたために一部の条文を改正
2000年4月	再生可能エネルギー法(EEG)が施行 電力供給法は失効、電力会社(系統運用者)に対して再生可能エネルギー発電設備の系統接続およびエネルギー源別の固定価格での買取を義務付け、各電力会社の買取量5%上限を廃止、全ての電力会社(系統運用者)間で買取に伴う費用負担を平準化する仕組みを導入	電力自由化に伴い、電力料金が低下した結果、売電価格の一定比率での買取では再生可能発電事業者の採算が取れなくなってきた。 風力が集中立地した北部において、1998年の改正によって設定された5%上限に到達しつつあるため、5%上限以降の導入が進まなくなる。 再生可能エネルギー電力の買取負担が北部の電力会社に

		集中しており、この負担をすべての電力会社間で公平に分担する必要が生じた。
2003年7月	<p><第一次改正></p> <p>大口電力需要家について、買取義務を緩和するための規定を再生可能エネルギー法に導入（2004年7月1日までの時限立法）</p>	<p>相対的に割高な再生可能エネルギーによる電力を大量に購入せざるをえない大口電力需要家の負担を軽減する必要が生じた。</p>
2004年8月	<p><第二次改正></p> <p>2004年再生可能エネルギー改正法が施行</p> <p>エネルギー源別の調達価格の変更、買取対象とする太陽光の設備容量上限（350MW）の撤廃、風力は全体的に調達価格を減額、バイオマス・太陽光・地熱は一定要件を満たしている設備は調達価格を増額、大口電力需要家に対して暫定的に認められていた再生可能エネルギー法に基づく費用負担の軽減措置の恒久化と対象企業範囲の拡大</p>	<p>太陽光発電の設置費に関する低利融資制度が終了</p> <p>法律で定められた太陽光発電による電力買取義務対象枠（350MW）への到達により、以降の導入が進まなくなる。</p> <p>低稼働率の風力発電設備への支援見直し</p> <p>再生可能エネルギー法による大口電力需要家の負担増について、連邦経済省が軽減措置制度の拡充を提言</p>
2009年1月	<p>2009年再生可能エネルギー改正法が施行</p> <p>2020年の総電力消費における再生可能エネルギー法の割合を最低でも30%と導入目標設定（その後も継続的にその比率を増加させる）、太陽光は全体的に調達価格を減額、設備容量30kW以下の太陽光発電設備の自家消費分も買取対象に追加、施設・稼働・出力等の概念について新たな定義付け、すべての再生可能エネルギーについて調達期間を施設の稼働開始時から20年と設定（ただし大規模水力発電施設については15年）</p>	<p>2007年11月に、再生可能エネルギー法の進捗報告書「Renewable Energy Sources Act (EEG) Progress Report 2007」を内閣が承認</p> <p>進捗報告では、エネルギー源別の発電コストの状況と再生可能エネルギー法に基づく支援レベルの分析を行い、太陽光発電の調達価格の年毎の低減率の拡大や小規模水力発電の調達価格の引き上げ等を提言</p>
2012年1月	<p>2012年再生可能エネルギー改正法の大部分が施行</p> <p>導入目標の長期化・引き上げ、市場</p>	<p>再生可能エネルギー法の費用負担が増大しており、過大な補助を回避するための制度設</p>

	プレミアムの導入、電源毎の調達価格の見直し、大規模需要家を対象とした費用負担軽減措置の対象企業の拡大など	計の工夫が重要な課題となった。 再生可能エネルギーと全体の電気システムとの統合を進めるための施策の必要性が生じた。
2012年4月	再生可能エネルギーの固定価格買取制度のうち、太陽光発電に関する改正法が施行（ドイツ連邦議会、連法参議院での合意は2012年6月27日なので遡って施行） 新規太陽光発電設備に適用する調達価格を20～29%引き下げるとともに、設備容量10MW以上の太陽光発電設備は買取対象から除外すること、調達価格の改正頻度を半年ごとから月ごとに変更など	太陽光発電の2012年1月1日からの調達価格は、通常の高減率より引き上げられ15%とされた。このため、12月にかけて順次に運転を開始した太陽光発電施設が相次ぎ、2011年における太陽光発電の設備容量の増加のうちの約半分は2011年12月のみにおけるものであった。こうした背景から、太陽光発電の促進を見直す必要性が生じた。
2014年8月	2014年再生可能エネルギー法改定法が施行 導入目標の引き上げ、調達価格の見直し、大口電力需要家及び自家発電の賦課金負担の見直し、再生可能エネルギーの電力市場への統合など	再生可能エネルギーによる発電をよりコントロールし、賦課金の負担の仕組みを見直さなければならないという認識が国民の間で共有

2) 各電源における調達価格等

①太陽光

太陽光発電の調達価格については、2004年に価格を引き上げると共に、屋根設置型(0kW～30kW、1,000kW未満の施設規模毎に2区分)と地上設置型(1区分)の調達価格が設定された。それ以降の調達価格は、継続して引き下げが行われ、特に2009年と2010年については、かなり導入が進んだということで緊急引き下げの措置が行われている。

調達区分については、2009年に屋根設置型の施設規模を、0kW～30kW、30kW～100kW、100kW未満、1,000kW未満の4区分とし、比較的小規模の発電設備の導入促進を意図した制度設計が行われている。地上設置型については、転換地とその他用地の2区分とされている。

2012年4月に施行された「新規の太陽光発電設備を対象とした調達価格を改正する再生可能エネルギー法改正案」では、新規太陽光発電設備に適用する調達価格の20～29%引き下げ、設備容量10MW以上の太陽光発電を買取対象から除外、買取対象の屋根設置設備に対する新たな出力区分(10～40kW)導入などが行われた。

②風力

風力発電の調達価格については、2009年には一度引き上げられ、それ以降は継続して若干の引き下げが行われている。また、調達区分については、最初の5年間と6年目以降の2区分とされていたが、2012年に洋上風力発電の区分が新設された。洋上風力発電区分は、最初の12年間と13年目以降の2区分が設けられた。

2012年以降の新規設備については、陸上風力は調達価格の年低減率が1%~1.5%に引き上げられることとなった。また、洋上風力は通常より高い調達価格を短い期間適用する「前払いモデル」が導入された。

③地熱

地熱発電の調達価格については、2000年以降安定していたが、2012年の改正によって調達価格の引き上げが行われた。調達価格の区分は、2000年より10MW~20MWと20MW以上の2区分とされていたが、2004年に5MW未満及び5MW~10MWが新設され計4区分となった。しかし、2009年以降はこれらが整理され0MW~10MWと10MW以上の2区分とされている。

④水力発電

水力発電については新設と増設とを分けて、調達価格を設定している。新設については、0kW~500kW、500kW~2MW、2MW~5MWの3区分、増設については、0kW~500kW、500kW~10MW、10MW~20MW、20MW~50MW、50MW以上の5区分が設定されている。調達価格については、0kW~500kWの小規模施設については、近年はやや優遇された傾向である。

なお、2012年以降の新規設備は、調達価格の低減が廃止されている。

⑤バイオマス

バイオマス発電は、2004年よりバイオマス利用技術の種類に応じたボーナスを上乗せする制度を導入している。調達区分は、バイオマスの種類毎ではなく規模毎(0kW~150kW、150kW~500kW、500kW~5MW、5MW~20MWの4区分)に設けており、比較的小規模の発電設備の導入促進を意図した制度設計が行われ、調達価格は5MW~20MWの区分を除き、やや引き上げる傾向にあった。

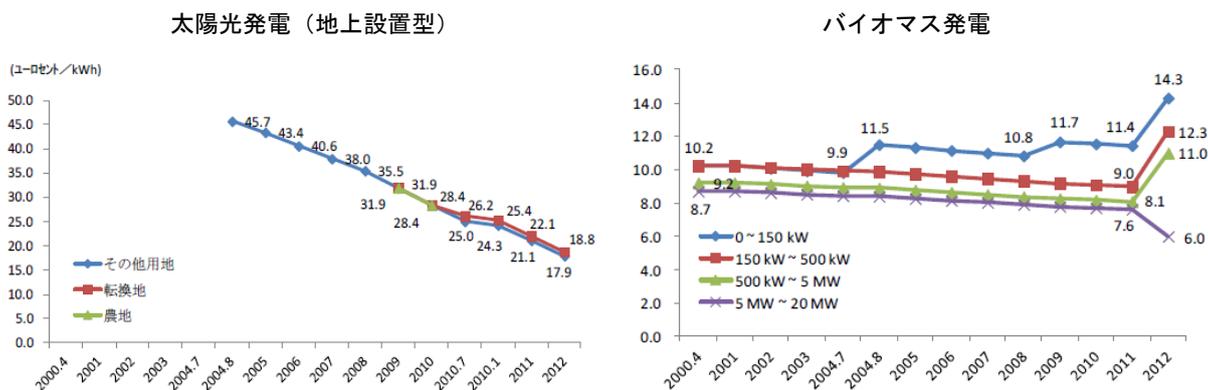
2012年以降の新設設備に対しては、「2012年再生可能エネルギー改正法(2011年8月)」より、調達価格水準が平均10~15%引き下げられると共に、新設の廃木材の焼却発電や液化バイオマス発電を買取対象から除外している。

なお、この改正を受け、2014年以降、2012年以降に新規稼働したバイオガス発電設備は、固定価格での売電はできず、市場プレミアム制度に基づく買取オプションのみが選択可能となった。

参考までに、資源エネルギー庁が整理している「欧州の固定価格買取制度について(平成24年3月6日)」を基に、ドイツにおける太陽光発電(地上設置型)とバイオマス発電の買取価格の推移を図IV-2-(1)-1で比較した。

導入が進んでいる太陽光発電の調達価格に関しては毎年下がっているが、導入促進を目指す

5MW未満のバイオマス発電に関しては、2012年の改正により引き上げが行われている。

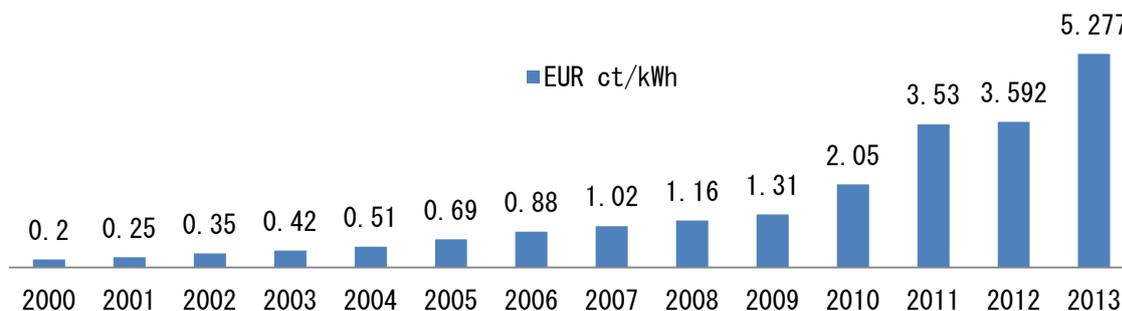


図IV-2-(1)-1 地上設置型太陽光発電とバイオマス発電の買取価格の推移

3) 賦課金の推移

ドイツにおける平均的な家庭需要家（年間需要3,500kWh）の再生可能エネルギー法調達費用（賦課金）は、制度開始当初は0.2ユーロセント/kWh（EUR ct/kWh）であったが、2009年以降に急増し、2013年には5.277ユーロセント/kWhとなっている。

2009年以降の急増の要因は、買取電力の平均調達価格が増加したことに加え、大規模需要家を対象とした賦課金の費用負担免除額が増えたことによる、その他の需要家への負担が増加したことなどが考えられる。



図IV-2-(1)-2 ドイツにおける平均的な家庭需要家（年間需要3,500kWh）の賦課金の推移

4) 最新動向

ドイツにおける2013年の電力の総消費量に占める再生可能エネルギーの割合は、25.4%であったが、再生可能エネルギーの普及に伴い、電力の消費者が負担する賦課金は近年特に上昇幅が大きい。そのため、再生可能エネルギーによる発電をこれまで以上にコントロールし、賦課金の負担を見直す必要性が生じた。

2014年8月に施行された2014年再生可能エネルギー改定法では、改正法第1条において、再生

可能エネルギーによる発電の割合を、2025年までに少なくとも40～45%、2035年までに少なくとも50～60%、2050年までに少なくとも80%に段階的に引き上げていく目標が設定された。一方で、値上がり問題となっていた賦課金を抑制するため、陸上風力発電施設及び太陽光発電施設の設備容量の増加は1年につき各2,500MWまで、バイオマスについては1年につき100MWまでとされた。なお、洋上風力発電施設の総設備容量は、2020年に6,500MW、2030年に15,000MWに引き上げていく目標が設定されている。

調達価格については、個別の見直しが行われ、従来平均17セント/kWhであった調達価格が、2015年以降に運転を開始する発電施設については平均12セント/kWhとされた。

製造業の事業者などの大口電力需要家が支払う賦課金は、最大で0.05セント/kWhに軽減されているが、2014年の改正では賦課金の軽減を大幅に見直すことが検討された。しかし、今回の改正では、事業者の国際競争力の維持の観点から、最終的には比較的小幅な見直しとなった。また、従来、自家発電は賦課金を免除されてきたが、今回の改正により、石炭や天然ガス等による自家発電の場合には100%の賦課金、再生可能エネルギーによる場合には40%の賦課金が課されることになった。ただし、設備容量が10kW未満の発電施設からの電力については、引き続き賦課金が免除される。

また、再生可能エネルギーにより発電された電力は、従来、系統運用者に買い取られてきたが、今回の改正により、2014年8月1日以降に運転を開始する発電施設で、設備容量が500kW超のもの、2016年1月1日以降に運転を開始する発電施設で、設備容量が100kW超のものは、電力を電力市場で販売することとされ、更に再生可能エネルギーにより発電した電力の入札制度が2017年に本格導入されることとなった。

(2) その他の国

1) スペイン

①概要

スペインでは、「2020年までに、電力供給の40%を再生可能エネルギーで賄う」という目標を定め、その目標を実現するための再生可能エネルギー電源毎の導入目標が示されている。再生可能エネルギーの導入は順調に進み、2013年では最終電力消費量の42.2% (REEによる公表) が再生可能エネルギーにより賄われている。

しかし、一方で、電気事業者の赤字が急速に拡大するなどの問題が発生したため、調達価格を段階的に引き下げ、2012年には新規の買取対象設備の登録を凍結するという対応を行うなど試行錯誤を重ねたものの、最終的には電力制度の抜本的な改革が必要と判断し、2014年6月に固定価格買取制度に代わる新制度を定めた。

②再生可能エネルギーに係る制度の変遷

スペインでは、1994年に国家電力市場再編法（1997年より電気事業法）により、固定価格買取制度が導入され、1997年には、2010年までの再生可能エネルギー導入目標が定められた。

2004年には、プレミアム買取制度を導入するとともに調達価格の引き上げが行われ、2007年の調達価格改定においては、導入目標の達成が困難との見通しから、100kW～10MWの太陽光

の調達価格を23.0ユーロセント/kWから44.6ユーロセント/kWに引き上げた。その結果、太陽光発電の導入が急速に拡大したが、これにより電気事業者の赤字が急速に拡大した。(スペインでは、1997年の電力自由化後も多数の需要家が、経過措置として残された規制料金を選択していたが、経済危機の中で電気の規制料金値上げという政治的選択を行えず、その結果、電気事業者の赤字が急速に拡大した。)

こうした状況に対応するため、スペインでは2008年に太陽光発電の調達価格を引き下げるとともに、年間認定容量の上限を設定した。また、4半期毎の調達価格改定が導入された。

2009年には、その他の再生可能エネルギーについても、年間認定容量の上限を設定し、2010年には、風力、太陽熱、太陽光発電設備(既存設備を含む)に、年間上限時間を導入した。更には、2012年には、新規の買取対象設備の登録を凍結するという対応を行っている。

2014年6月には新たな政令を定め、既存の設備を設備導入時期・立地場所・設備の立地形態等により1,500超の類型に分類し、それぞれの類型に応じて当初設定された価格とは異なる支援額を決定する制度が導入された。新規設備については、政府が実施する入札に応じて、支援を受ける権利を落札した者のみを支援対象とする新たな制度が導入されている。ただし、この制度は、既認定設備の調達価格を変更することとなり、訴訟も提起されている。

なお、今般の見直しにおいては、2014年4月にEUが策定したエネルギーの国家補助政策についてのガイドライン(今後、このガイドラインの内容を踏まえない国家補助政策は認められない)が大きな影響を与えている。

2) イタリア

①概要

イタリアでは、2002年よりRPS制度(Renewables Portfolio Standard)を導入し、大規模発電に対してはRPS制度に基づき支援を進める一方で、2005年以降、太陽光及び太陽熱についてはFIP制度(Feed-in Premium、電力料金に上乗せするプレミアムを固定する方式。総額は固定されず電力料金の変動に応じて変動。)、小規模再生可能エネルギーについてはFIT制度が導入されたが、2013年以降は固定価格買取制度(FIT制度)に一本化された。また、再生可能エネルギーの導入が促進された結果、賦課金が増加し国民への負担を招いたため、太陽光及びその他の再生可能エネルギーの上限枠を設定した。なお、太陽光電力に関しては既に上限に到達したため、2013年7月に新規設備に対する固定価格買取制度は廃止されている。

②再生可能エネルギーに係る制度の変遷

イタリアでは、1992年に再生可能エネルギーなどの電力を高い固定価格で買い取る制度が導入されたが、この制度は助成金の財源不足を理由に1994年末までの買取申請提出分を最後に打ち切れ、再生可能エネルギーは380万kWが買取契約の対象となるにとどまった。

2002年には、RPS制度が開始され、2005年からは太陽光及び太陽熱発電を対象にFIP制度、小規模再生可能エネルギーについてはFIT制度が導入された。

2010年の国家行動計画では、EUで定められた2020年の目標値を達成するため、電力消費に占める再生可能エネルギーの割合を2020年には26.39%まで高めるとし、さらに2011年には、2016

年に再生可能エネルギーによる電力を約2,300万kW、2020年の目標割合を32～35%まで高めるとした。

イタリアでは、RPS制度と固定価格買取制度の両制度を併用してきたが、2013年以降は支援方式を固定価格買取制度)に一本化することとなった。これは太陽光などの導入が急増し、当初の2020年目標が超過達成されることが確実となったためである。(太陽光発電の2020年の目標は800万kWであったが、設備価格の大幅な低下で2011年だけで930万kWもの太陽光設備が導入されている。)

イタリアにおける再生可能エネルギー導入の拡大は、国民への賦課金の負担を招いているため、政府は太陽光及びその他の再生可能エネルギーの上限枠を設定した。なお、太陽光電力に関しては既に限度額に到達したため、2013年7月に新規設備に対する固定価格買取制度は廃止されている。

【参考文献】

- 調達価格等算定委員会議事録及び配布資料 (経済産業省)
- Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2014)
- ドイツにおける再生可能エネルギーの導入施策等に関する動向調査業務報告書 (平成25年3月、環境省)
- 【ドイツ】2014年再生可能エネルギー法の制定 (国立国会図書館調査及び立法考査局 渡辺富久子)
- 平成23年度新エネルギー等導入促進基礎調査事業 (海外における新エネルギー等導入促進施策に関する調査) 報告書 (平成24年2月、資源エネルギー庁)
- 新エネルギー小委員会欧州調査報告 (平成26年8月、新エネルギー小委員会事務局)
- 一般社団法人海外電力調査会ホームページ

3. 廃棄物発電における適正な調達価格等

(1) 適正な調達価格の検討

平成24年3月19日に開催された第3回調達価格等算定委員会及び平成24年4月3日に開催された第4回調達価格等算定委員会では、それぞれの電源区分毎にヒアリング調査が行われ、調達価格等の要望が示された。

廃棄物発電に関しては、第4回調達価格等算定委員会において、東京都二十三区清掃一部事務組合へヒアリング調査が行われている。この際に、廃棄物発電は施設規模により発電コストが変わることが説明された。しかし、未利用木材を燃焼させる木質バイオマス発電以外のバイオマス発電については、コスト等検証委員会のデータが無く、初年度においては、他に詳細なデータの把握も困難であったため、ヒアリング結果が採用されることとなった。廃棄物発電においては、ヒアリング結果である16.5円/kWh（調達期間25年）の要望を踏まえ、17円/kWh（税抜き）とされたが、施設規模別の調達価格の検討は行われていない。

法施行後については、固定価格買取制度の適用を受けた設備のコストデータ（年報）を事後的に提出することを買取制度適用の条件のひとつとしており、平成25年度以降は、これにより収集したデータ等をもって、調達価格の再検討を行うこととされている。

表IV-3-(1)-1 東京二十三区一部事務組合からの説明（概要）

配布資料 より	調達価格は16.5円/kWh以上を要望（試算した調達価格は、中小規模施設も含んだ全国の平均よりも低めと考えられる）
議事録 より	16.5円/kWhは、全国でも規模が大きく効率の高い東京二十三区一部事務組合の施設*での試算である。精密な試算ではないが、200トン～300トン規模になると、調達価格は大体この倍ぐらいになるのではないかと。そのようなことから、16.5円/kWh以上を要望する。

* 東京二十三区清掃一部事務組合は、新杉並工場（600t/日）の試算結果16.47円/kWhから16.5円/kWh（調達期間25年）を要望している。

廃棄物発電に係る施設規模別の調達価格の検討は、平成24年度廃棄物処理の3R化・低炭素化改革支援事業委託業務報告書（平成25年3月、環境省）及び平成25年度廃棄物発電の高度化及び売電支援事業委託業務報告書（平成26年3月、環境省）で行われており、これらの報告書に試算結果やアンケート調査結果が示されている。

1) 平成24年度の試算結果

廃棄物発電における調達価格の検討条件は、平成24年度廃棄物処理の3R化・低炭素化改革支援事業委託業務報告書（平成25年3月、環境省）に示す通りであり、IRR試算年数は20年、IRR目標割合は4%を採用し、600t/日規模及び300t/日規模についてはプラントメーカー6社、150t/日規模についてはプラントメーカー3社にて検討を実施している。

平成24年度の試算結果は、表IV-3-(1)-2に示す通りであり、調達価格は施設規模に対し負の相関が見られた。

表IV-3-(1)-2 平成24年度の試算結果

施設規模	調達価格
150t/日の平均	46.5円/kWh
300t/日の平均	27.1円/kWh
600t/日の平均	17.6円/kWh
全体平均	30.4円/kWh

※ IRR試算年数20年、IRR目標割合4%を採用

2) 平成24年度のアンケート結果

廃棄物発電に係るコスト情報を把握するため、平成24年度廃棄物処理の3R化・低炭素化改革支援事業委託業務報告書（平成25年3月、環境省）では、RPS制度からの移行及び新規申請を含む固定価格買取制度の認定申請を検討している40自治体に対して「廃棄物処理施設における固定価格買取制度に係るアンケート調査」を実施している。

平成25年1月21日に開催された第8回調達価格等算定委員会で配布された資料2「平成25年度調達価格検討用基礎資料（資源エネルギー庁省エネルギー・新エネルギー部）」では表IV-3-(1)-3で示すように廃棄物発電のコストデータが示されているが、平成24年度調査では、この数値とアンケート調査結果の数値を比較している。

表IV-3-(1)-3 廃棄物発電のコストデータのまとめ

費用		平成24年度調達価格の前提 ※21,000kWの設備を想定
資本費	建設費（系統関係費用含む）	31.4万円/kW
運転維持費	修繕費	年間2.0万円/kW
	諸費	
	人件費	4,200万円/年

参考：平成25年度調達価格検討用基礎資料（資源エネルギー庁省エネルギー・新エネルギー部）

アンケート調査結果より、発電容量あたりの建設費（万円/kW）を試算したところ、上記の表で示す31.4万円/kWより大きな数値が多く、施設規模が小さいほどその傾向が顕著であった。なお、発電効率が高いほど31.4万円/kWに近付いている傾向であった。

発電容量あたりの補修費及び用役費（修繕費及び諸費）は、施設規模が大きく、また蒸気条件が400℃クラスにおいては、上記の表で示す年間2万円/kWとほぼ同等の数値であった。

人件費については、運転員、管理員、収集運搬員、本庁の担当者など、ごみ処理に係わっている人員は多数いるため、その中から発電に寄与する人員を絞り込む考え方が統一されていなかったため、アンケート調査結果にはばらつきが生じている。

3) 平成25年度のアンケートに基づく試算結果

平成25年度廃棄物発電の高度化及び売電支援事業委託業務報告書（平成26年3月、環境省）では、アンケート回答の数値データ（有効回答数74）を基に、IRR試算年数は20年、IRR目標割合は4%を採用し調達価格を試算した結果、施設規模に対しては弱い負の相関が見られた。

全試算値の平均は、85.7円/kWhであり、現在の調達価格である17円/kWh（税抜き）に比べ、かなり高い数値であった。

表IV-3-(1)-4 平成25年度のアンケートに基づく試算結果

施設処理能力		発電関連設備比率	調達価格試算値
小規模施設	300t/日未満	42.1%	86.9円/kWh
大規模施設	300t/日以上	44.4%	84.8円/kWh
全体平均値		43.4%	85.7円/kWh

なお、アンケート回答では、発電関連設備比率^{※1}が5.1%から76.9%までと広範囲であったため、仮に第4回調達価格等算定委員会での東京二十三区一部事務組合へのヒアリング結果である23.1%^{※2}を用いて試算した場合には、平均値で41.3円/kWhであった。

また、平成24年度廃棄物処理の3R化・低炭素化改革支援事業委託業務報告書（平成25年3月、環境省）では、300t/日規模におけるプラントメーカー6社の平均算出値が27.4%となっているが、この数字を用いて試算を行った場合は50.6円/kWh（平均値）となる。

※1 ごみ焼却施設の建設費のうち、発電に寄与すると考えられる設備建設費の比率

※2 第4回調達価格等算定委員会での東京二十三区一部事務組合が示した資料（清掃工場発電の買取価格等の要望について）に示される、「建設費」に対する「みなしイニシャルコスト」の割合

(2) 適正な調達期間の検討

第4回調達価格等算定委員会でのヒアリング調査では、東京都二十三区清掃一部事務組合より「25～30年間（清掃工場稼働期間中）」と提案された。

調達期間についてはFIT法上、「電気の供給の開始のときから発電設備の重要な部分の更新のときまでの標準的な期間を勘案して定める」とされていることに鑑み、法定耐用年数を基礎とすることが適当と判断された。バイオマスにおいては、法定対応年数15年とされているが、概ね実際の稼働期間は20年程度と認められることから、発電設備の法定耐用年数の15年より長い20年とされている。

ここでは、ごみ焼却施設の概ねの稼働年数が分かる文献名と、稼働年数に係るどのような記載があるかを表IV-3-(1)-5に整理した。

表IV-3-(1)-5 ごみ焼却施設の概ねの稼働年数

参考文献	稼働年数に係る記載内容
廃棄物処理施設長寿命化計画作成の手引き （ごみ焼却施設編）（平成22年3月、環境省）	ごみ焼却施設では供用年数が概ね20年～25年程度で廃止を迎えている施設が多い。

<p>可燃ごみ処理施設のあり方検討報告書（平成21年8月、東京都二十三区清掃一部事務組合）</p>	<p>整備対象清掃工場を選定する際の計画耐用年数は、これまでの建替えの実績から、25年～30年程度となっている。</p> <p>今後も、ライフサイクルコストを見据えた上で、適正な運転管理と適切な定期点検整備、適時の設備延命化対策を実施して耐用年数の延長化に努めていく。</p>
<p>ストックマネジメントと基幹的設備改良について（平成22年3月、日本環境衛生施設工業会、JEFMA No. 58より）</p>	<p>ごみ焼却施設の廃止時の供用年数をまとめると21年～25年が208施設と最も多く、次に26年～30年が144施設で、約半数の施設がこの範囲で廃止している。</p> <p>一方、大都市の廃熱ボイラ付焼却施設や収集運搬効率の面から重要な施設では、日常の適正な運転管理と丁寧な定期点検整備や修理・取替等の整備を実施してきたことで、30年以上にわたり稼働した実績もある。</p>

4. 廃棄物発電の普及促進

(1) 調達価格の算定におけるコスト以外の要素

再生可能エネルギー導入によるメリットとしては、化石燃料使用量の削減やエネルギー自給率の向上などの他に、地球温暖化対策に関するグローバルなものや、雇用の創出、地域の活性化など多岐にわたる。

廃棄物発電の導入については、上記以外にも、「ごみ処理コストなどの負担を軽減」、「地産地消型エネルギー供給センターとしての役割（分散型の安定電源）」、「非常時のエネルギー供給基地になり得る」、「実現性が高い」、「調整可能な電源」など社会的な価値が大きい。

このような廃棄物発電の社会的な価値について、表IV-4-(1)-1に示す。

表IV-4-(1)-1 廃棄物発電の社会的な価値

社会的な価値	概要
地方公共団体の財政負担を軽減	廃棄物発電による電気料金や燃料費の削減、売電・売熱収入の確保は、地方公共団体が抱える財政問題の面からみても、貴重な収入源となる。
地産地消型エネルギー供給センターとしての役割（分散型の安定電源）	温暖化防止に向けて原子力発電に大きく依存した我が国のエネルギー政策は、東日本大震災以降、抜本的な見直しが行われている。廃棄物発電は、電力消費地に隣接した分散型の安定電源であり、新たなエネルギーシステムとなる。
非常時のエネルギー供給拠点になり得る	事前の対策次第では、災害等によるライフライン断絶時においても、廃棄物発電を自立運転させ電力供給が可能となる。
実現性が高い	廃棄物発電は、既に多くの導入実績（総発電能力1,770kW※）があり、再生可能エネルギーとしての実現性は高い。
調整可能な電源	太陽光発電や風力発電と異なり、自然状況（天候の変化など）に左右されず、24時間安定した発電を行うことが可能である。また、発電量の調整も可能である。

※一般廃棄物処理実態調査結果（平成25年度実績、環境省）

(2) 調達期間が終了した施設への対応

調達期間が終了した施設では、調達価格の適用がなくなるため、電力の買取価格は発電事業者と電気事業者との合意に基づく契約により決定されることとなる。

参考として、表IV-4-(2)-1に「売電先別の非バイオマス買取単価」（平成25年度廃棄物発電の高度化及び売電支援事業委託業務報告書）を示す。調達期間終了後の買取価格は、現在の調達価格17円/kWhに比べ、低くなることが予想される。

表IV-4-(2)-1 売電先別の非バイオマス買取単価

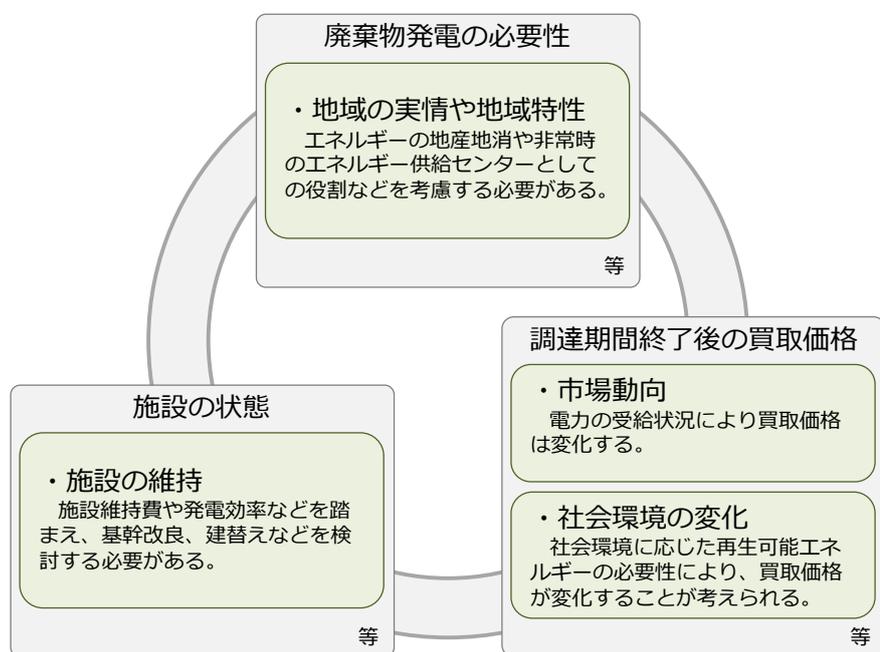
売電先	施設数	非バイオマス分買取価格
一般電気事業者	53	4.59～13.4（平均7.73）円/kWh

特定規模電気事業者（PPS）	21	6.36～20.5（平均13.55）円/kWh
計	74	全平均 9.38円/kWh

※ 一般的には、PPSに売電する方が高額となっているが、一般電気事業者の平均買取価格を下回ってPPSに売電している場合もある。

これらの状況を踏まえ、調達期間終了後の対応策は、図IV-4-(2)-1で示すように、廃棄物発電の必要性、施設の維持管理状況、買取価格の市場動向などの要因を踏まえ考慮して検討する必要がある。

また、本委託業務で検討している、自治体が関与したPPS（特定規模電気事業者）の設立も、調達期間が終了した施設への対応策の一つとなる可能性がある。



図IV-4-(2)-1 調達期間終了後の対応を検討する際に関係する要因

5. 我が国における最新の動向

(1) FIT法施行規則の一部を改正する省令案等

平成24年7月から固定価格買取制度が導入されたが、太陽光発電の急速な導入拡大に伴い、現状における電力会社の系統設備の容量や電力会社管内全体の需給調整力の限界などから、再生可能エネルギーの新規受け入れが困難であるとし、一部の地域では、その接続申込みへの回答を保留するといった事態が発生した。

経済産業省資源エネルギー庁が所管する総合資源エネルギー調査会が平成26年9月30日に開催した第4回新エネルギー小委員会（委員長：山地憲治、地球環境産業技術研究機構理事）において、北海道、東北、四国の3電力会社は、平成26年10月1日からの固定価格買取制度に基づく再生可能エネルギーによる電力の新規受け入れを管内全域で当面中断すると発表した。各電力会社は、計画中の太陽光発電事業を全て受け入れると、電力需要の少ない春と秋に管内の最大需要を超えるケースが想定されることや、太陽光や風力発電は天候の変化による発電量の差が大きいため供給量が増えすぎると需給バランスが崩れ、変電設備などの故障につながり、大規模な停電になる恐れがあることなどをこの小委員会で説明している。

沖縄においては既に平成26年8月8日に、九州においては9月25日から中断されたが、今回の発表で、北海道、東北、四国、九州、沖縄の5電力会社で新規受け入れが中断されることとなった。なお、沖縄を除く4社は、一般家庭の太陽光発電等の余剰電力については引き続き買い取りを行っている。

こうした問題は、今後の再生可能エネルギーの最大限の導入に大きな制約となる恐れがあることから、電力会社が再生可能エネルギーを受け入れるために講じている措置についてしっかりと精査し、早急に対策を検討する必要があるため、資源エネルギー庁は、中立的な専門家により、電力会社の接続可能量の検証、接続可能量の拡大方策等について審議を行うため、総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会新エネルギー小委員会の下に、系統ワーキンググループを設置し、問題点の整理及び当面講ずべき対応策の検討を行った。

これらの検討結果を踏まえ、平成26年12月19日付けで資源エネルギー庁省エネルギー・新エネルギー部新エネルギー対策課により、新たな出力制御システムの下での再生可能エネルギー導入への移行及び固定価格買取制度の運用見直しについて、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法律施行規則（平成24年経済産業省令第46号）及び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（平成24年経済産業省告示第139号）の改正案について、パブリックコメントが実施された。

表IV-5-(1)-1に、「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の一部を改正する省令案等に関するパブリックコメントについて（意見募集の概要）」に記載されている改正案の概要を示す。

表IV-5-(1)-1 改正案の概要

I 新たな出力制御システムに関すること等【施行規則第6条関係】
<p>1. 太陽光発電・風力発電に係る接続ルール見直し（施行規則第6条第1項第3号イ関係）</p> <p>(1) 太陽光発電・風力発電に対する出力制御の対象範囲の見直し</p> <p>再生可能エネルギーの接続可能量を拡大するため、現在、火力発電等の出力制御などの措置を講じて、電気の供給が需要を上回ることが見込まれる場合に、500kW以上の太陽光発電・風力発電が行うこととなる出力制御について、500kW未満の太陽光発電・風力発電についても対応することを前提として、系統への接続を行う。なお、住宅用太陽光発電（10kW未満）については、非住宅用太陽光発電（10kW以上）を先に出力制御を行い、優先的に取り扱う。</p> <p>(2) 「30日ルール」の時間制への移行</p> <p>再生可能エネルギーの接続可能量を拡大するため、現在、1日単位での制御を前提として、年間最大30日までとされている無補償の出力制御について、時間単位での制御を前提として、太陽光発電については最大で年間360時間まで、風力発電については年間720時間まで行うことを前提に、系統への接続を行う。ただし、このことにより、必ず360時間又は720時間の出力制御が行われることとなる訳ではない。</p> <p>(3) その他</p> <p>出力制御を行う場合と同等の措置（蓄電池の充電等）を行うことにより、この出力制御を代替することが可能であることを明確化する。</p> <p>2. バイオマス発電の接続ルールの明確化（新設）</p> <p>現在、一律に火力発電と同等の出力制御の対象となっているバイオマス発電について、出力制御の受容可能性を踏まえたきめ細かい出力制御ルールを設ける。また、出力制御を行うに当たって一般電気事業者等が行わなければならない手続きについて定める。</p> <p>【バイオマス発電に係る出力制御ルールの明確化】</p> <p>(ア) 地域型バイオマス発電：電力系統の運用上必要な範囲での無償の出力制御の対象とするが、イ及びウの出力制御を先行して実施することを前提とする。また、燃料貯蔵の困難性、技術的制約等により出力制御が困難な場合は、出力制御の対象外とする。</p> <p>(イ) バイオマス専焼発電（アを除く）：電力系統の運用上必要な範囲での出力制御の対象とするが、ウの出力制御を先行して実施することを前提とする。</p> <p>(ウ) 化石燃料混焼発電（アを除く）：電力系統の運用上必要な範囲での出力制御の対象とする。</p> <p>3. 遠隔出力制御システムの導入義務づけ（新設）</p> <p>今後求められる出力制御に対応するために必要な設備の設置や費用負担を行うことを前提として、系統への接続を行う。なお、遠隔制御システムの構築には、一定の時間を要する見込みであるため、当分の間は、出力制御の対象となる事業者が制御に必要な設備の設置や費用負担を行うことを予め約した上で接続することとする。</p> <p>4. 接続枠の空押さえの防止（新設）</p>

熟度が低い案件や事業化の意思がない案件であっても、正式な接続契約や工事費負担金の入金前に、接続枠の確保ができる場合があるため、接続枠を確保したまま事業化に至らず、接続枠の空押しさえとなる案件が存在する。こうした空押し案件に対処するため、接続枠の確保を接続契約時点とするよう電力会社の運用を統一した上で、当該契約の締結に当たり、発電事業者が、「工事費負担金を接続契約締結後1か月以内に支払わない場合」や「運転開始予定日までに運転開始に至らない場合」には電力会社が当該契約を解除できることに同意しないときは、電力会社が接続拒否を行うことができる。

5. 指定電気事業者制度（施行規則第6条第1項第7号関係）

現行の施行規則第6条第7号において定められている、指定電気事業者制度について、その対象を500kW未満の太陽光発電・風力発電設備にも拡大する。なお、指定電気事業者制度の下でも住宅用太陽光発電（10kW未満）について、非住宅用太陽光発電（10kW以上）を先に出力制御を行い、優先的に取り扱う。

6. 将来的に系統への接続が可能な枠が増加した場合の対応（新設）

指定電気事業者において接続申込量が接続可能量を上回った後、既に接続枠を確保しているにもかかわらず事業開始に向けた取組が進まない案件に係る接続契約の解除や地域間連系線の更なる活用等の取組により、新たに系統への接続が可能な枠が一定規模生じた場合には、経済産業大臣が指定電気事業者ごとに定める条件に従うことを条件として、系統への接続を行う。

II 変更認定に関すること【施行規則第10条関係】

認定発電設備の仕様変更を厳格に管理するため、以下の事由を新たに変更認定の対象とする。

1. 認定発電設備の出力の変更

これまでは「認定発電設備の大幅な出力の変更」（既認定発電設備の出力の10kW以上かつ20パーセント以上の変更）のみを変更認定の対象としていたが、平成27年2月1日以降に申請される変更から、全ての出力変更を変更認定の対象とする。（全ての電源が対象）

2. 太陽電池の基本仕様の変更

太陽光発電設備については、平成27年2月1日以降に申請される変更から、「太陽電池のメーカー、種類、変換効率又は型式番号の変更」を変更認定の対象とする。

III 太陽光発電の調達価格の適用に関すること【価格告示関係】

現在、調達価格の決定については、「認定（既認定設備の10kW以上かつ20パーセント以上の出力変更に伴う変更認定を含む。）」又は「接続の申込み」のいずれか遅い方を行った時点の調達価格を適用している。他方、太陽光発電設備については、設備コストが継続的に低下しているため、設備の仕様やコスト構造の最終確定時点で調達価格を決定することにより、過剰な国民負担を抑制することが必要である。このため、太陽光発電の調達価格の適用について、以下のとおり変更する。

1. 設備の仕様の変更に伴う調達価格の変更

運転開始前の設備について、次の変更があった場合には、変更認定時点の調達価格を適用する。
(平成27年2月1日以降の変更認定申請に適用)

(1) 発電出力を変更する場合

ただし、以下の場合を除く。

- ①10kW未満又は20パーセント未満の出力減少である場合
- ②10kW未満の発電設備が出力増加後も10kW未満の発電設備である場合
- ③電力会社の接続検討の結果、出力を変更しなければならない場合

(2) 太陽電池のメーカー若しくは種類の変更又は変換効率の低下を行う場合

ただし、以下の場合を除く。

- ①当該変更前のメーカーが当該変更前の種類の太陽電池の製造を行わなくなった場合
- ②10kW未満の設備である場合

2. 平成27年4月1日以降における調達価格の適用等

調達価格の決定の基準となる電力会社への接続申込日を電力会社との接続契約の締結日に変更する点や、運転開始後における発電出力の増加に伴う変更認定時点で調達価格を適用させる点については、平成27年3月頃に実施予定の価格告示の改正に伴うパブリックコメント時に意見を募集する。

IV その他

1. 認定発電設備の設置に要する費用の内容及び当該設備の運転に要する費用の内容の報告について【施行規則第12条関係】

平成26年3月における住宅用太陽光補助金の支給終了に伴い、設備の設置完了報告書の提出期限(平成26年11月28日)以降は設備の費用データを得ることができなくなるため、太陽光発電に係る費用報告の電子化も受け、平成26年10月から10kW未満の太陽光発電事業者に対しても、「設置に要した費用(資本費)」については、全て報告を求めることとした。他方、「年間の運転に要した費用(運転維持費)」については、効率性の観点から標本調査で把握することとする。

2. 回避可能費用単価を算定するための資料の届出について【施行規則第16条関係】

回避可能費用単価の算定については、電気料金を電気事業者が改定する際に、当該電気事業者が認可又は届出に当たり作成した関係資料を基に行っていたが、今般、新たに報告様式を設け、確実な届出を義務づけることとした。

3. 賦課金に係る特例の認定の申請時に添付する書類の提出期限について【施行規則第21条関係】

当該認定の申請は毎年11月末までとしているものの、毎年9月末又は10月末に事業年度を終える申請者は、当該認定の申請に係る事業による売上高の額について、公認会計士等の確認を受けたことを証する書類を提出するまで時間がかかることを考慮し、当該書類に限り、毎年12月末日までに提出できることとする。

4. I～IVの改正に伴う所要の規定の整備を行う。

(2) 新たに対応を追加することになった事項

資源エネルギー庁では、前述の通り、関係する省令・告示改正案についてパブリックコメントを実施し、この際に得た意見や指摘等を踏まえた上で、平成27年1月22日付けでFIT法施行規則の一部を改正する省令と関連告示を公布すると共に、以下6項目の対応を新たに追加した。

1) 接続可能量の定期的な検証

現在の接続可能量は、現行の出力制御ルール及び電源構成等を前提として電力各社が計算した数字を系統ワーキンググループで検証したものである。

今後、接続可能量を拡大するための方策を引き続き検討するとともに、エネルギーミックスの検討状況や電力需給の状況等を踏まえて、接続可能量の再検証を適切なタイミングで継続的に行うことにより、再生可能エネルギーの最大限導入を着実に進める。

2) 出力制御に関するルールやその遵守状況をチェックする仕組み等の整備

出力制御を実際に行うに当たっては、電力会社の運用により、発電事業者間や家庭間で不公平が生じることを避ける観点から、どの電力会社においても公平かつ透明な出力制御が行われるよう、適切かつ公平なルールやその遵守状況をチェックする仕組み等を早急に整備する。

具体的には、平成27年4月に発足する広域的運営推進機関が、送配電等の業務に関するルールを策定するとともに、一般電気事業者による再生可能エネルギー電源への給電指令についても、ルールの遵守状況のチェックを行う。また、FIT法施行規則第6条において、再生可能エネルギーの出力制御に関する情報について、電力会社に公表義務を課すこととしている。当該情報について、系統利用者の利便性向上の観点から、広域的運営推進機関の系統情報公表システム(平成28年4月から利用開始予定)等においても、広域的運営推進機関が一元的に公表する。

3) 出力制御期間の見込みの公表等

今回の改正において、指定電気事業者には出力制御見込を事前に公表することを省令上、義務づけている。すなわち、再生可能エネルギー発電事業者の採算性確保を可能とさせる観点から、遅くとも年度内に各電力会社が系統の状況や需要の変動等の状況によって、いくつかの場合分けを行った上でシミュレーションを行い、具体的な出力制御期間の見込みをあらかじめ計算する。また、その結果を可能な限り速やかに公表するとともに、年に1回程度改訂することにより再生可能エネルギー事業者の予見可能性確保に努めることを求める。

4) 連系線利用ルール等の見直し

電力会社単位ではなく、日本全体で最も効率的に再生可能エネルギーを受け入れる観点から、広域的な系統利用を可能とするシステムを構築する。このため、地域間連系線の利用ルールや優先給電指令に関するルールの議論を行う。

地域間連系線の利用ルールについては、現在、原則、年度を通じて固定している地域間連系線の運用容量を、今後は30分毎にきめ細かく算定することや、小売事業者等に加えて発電設備

設置者も地域間連系線の利用予約ができるようにすることなど、平成27年4月から運用開始できるよう速やかに見直しを行う。優先給電指令に関するルールについては、電力システム改革における小売全面自由化に合わせて見直すべく、早急に検討を行う。これらは、上述の広域的運営推進機関が策定する送配電等の業務に関するルールの中で位置づける。

また、固定価格買取制度全体の見直しの中で、広域的な再生可能エネルギーの受入れに伴う電力会社間の新たな精算ルールや、地域内系統及び地域間連系線の強化に必要となる費用の新たな分担方法等の検討を速やかに開始し、遅くとも平成27年度中には成案を得る。

加えて、今後のエネルギーミックスの検討と併せ、地域内系統や地域間連系線の増強方針等について検討し、その検討結果を踏まえ、広域的運営推進機関等の場において、可能な限り速やかにその具体化を図っていく。

5) 住宅用太陽光発電等の小規模太陽光発電（500kW未満）や小規模風力発電（20kW未満）に関する出力制御の適用時期の後ろ倒し

小規模太陽光発電の取扱いなどについては、地域ごとの系統状況等を踏まえ、下記のとおり一定の猶予期間を設定する。

- ① 東京電力、中部電力、関西電力に対して接続をしようとする50kW未満の太陽光発電については、当分の間、出力制御の対象外とする。また、50kW以上～500kW未満の太陽光発電については、円滑な制度の施行を行う観点から、制度の施行を平成27年4月1日から（平成27年4月1日以降に接続の申込みを行った案件から適用。以下同じ。）とする。
- ② 現時点で接続可能量を超過していないと考えられる中国電力及び北陸電力に対して接続をしようとする50kW未満の太陽光発電については、円滑な制度の施行を行う観点から、制度の施行を平成27年4月1日からとする。
- ③ 既に接続可能量を超過している又は超過しようとしている電力会社（北海道電力、東北電力、四国電力、九州電力、沖縄電力）に対して接続をしようとする10kW未満（主に住宅用）の太陽光発電については、円滑な制度の施行を行う観点から、制度の施行を4月1日からとする。実際の接続に際しては、10kW未満（主に住宅用）の太陽光発電については、将来、必要が生じた場合に機器の設置等を行うことを約せば、接続できるようにするなど柔軟な制度運用を行う。なお、上記の取扱いとするもの以外については、施行日から改正後の出力制御ルールを適用する。また、太陽光発電の出力制御に当たっては、10kW以上（主に非住宅用）の制御を先行させ、10kW未満（主に住宅用）については、優先的な取扱いをすることとした上で、10kW未満（主に住宅用）の案件に対して出力制御を行わざるを得ない事態が生じた場合においても、余剰売電を前提としている10kW未満（主に住宅用）については、自家消費分を超えて発電される余剰分を出力制御の対象とする方向で技術的な検討を行う。
- ④ 20kW未満の風力発電については、当分の間、出力制御の対象外とする。ただし、風力発電について接続可能量を超過することが見込まれた結果、接続しようとする事業者が風力発電の指定電気事業者指定された場合は、この限りではない。

6) 太陽光発電設備の仕様変更時の調達価格変更等の施行日の延期

運転開始前の太陽光発電設備の出力増加及び太陽電池の基本仕様の変更に係る運用変更について、当初予定していた平成27年2月1日から平成27年2月15日まで施行日を延期する。

出典：経済産業省ホームページ（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の一部を改正する省令案等について 結果報告）

(3) 平成27年度の調達価格等

調達価格等算定委員会において、平成27年度の調達価格等について平成27年1月より検討を行い、平成27年2月24日に意見書として取りまとめられた。

FIT法附則第7条により「3年間を限り」と明記された上乗せIRR1～2%分は、平成27年7月1日以降は廃止される。しかし、調達価格の算定に当たっては、同法第3条第2項で「我が国における再生可能エネルギー電気の供給の量の状況」を勘案することとされているため、平成27年7月1日以降は、供給の量が順調に伸びてきたとはいえ太陽光発電以外に「供給量勘案上乗せ措置」を行うこととされた。

また、平成27年度より、未利用木材燃焼発電の調達区分が施設の規模（2000kW未満、2000kW以上）によって分けられており、未利用木材燃焼発電（2000kW未満）については、現状の調達価格では十分な利益を確保することが難しいことから、平成26年度の調達価格から上昇している。

なお、今後、供給量勘案上乗せ措置をどれだけ継続するかについては、今後の導入状況を踏まえて見極めることとされている。

表IV-5-(3)-1 平成27年度の調達価格等

電源	調達区分	調達価格 /kWh	調達期間	IRR (税引前)
バイオマス	メタン発酵ガス化発電	39円+税	20年	1%
	未利用木材燃焼発電 2,000kW未満	40円+税		8%
	未利用木材燃焼発電 2,000kW以上	32円+税		
	一般木材等燃焼発電	24円+税		4%
	廃棄物燃焼発電	17円+税		4%
	リサイクル木材燃焼発電	13円+税		4%
太陽光	10kW以上 (4/1～6/30)	29円+税	20年	6%
	10kW以上 (7/1～)	27円+税	20年	5%
	10kW未満 (余剰買取) (出力制御対応機器設置なし)	33円	10年	3.2%

	10kW未満（余剰買取） （出力制御対応機器設置あり※）	35円	10年	3.2%
※現時点では、平成27年4月1日以降、北海道電力、東北電力、北陸電力、中国電力、四国電力、九州電力、沖縄電力に接続しようとする発電設備が設置の義務付けの対象となっている。				
風力	20kW以上	22円+税	20年	8%
	20kW未満	55円+税	20年	1.8%
	洋上風力	36円+税	20年	10%
地熱	1.5万kW以上	26円+税	15年	13%
	1.5万kW未満	40円+税	15年	
水力（全て新設 設備設置）	1,000kW以上、30,000kW未満	24円+税	20年	7%
	200kW以上、1,000kW未満	29円+税		
	200kW未満	34円+税		
水力（既設導水 路活用型）	1,000kW以上、30,000kW未満	14円+税	20年	7%
	200kW以上、1,000kW未満	21円+税		
	200kW未満	25円+税		

※ 黄緑色網掛け箇所は前年度から調達価格が変わっている部分である。

6. 取りまとめを通じて明らかになった課題

(1) 課題点

FIT制度の取りまとめを通じて、以下に示す点が課題として明らかとなった。

1) 廃棄物発電における調達区分の整理

FIT法第3条第1項では、経済産業大臣は、経済産業省令で定める再生可能エネルギー発電設備の区分、設置の形態及び規模ごとに、調達価格を定めなければならない旨が記載されている。

現在のバイオマス発電の調達区分については、平成24年度第4回調達価格等算定委員会のヒアリング調査結果を基に設定されており、廃棄物発電は図IV-1-(2)-1で示す通り、費用構造が類似している鶏糞及び下水汚泥を燃焼させるバイオマス発電と同区分にまとめられている。

廃棄物発電においては、過年度調査等により施設規模により適正と考えられる調達価格が異なることが分かっているが、廃棄物発電と同区分にまとめられている鶏糞及び下水汚泥を燃焼させるバイオマス発電については、施設規模毎に適正と考えられる調達価格の検討が行われていないため、廃棄物発電の施設規模毎の調達価格を検討する場合は、鶏糞及び下水汚泥を燃焼させるバイオマス発電とは別区分で整理する必要があると考える。

なお、廃棄物発電の施設規模毎の調達価格を検討する場合は、FIT法第3条第2項の規定に基づき、供給が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及び適正な利潤を基礎に行う必要がある。

2) 廃棄物発電の長所の提唱

欧州では、FIT制度の大幅な見直し、FIT制度に代わる新制度の導入、太陽光発電におけるFIT制度の廃止などが行われ、我が国においても一部地域で新規受け入れの中断が行われている。これは、再生可能エネルギーの導入が、自然の影響を受けやすい太陽光発電に偏り過ぎることが影響しているためである。

FIT法第1条第1項では、内外の経済的社会的環境に応じたエネルギーの安定かつ適切な供給の確保が重要であるとされており、同法第3条第2項では、我が国における再生可能エネルギー電気の供給の量の状況を勘案して調達価格を定めるとされていることから、天候に左右されず24時間安定した発電を行うことが可能な廃棄物発電のメリットを訴え、廃棄物発電における調達価格への配慮や優先的受入などについて働きかける必要があると考える。

3) 再生可能エネルギー発電設備設置・運転費用年報の見直し

FIT認定発電設備を用いて発電を行う場合、FIT法施行規則第12条により年報を発電開始時及び毎年度一回提出する必要があるため、調達価格の見直しは年報を基に行われる。

この年報の運転維持費の中には、ユーティリティ（電気、水、ガスなど）や薬品等を記載する欄がないが、FIT法第3条第2項では、「調達価格は、当該再生可能エネルギー発電設備による再生可能エネルギー電気の供給を調達期間にわたり安定的に行うことを可能とする価格として、当該供給が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を基礎とすること」と示され

ているため、これらの欄を新たに設けることで、より適切な調達価格算定の基礎になると考える。参考までに、「再生可能エネルギー発電設備設置・運転費用年報」を次頁以降に示す。

(2) 廃棄物発電におけるFIT制度の在り方

環境省では、廃棄物処理施設整備計画において、高効率ごみ発電施設の整備とともに、広域的な視点に立った強靱な廃棄物処理システムの確保として、ごみ処理の広域化を掲げている。しかし、廃棄物発電の調達区分を施設の規模毎に分け、小規模廃棄物発電の調達価格を優遇した場合、ごみ処理の広域化のインセンティブが下がる可能性がある。

また、廃棄物発電は、循環型社会形成推進基本法における処理（熱回収）の優先順位を踏まえて推進していく必要がある。

廃棄物発電におけるFIT制度の在り方は、ごみ処理の広域化、循環型社会形成推進基本法における廃棄物発電の優先順位等に留意し、検討していくことが重要である。

【参考資料】

表IV-6-(3)-1 再生可能エネルギー発電設備設置・運轉費用年報

様式第7(第12条関係)

【バイオマス発電(木質、廃棄物その他直接燃焼発電)設備用】

再生可能エネルギー発電設備設置・運轉費用年報

平成 年月日

経済産業大臣 殿

報告者(注1) 住所

〒-

(ふりがな)

(ふりがな)

氏名

印

(法人にあつては名称及び代表者の役職・氏名)

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第12条の規定により、次のとおり報告します。

太枠内のいずれかにレ印

新規提出 再提出

担当地方局(注2)

対象設備

設備ID

発電出力

, kW

※増設分の資本費報告の際に記入

増設分(, kW)

設備名称

所在地

設備設置・運轉費用一覧(注3)

※初年度は「設置の状況」、「資本費」、「設置期間」、「連絡先」の項目を、2年目以降は、「設置の状況」、「運轉維持費」、「運轉実績」、「連絡先」の項目を報告すること

設置の状況	敷地の保有状況 <small>太枠内のいずれかにレ印</small>	
	<input type="checkbox"/> 自己所有 <input type="checkbox"/> 既保有地 <input type="checkbox"/> 新規購入 購入価格 <input type="text"/> , <input type="text"/> 万円 (<input type="text"/> 円/m ²) (税抜き) <input type="checkbox"/> 借地 契約時賃借料 <input type="text"/> , <input type="text"/> 万円/年 (<input type="text"/> 円/m ²) (税抜き)	
資本費	運轉開始日	平成 <input type="text"/> 年 <input type="text"/> 月 <input type="text"/> 日 (特定契約に基づく受給開始日)
	系統接続距離	<input type="text"/> , <input type="text"/> メートル
	廃棄費用想定額(注4)	<input type="text"/> , <input type="text"/> 万円 (税抜き)
	① 設計費(注5)	<input type="text"/> , <input type="text"/> , <input type="text"/> 万円 (税抜き)
	② 設備費(注6)	<input type="text"/> , <input type="text"/> , <input type="text"/> 万円 (税抜き)
	受入供給設備 <input type="text"/> , <input type="text"/> 万円 (税抜き) 燃焼溶融設備 <input type="text"/> , <input type="text"/> 万円 (税抜き) ガス冷却設備 <input type="text"/> , <input type="text"/> 万円 (税抜き) 排ガス処理設備 <input type="text"/> , <input type="text"/> 万円 (税抜き) 発電設備 <input type="text"/> , <input type="text"/> 万円 (税抜き) 通風設備 <input type="text"/> , <input type="text"/> 万円 (税抜き) 給排水設備 <input type="text"/> , <input type="text"/> 万円 (税抜き) 灰出し設備 <input type="text"/> , <input type="text"/> 万円 (税抜き) 計装設備 <input type="text"/> , <input type="text"/> 万円 (税抜き) 受変電設備 <input type="text"/> , <input type="text"/> 万円 (税抜き) その他附属機器 (<input type="text"/> , <input type="text"/>) <input type="text"/> , <input type="text"/> 万円 (税抜き)	
③ 工事費(注7)	<input type="text"/> , <input type="text"/> , <input type="text"/> 万円 (税抜き)	
基礎・土工工事 <input type="text"/> , <input type="text"/> 万円 (税抜き) 据付工事 <input type="text"/> , <input type="text"/> 万円 (税抜き) 電気配管工事 <input type="text"/> , <input type="text"/> 万円 (税抜き) 附帯工事 <input type="text"/> , <input type="text"/> 万円 (税抜き) その他 (<input type="text"/> , <input type="text"/>) <input type="text"/> , <input type="text"/> 万円 (税抜き)		
④ 接続費(注8)	<input type="text"/> , <input type="text"/> , <input type="text"/> 万円 (税抜き)	
電源線 <input type="text"/> , <input type="text"/> 万円 (税抜き) 遮断機敷設費 <input type="text"/> , <input type="text"/> 万円 (税抜き) 計量器 <input type="text"/> , <input type="text"/> 万円 (税抜き) その他 (<input type="text"/> , <input type="text"/>) <input type="text"/> , <input type="text"/> 万円 (税抜き)		
⑤ その他(注9)	<input type="text"/> , <input type="text"/> , <input type="text"/> 万円 (税抜き)	
() <input type="text"/> , <input type="text"/> 万円 (税抜き) () <input type="text"/> , <input type="text"/> 万円 (税抜き)		
合計	<input type="text"/> , <input type="text"/> , <input type="text"/> 万円 (税抜き) (①+②+③+④+⑤)	
(国または地方自治体より補助金等を受給して設置した場合、以下項目を記載)		
補助事業名	() 補助主体 ()	
補助金額	<input type="text"/> , <input type="text"/> , <input type="text"/> 万円 (税抜き)	
【備考】		

設置期間	事前調査	平成	□□	年	□□	月	～	平成	□□	年	□□	月	計	□□	ヶ月
	基本設計	平成	□□	年	□□	月	～	平成	□□	年	□□	月	計	□□	ヶ月
	実施設計	平成	□□	年	□□	月	～	平成	□□	年	□□	月	計	□□	ヶ月
	基礎・土木工事	平成	□□	年	□□	月	～	平成	□□	年	□□	月	計	□□	ヶ月
	掘付・電気配管・附帯工事 接続に関する工事	平成	□□	年	□□	月	～	平成	□□	年	□□	月	計	□□	ヶ月
総期間	平成		□□	年	□□	月	～	平成	□□	年	□□	月	計	□□	ヶ月

運転維持費 (注10)	対象期間 (注11)	平成 □□年□□月 ～ 平成 □□年□□月	
	① バイオマス燃料費 (注12) (税抜き) 燃料①() □□□, □□□ 万円/年	使用量 □□. □ 万トン/年	燃料単価 □□, □□□ 円/トン
		含水率 □□. □ %	バイオマス比率 □□. □□□ % (注13)
		年間売電量 □, □□□, □□□, □□□ kWh/年	
	燃料②() □□□, □□□ 万円/年	使用量 □□. □ 万トン/年	燃料単価 □□, □□□ 円/トン
		含水率 □□. □ %	バイオマス比率 □□. □□□ % (注13)
		年間売電量 □, □□□, □□□, □□□ kWh/年	
	燃料③() □□□, □□□ 万円/年	使用量 □□. □ 万トン/年	燃料単価 □□, □□□ 円/トン
		含水率 □□. □ %	バイオマス比率 □□. □□□ % (注13)
		年間売電量 □, □□□, □□□, □□□ kWh/年	
② 土地等賃借料 (注14)	□□□, □□□ 万円/年 (税抜き)	概要	(概要、内訳等)
③ 修繕費 (注15)	□□□, □□□ 万円/年 (税抜き)	概要	(概要、内訳等)
④ 諸費 (注16)	□□□, □□□ 万円/年 (税抜き)	概要	(概要、内訳等)
⑤ 一般管理費 (注17)	□□□, □□□ 万円/年 (税抜き)	概要	(概要、内訳等)
⑥ 人件費 (注18)	□□□, □□□ 万円/年 (税抜き)	概要	(概要、内訳等)
⑦ 法人事業税・ 固定資産税	□□□, □□□ 万円/年	概要	
⑧ 保険料	□□□, □□□ 万円/年 (税抜き)	概要	(概要、内訳等)
⑨ その他 (注9)	□□□, □□□ 万円/年 (税抜き)	概要	() □□□, □□□ 万円 (税抜き) () □□□, □□□ 万円 (税抜き)
合計	□□□, □□□ 万円/年 (税抜き)	(①+②+③+④+⑤+⑥+⑦+⑧+⑨)	

運転実績	年間発電量	□, □□□, □□□, □□□ kWh/年
	年間売電量	□, □□□, □□□, □□□ kWh/年
	所内率(注19)	□□. □ % 備考 ()
※計量期間 平成 □□年□□月 ～ 平成 □□年□□月		

連絡先 (注20)	所属	
	氏名	
	電話番号	□□□□-□□□□-□□□□
	FAX番号	□□□□-□□□□-□□□□
	メールアドレス	

- (注1) 認定発電設備の発電事業者が報告すること。
- (注2) 届出書を提出する担当地方局は次の記号にて記載すること。(認定申請時と同一の地方局)
A: 北海道経済産業局、B: 東北経済産業局、C: 関東経済産業局、D: 中部経済産業局、E: 近畿経済産業局、
F: 中国経済産業局、G: 四国経済産業局、H: 九州経済産業局、I: 内閣府沖縄総合事務局
- (注3) 全ての費用について、消費税抜きで記載すること(万円以下は四捨五入)。また、一括発注、一括施工の場合であっても、受注元に確認の上、各項目の内訳について記載すること。また、提出設備数が複数となる場合には、設備毎に様式を作成すること。また、実際に再生可能エネルギー発電設備及びその附属設備の設置等のために支払った費用を記載すること(販売店等からの割引を受けた際は、当該割引分を反映した価格を記載すること)。
- (注4) 将来の当該設備撤去に要する費用について、想定している額がある場合は記載すること。
- (注5) 設備導入に必要な機械装置等の設計費を記載すること。
- (注6) 設備導入事業に必要な機械装置等の購入、製造等に必要経費を記載すること。
- (注7) 系統接続に関する工事費は除く。
- (注8) 当該発電所から電気事業者の電気工作物までの電源線、及び接続に関する工事費等を記載すること。
「電力会社負担金」として支出している場合は、その内訳について、項目毎に記載すること。
- (注9) 建設段階の保険料等、その他の費用がある場合は、その費目ごとに金額を記載すること。
- (注10) 初回の「再生可能エネルギー発電設備設置・運転費用年報」提出から1年間における、当該認定発電設備の年間の運転に要した費用の内容を記載すること。また、外部委託等で、一括計上される場合も、その内訳について項目毎に記載すること。
- (注11) 運転維持費の報告対象となる期間(原則1年間)の期初月と期末月を記載すること。
- (注12) 使用した燃料別に、燃料名(間伐材等)、総額、量、燃料単価、含水率、年間売電量、バイオマス比率を記載すること。
- (注13) 燃料別の年間売電量を、全体の年間売電量で除すことで、算出すること。
- (注14) 借地に設置する際に実際の賃借料として支払った金額等を記載すること。
- (注15) 設備の修繕や保守に必要な金額を記載すること。
- (注16) セキュリティに関する費用等について記載すること。
- (注17) 行政機関への申請費や、事務所経費等について記載すること(人件費を除く)。
- (注18) 電気主任技術者や、保守要員等に支払った金額を、その内訳毎に記載すること。
- (注19) 発電量全体に占める発電設備自体で使用する電力量(所内消費量)の割合を指す。
※発電した電力を専用線により全量売電している場合においては、「発電量－売電量＝所内消費量」となる。
※発電設備以外で自家消費して余剰電力を売電する場合など、所内消費の測定が困難な場合においては、発電に必要な設備の消費電力から計算上の所内消費量を求めて所内率を算出するなど、備考欄に計算方法を示した上で、分かる範囲内で記載すること。
※発電量は、積算電力計を設置して積算することが望ましいが、出力モニター等で測定することも可能。
- (注20) 「再生可能エネルギー発電設備設置・運転費用年報」の記載内容に関する照会等に際して実務を担当する者の連絡先を記載すること。

備考

- ・用紙の大きさは、図面、表等やむを得ないものを除き、日本工業規格A4とすること。
- ・氏名を記載し押印することに代えて署名することができる。この場合において、署名は必ず本人が自署すること。
- ・各費用項目について、証拠書類の提出は不要。ただし、実際に支払った費用とは異なる費用が記載された際は、虚偽の報告をしたものとみなし、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及び下位法令に基づき、認定の取り消しもありうる点、あらかじめ留意すること。

V 検討会の設置・運営

1. 検討会の設置

学識経験者を含む検討会（平成 26 年度廃棄物発電の高度化支援事業検討会）を設置し、本業務を進めるにあたって必要な助言を得た。また、廃棄物発電のネットワーク化に係るシミュレーション等の評価・検討に当たっては、現場の運転管理に精通する自治体担当者等の協力を得るため、検討会の承認を得て、検討会委員、地方公共団体、プラントメーカーで構成する作業部会を設置して検討を行った。

(1) 検討内容

検討会は 3 回開催し、専門的な立場からの助言を受け、本業務に反映させた。また、作業部会は自治体グループ、メーカーグループで各 1 回、合同で 1 回の計 3 回開催した。作業部会では改正電気事業法を見据えた廃棄物発電ネットワークの仕組みづくりの検討やネットワークシミュレーションの評価・検討等を行い、本業務に反映させた。

各検討会、作業部会における主な検討内容を表 V-1-(1)-1 に示す。

表 V-1-(1)-1 各検討会における主な検討内容

検討会	検討内容
第 1 回検討会	<ul style="list-style-type: none">・検討会設置要綱の確認と作業部会設置の承認・前年度検討結果と平成 26 年度業務における課題・実施計画
第 2 回検討会	<ul style="list-style-type: none">・本業務の背景の再確認・各調査項目の中間報告
第 3 回検討会	<ul style="list-style-type: none">・各調査項目の最終とりまとめ要旨と報告書案の確認・次年度以降に係る支援計画等の検討
第 1 回作業部会 (自治体グループ)	<ul style="list-style-type: none">・ネットワーク仕組みづくりと電気事業法改正の動き・ネットワークにおける発電事業者・発電事業者の定義、解釈・発電量及び送電端電力量の計画値の現状・ネットワークシミュレーションのための電力量等データ
第 2 回作業部会 (メーカーグループ)	<ul style="list-style-type: none">・ネットワーク仕組みづくりと電気事業法改正の動き・ネットワークにおける発電事業者・発電事業者の定義、解釈・発電量及び送電端電力量の計画値の現状
第 3 回作業部会 (合同)	<ul style="list-style-type: none">・電力システム改革の検討状況・ネットワークに向けた自治体の考え・計画停止に対応した発電量増加運転について・計画値同時同量の設定及び運転の考え方

(2) 検討会・作業部会開催日時

- 第1回検討会：平成26年 9月18日(木) 10:00~12:00
第2回検討会：平成26年12月25日(木) 14:00~16:30
第3回検討会：平成27年 3月13日(金) 13:30~17:00
第1回作業部会：平成26年 9月30日(火) 10:00~12:00
第2回作業部会：平成26年10月 8日(水) 10:00~12:00
第3回作業部会：平成27年 1月27日(火) 14:00~16:30

(3) 委員構成

(敬称略、◎委員長)

(学識経験者)

- ◎加藤政一 東京電機大学 工学部電気電子工学科 教授
川本克也 岡山大学大学院 環境生命科学研究科循環型社会形成学講座 教授
高岡昌輝 京都大学大学院 地球環境学堂 地球益学廊 教授
田中 勝 鳥取環境大学 サステイナビリティ研究所 教授

(自治体)

- 高橋俊道 北九州市 環境局環境未来都市推進室 スマートインダクトリ担当 係員
柳井 薫 東京二十三区清掃一部事務組合 総務部企画室長事務取扱総務部担当部長
荒井喜久雄 公益社団法人 全国都市清掃会議 技術部長

(産業界)

- 宇野 晋 一般社団法人 日本環境衛生施設工業会 技術委員長
千歳昭博 東京エコサービス(株) 事業開発部 部長
原 靖彦 荏原環境プラント(株) 営業本部 プロジェクト営業統括部 プロジェクト営業企画室 室長
石井敏康 東京ガス(株) 執行役員 総合エネルギー事業部部長

(オブザーバー)

- 木村 浩 武蔵野市 環境部 参事

(4) 作業部会の構成

1) 地方公共団体グループ

- ・川口市
- ・川越市
- ・相模原市
- ・長野広域連合
- ・浜松市
- ・ふじみ衛生組合
- ・町田市
- ・武蔵野市
- ・横須賀市
- ・横浜市

2) プラントメーカー

- ・株式会社 IHI 環境エンジニアリング
- ・荏原環境プラント株式会社
- ・株式会社川崎技研
- ・川崎重工業株式会社
- ・クボタ環境サービス株式会社
- ・JFE エンジニアリング株式会社
- ・株式会社神鋼環境ソリューション
- ・新日鉄住金エンジニアリング株式会社
- ・株式会社タクマ
- ・東京エコサービス株式会社
- ・日立造船株式会社
- ・三菱重工環境・化学エンジニアリング株式会社

2. 検討会における委員からの主な指摘事項と対応

検討会を通して委員から指摘された主な事項と、これに対する対応（本業務への反映等）の経過を以下に示す。

(1) 第1回検討会

1) 全体

No	委員指摘事項	対応
1	<ul style="list-style-type: none"> ・廃棄物発電の高度化は広域化による施設の大規模化が有効。諸外国に比べて日本の廃棄物発電の効率が低いのは、大規模化ができていないからである。また発電量増強に向けて焼却対象ごみ（紙、プラスチック）をどうするかという制度面の論点もある。本業務には大規模化等についての検討は盛り込まれていないのか。 ・小規模施設の集約化が進まない理由は明確であり、その点を踏まえる必要がある。 	<ul style="list-style-type: none"> ・本事業における背景と「増強方策」の考え方を整理した。

2) 廃棄物発電の増強方策に係る実証

No	委員指摘事項	対応
1	<ul style="list-style-type: none"> ・複数の方策を組み合わせる実施している施設について、一つの方策の効果だけを取り出して評価することは難しいのではないかと。 ・増強方策が効果はあるという事はわかっているので、実際に自治体等がその方策を使う時に役立つ情報、例えば、イニシャルコストはかかるが売電収入は増える等の考え方に資するデータの取り方、情報の整理をすることが重要である。そのためにはプラントメーカーの設計思想をくみ取る調査方法が望まれる。 	<ul style="list-style-type: none"> ・「エネルギー回収型廃棄物処理施設整備マニュアル」を参考に、個別方策について、発電効率アップへの寄与への割り振りを試みた。しかし、発電効率アップをすべて割り振ることはできず、また、規模によっても効果が異なると考えられるため、個別評価は困難である。 ・経済的効果については、データを取得し、整理した。施設の個別事情については、報告の各施設の改造内容、発電増強内容で示した。

3) 中小都市における廃棄物エネルギーの利用方策の検討

No	委員指摘事項	対応
1	<ul style="list-style-type: none"> ・エネルギー特別会計を活用する場合、固定価格買取制度との併用はできないことに留意する必要がある。 	<ul style="list-style-type: none"> ・経済性の検討にあたって、FIT制度の活用可否を考慮する。
2	<ul style="list-style-type: none"> ・RDF施設は、平成15年に爆発事故があつて以降、新設されていない経緯があるので、企業とタイアップしてRDFが有効利用できる可能性が示せれば、RDF活用の道もつながるのではないかと。 	<ul style="list-style-type: none"> ・最近10年間で重油価格上昇からRDFの熱利用によるメリットが大幅に増加し、また、重油代替燃料としてCO₂削減効果が大きいことから、提案したRDF活用事例1及び事例2の費用対効果、CO₂削減効果

		<p>が大きいことがわかる。従って、企業とタイアップして RDF が有効利用できる可能性を企業、自治体等に示すことにより、RDF 活用につながると考える。</p>
--	--	---

4) 廃棄物エネルギーの安定供給方策の検討

No	委員指摘事項	対応
1	<ul style="list-style-type: none"> ・ヒアリング対象は自治体、メーカそれぞれのくらいするつもりなのか。 	<ul style="list-style-type: none"> ・メーカについては7社に対しヒアリングを行った。自治体については、災害時の再稼働対策ができていと考えられる自治体にヒアリングすることとしており、ヒアリング済みの自治体と現在候補としている自治体の合計で3自治体。
2	<ul style="list-style-type: none"> ・各自治体の備蓄の必要日数の考え方がまとめられるとよい。 ・内閣府のBCP（業務継続計画）では「1週間外部からの供給無し」の場合を条件としているので参考になるのではないか。 ・自治体の現状はコンサルタントが詳しいので情報提供をお願いしたらどうか。 	<ul style="list-style-type: none"> ・各自治体の備蓄の必要日数については、ヒアリングした自治体の考え方を、事例的に取りまとめる予定。 ・必要な電力（発電機の能力）、燃料及び水の確保すべき量については、考え方を示すこととし、それぞれの自治体の実情に応じて設計すべきことを課題として提示する予定。（内閣府のBCPについては、一例として記載することを検討） ・自治体以外でも、災害時の再稼働について知見を持つ者がいれば、必要に応じてヒアリングを行う。具体のヒアリング対象者は引き続き情報収集中。
3	<ul style="list-style-type: none"> ・ヒアリングの際にはどのくらいの非常時規模を想定するのか、必要な電力はどのくらいか等、条件を具体化してヒアリングすることが重要である。大手ゼネコンには建築側の設計として必ず対応部署があるので、情報提供をお願いしたらどうか。 	<ul style="list-style-type: none"> ・自治体以外でも、災害時の再稼働について知見を持つ者がいれば、必要に応じてヒアリングを行う。具体のヒアリング対象者は引き続き情報収集中。

5) 廃棄物発電のネットワークに係るシミュレーション等

No	委員指摘事項	対応
1	<ul style="list-style-type: none"> ・100 t/日以下の小規模施設でも頑張っ発電を行っているところはある。次年度以降は、小規模施設の自治体もネットワーク検討の作業部会メンバーに入れてはどうか。 	<ul style="list-style-type: none"> ・今年度の作業部会では、一定地域内（関東近域）における中小規模の施設で構成している。今後、ネットワーク化の可能性を踏まえて、小規模施設の参加も検討する。
2	<ul style="list-style-type: none"> ・ネットワーク化しても、規模が小さいと固定費率が高くメリットが出にくい。ネットワーク化でどのくらい固定費が減るかがポイントである。 	<ul style="list-style-type: none"> ・ネットワークの経済性については、次年度以降に実施するFS調査の計画に盛り込み、検証していく。

3	<ul style="list-style-type: none"> ・そもそも計画値同時同量のみの情報提供でよいか。計画値同時同量か従来どおり（PPSによる実同時同量）かを選択する場合の考え方を整理できるとよい。 	<ul style="list-style-type: none"> ・経産省の制度設計ワーキングでは、原則として計画値同時同量に統合していく方向としつつ、FIT制度との整合性から、一部特例措置を設けることも検討されている。これらの動向を踏まえたうえで、廃棄物発電の対応の考え方を検討する。
4	<ul style="list-style-type: none"> ・計画値同時同量の制度については、本日（平成26年9月18日）行われている第8回制度設計ワーキンググループでほぼ決まっていくだろう。改正電気事業法の動きをよく追っていないといけない。 	<ul style="list-style-type: none"> ・本年度のシミュレーションにおいても計画値同時同量及び実同時同量の双方の観点から踏まえて需給バランスの取り方を検討する。
5	<ul style="list-style-type: none"> ・余剰電力を調査するとしているが、シミュレーションする時は自己使用量と付帯施設への供給電力量は分けて整理する必要がある。 	<ul style="list-style-type: none"> ・自己消費量と付帯施設への供給量の取扱いを整理したうえで、シミュレーションを行う。

（2）第2回検討会

1）廃棄物発電の増強方策に係る実証

No	委員指摘事項	対応
1	<ul style="list-style-type: none"> ・高温高压ボイラ導入方策のケース（A市）で、当初計画時の発電効率をそもそも達していない理由は何か。 ・経済性の評価は実績値を用いているとすれば、PPSとの単年度契約の場合、売電単価の変動が大きく、評価が難しいのではないか。 ・売電収入増加額について、比較前後の売電単価に相違があるのではないか。 ・建替えより延命化のLCCが優れているとあるが、ケースによってはそうでない場合もあるのではないか。 	<ul style="list-style-type: none"> ・A市のケースの個別の状況について整理する。
2	<ul style="list-style-type: none"> ・B市の例で、逆潮流化で6.1%効率アップとあるが、改造前後で運転パターンが変わっているため比較は難しいのではないか。 	<ul style="list-style-type: none"> ・運転パターンが改造前後で大きく異なっていることを明記する。

2）次年度以降の廃棄物発電増強方策の実証に向けた提案

No	委員指摘事項	対応
1	<ul style="list-style-type: none"> ・市のケースで、高温腐食の抑制メリットはどう評価するのか。寿命の観点からメリットとしてだしていくのか。 	<ul style="list-style-type: none"> ・増強方策に付随する観点として検討する。
2	<ul style="list-style-type: none"> ・G組合クリーンセンターの処理量は単純に発酵施設と焼却施設の合計ではないので注意が必要。 	<ul style="list-style-type: none"> ・実際のごみ処理量を基に整理する。

3) 中小都市における廃棄物エネルギーの利用方策の検討

No	委員指摘事項	対応
1	<ul style="list-style-type: none"> ・2 炉構成の場合（1 炉稼働時）の問題など懸念される事項は問題として出しておいた方がよい。 	<ul style="list-style-type: none"> ・2 炉構成の場合だと採算が取れない可能性が高いため、課題として整理する。
2	<ul style="list-style-type: none"> ・現行 RDF 発電施設の評価が必要ではないか。 	<ul style="list-style-type: none"> ・今後の課題とする。
3	<ul style="list-style-type: none"> ・自治体に RDF を選択してもらうためには、RDF の利用者側ではなく、供給側＝自治体にとってのメリットを示す必要があるのではないか。 	<ul style="list-style-type: none"> ・自治体で RDF 施設を継続する場合と、焼却施設に建て替える場合との比較検討を行う。

4) 廃棄物発電のネットワークに係るシミュレーション等

No	委員指摘事項	対応
1	<ul style="list-style-type: none"> ・「変動運転は効果的でないとする意見もある。」とあるが、これからの流れは計画値同時同量であり、変動運転にも取り組んでいかなければならないのではないか。 	<ul style="list-style-type: none"> ・変動運転の実現可能性についてプラントメーカーへのヒアリングを行い、課題等を整理する。
2	<ul style="list-style-type: none"> ・他者との契約は「突発的停止等による不足電力の調達方法としては適さない」とあるが、必ずしもそうとは言えない場合もあるので、表現方法を変えた方がよい。 ・市場調達について、これまでの国内市場でもスパイクが（0.5～1h 単位で）発生している。PPS はそのようなリスクは織り込み済みなので、問題ない。 ・価格決定メカニズムが両者で異なることに留意する必要がある。日本では、現在スポット市場、4 時間前市場でオークション方式であるが、1 時間前市場創設でザラバ方式になると、日本でもカリフォルニアと同様の事態が生じる可能性がある。 	<ul style="list-style-type: none"> ・不足電力の調達方法について、具体的にどうすればよいか選択肢を示す。
3	<ul style="list-style-type: none"> ・計画値同時同量の精度を高めるとあるが、どこまでの精度を求めるのか分かりにくい。計画値の設定の問題と捉えてよいか。来年度 FS に関しメーカーへの依頼内容は計画値の設定なのか、計画値に合わせた運転なのか。 ・インバランス状況になるくらいなら低く設定しておいて蒸気をバイパスすることも一つの方法。 	<ul style="list-style-type: none"> ・プラントメーカーへのヒアリングにより、計画値同時同量への対応の考え方を整理する。

(3) 第3回検討会

1) 廃棄物発電の増強方針に係る実証

No	委員指摘事項	対応
1	・CO ₂ 排出係数を統一する。	・温室効果ガス総排出量算定に用いる平成25年度の排出係数代替値 0.551 (kg-CO ₂ /kWh) を用いることとする。
2	・武蔵野市が、市民の意見を聞いて白煙防止の廃止を決定したことをコラム的に取り上げる。	・情報を整理し、武蔵野市に確認を取り、報告書に記載することとする。

2) 次年度以降の廃棄物発電増強方針の実証に向けた提案

No	委員指摘事項	対応
1	・施設規模に応じた発電量、売電量をもとに、FIT 売電単価の違いも踏まえてコンバインド処理例を比較検討し、どの方式がどの程度の規模になるとメリットが出るか等を整理するとよい。	・施設規模に応じた最適なコンバインド方式について、次年度の検討課題としたい。
2	・コンバインド方式によってはFIT 価格の計算方法を個別に検討する必要がある。F市の例では、総発電量をバイオガスと焼却からの各入熱量で按分して算出している。	・コンバインド方式の場合のFIT 価格の算出方法を十分に確認した上で、経済性の検討を行う。
3	・試算値を算出する際の入熱量は、可能であれば実際のごみ質調査結果を活用するなど、実態を踏まえたものにすべき。	・試算値の算出時に留意する。

3) 廃棄物エネルギーの効率的利用に係るケーススタディ

No	委員指摘事項	対応
1	・I 清掃工場と J 清掃工場におけるタービン入口の蒸気条件、及び、1施設においてタービン出口の蒸気圧力が設計値と異なる。	・報告書本文の別のページに記載していたボイラ発生蒸気条件を転記していた。また、タービン出口蒸気圧力は参照した資料が、委員指摘の数値または箇所と違っていた。ご指摘の設計値により、訂正する。また、他自治体の1施設についても、同様のミスがないか確認のうえ、修正することとしたい。
2	・I 清掃工場について、平成27年2月に一般廃棄物処理基本計画が改定されたとの記載は正しいが、その内容に誤りがある。	・平成27年2月以前の計画書を誤って参照していた。概要についてご指摘の文章のとおり修正し、本文についても当該計画書の記載に基づき改めることとする。
3	・「熱利用も含めて廃棄物エネルギーの利用効率を高め二酸化炭素排出量を削減するための課題(案)」に示されたボイラの高温高圧化については、既に各社からも最近になって450℃程度の研究開発の進展の発表がみられ	・将来的な発電効率向上に向けた課題の記載として、「技術開発プロジェクト」に限定せず、「技術開発・実証及び導入促進のための新たなプロジェクト」と表現を修正する。

No	委員指摘事項	対応
	<p>る。500℃10MPa もリスクはあるが、過熱器について汎用材料で交換頻度を高める若しくは高価な材料を使用することにより、技術的には可能。ただし 300t/日以上の規模に適用すべき。</p> <p>今後は、発電効率の競争のみならず、熱の活用についても検討を進めることが有意義である。</p>	<p>・「熱供給の特性・対象」の部分に「本調査で判明した課題も踏まえ、熱供給を拡大するための方策も改めて検討されるべきではないか。」と追記する。</p> <p>なお、検討会当日に口頭でも補足したが、NEDO プロジェクトの際よりも売電単価が上昇しており高温高压化が有利になった状況変化、及び、4MPa400℃の合理性について、図中に吹き出しで説明を入れていたはずが弊社編集ミスで削除されていたので、追記する。</p>
4	<p>・エクセルギー等について分かりやすい用語説明が必要。</p>	<p>・概要にもエクセルギー等の用語説明を追加する。</p>

4) 中小都市における廃棄物エネルギーの利用方策の検討（バイオマスコンバインド）

No	委員指摘事項	対応
1	<p>・バイオマスとのコンバインド発電検討については、L市計画より、林地残材 25,000t/年を想定して 80t/日のバイオマスボイラで検討していることを明確にすること。</p>	<p>・報告書本文中の「2) 検討概要」及び「8) その他検討」において、「林地残材約 25,000t/年の処理を想定して処理能力 80 t/日のバイオマスボイラとのコンバインド発電を検討した。」旨を追記する。</p>

5) 中小都市における廃棄物エネルギーの利用方策の検討(RDF)

No	委員指摘事項	対応
1	<p>・廃棄物エネルギー回収効果 (RDF VS. 焼却) 試算表の解説を追記すること。</p>	<p>・報告書に追記する。</p>

6) 災害時におけるエネルギーの安定供給方策の検討

No	委員指摘事項	対応
1	<p>・「災害時のエネルギー供給先は、場内及び周辺施設(自営性によるもの)を想定」とあるのは、平常時にはこれらの施設に供給しないとの誤解を招く。</p>	<p>・該当部分の意図が災害時の売電を想定していないことが明確となるよう報告書を修正する。</p>
2	<p>・事例調査の事例はそれぞれ意図があることが明確に読みとれるようにすべき。</p>	<p>・災害時のエネルギー供給を目的としないものが含まれていることを報告書に明示した。</p>

7) 廃棄物発電ネットワークについて

No	委員指摘事項	対応
1	<p>・電力融通による買電制御について、利点は△なのか。夜間は融通できるし、その他の項目も現在よりよくなるというスタンスで評価している。</p>	<p>・ご指摘の通り、夜間の融通等の利点はあるが、電力融通による買電制御の検討については「PPS との契約の中で、どのように電力融通というメリットをきちんと確保</p>

No	委員指摘事項	対応
		<p>できるようにできるか」がカギであり、そのためには、「自治体関与 PPS が必要であることを強調することが重要」と考える。このストーリーで自治体に情報提供するために、この事項は△としたうえで、「従って、自治体関与 PPS による契約でこの利点を確保できるかがカギである」と記述している。</p>
2	<p>地産率、地消率について、</p> <ul style="list-style-type: none"> ・地産率の定義は「供給量／需要量」でよいのではないか。 ・学校を対象としていることを定義で明確にしたらどうか。 	<ul style="list-style-type: none"> ・地産率の定義を、単純に「想定する需要電力量に対しどれだけ廃棄物発電電力を供給できたか」ということにし、時間軸を考慮せず、ご指摘の通り、「供給量／需要量」と定義する）。従って、供給できない時期があっても 100%以上の場合がある。地消率については、「供給した電力量をどれだけ需要側で消費したか」ということになり、この場合は、余剰分や消費できなかった夜間分を差し引く必要がある。従って、報告書案どおり「(供給－余剰)／供給」とする。 以上から、「ネットワークでの電力供給や利用の仕方が高度化されているかを示すもの」とする表現は削除する。 ・需要パターンを特に意識して定義しているので、「公共施設需要電力量に対しての地産率(以下「地産率」という。)」、「公共施設需用電力量での地消率」(以下「地消率」という。)とする。
3	<ul style="list-style-type: none"> ・余剰電力の有効な供給方法として、公共施設であり昼夜一定の電力を消費する浄水施設や下水処理施設への部分供給がある。 	<ul style="list-style-type: none"> ・地消率の説明において、「夜間でも一定量電力需要がある公共施設(浄水施設、下水処理施設等)に余剰電力を部分供給する」を加えることとする。
4	<ul style="list-style-type: none"> ・計画値同時同量への対応説明がわかりにくい。 	<ul style="list-style-type: none"> ・計画値同時同量、蒸発量一定制御運転の記載内容を、以下のように修文する。 「ストーカ炉は給じんと発電とのタイムラグが大きいとため、給じん管理による送電端制御は難しいが、送電端電力を計画値に合わせるための一手法として、タービンパイパスが考えられる。」 ・流動床炉は、給じんに対する応答がよいため、給じん管理による送電端制御は比較的容易である。但し、ごみ質をある程度一定にすることが前提である。 (参考事例) S 市焼却施設(流動床炉)では、

No	委員指摘事項	対応
		送電端電力量（余剰電力量）の計画値に対し、実績が±焼%以下に収まる確率が94%であった。
5	・ガスエンジン運用の経済性について、ガスエンジンの経済性として回収年数を示すのならば、ガスエンジンで発電した電力を小売（販売）した時の利益から算出すべき。	・ガスエンジン等の分散型電源の利用について、小売（販売）事業収入から回収年数を算出した。市場調達に関する事項はすべて削除する。
6	・「最終処分場平均面積」より「合計面積」と表現した方が望ましい。	・「最終処分場平均面積」を「合計面積」に変更する。また、これに対応する文章中の「平均面積」を「合計面積」に変更する。
7	・R市の姿勢（将来再エネで公共施設電力を賄うこと）を加えたらどうか。	・R市の将来像を踏まえ、以下のように修文する。 事業支援計画の概要の特色の項 「廃棄物発電をベース電源としながらも、地域内の他の再生可能エネルギーを地域内ネットワークで有効活用することで、エネルギーの地産地消、地域の低炭素化に貢献する。・・・」

8) 固定価格買取制度の円滑な実施支援

No	委員指摘事項	対応
1	・平成26年度における調達価格等の表を、平成27年度のものに差替えること。	・平成26年度における調達価格等の表を、平成27年度のものに差替えた。

