

今後のごみ発電のあり方研究会

第4期最終報告

2024（令和6）年3月

一般財団法人 日本環境衛生センター

今後のごみ発電のあり方研究会

脱炭素社会に向けた

ごみ発電の利活用促進に向けて



一般財団法人日本環境衛生センター
理事長 南川 秀樹

2020（令和2）年4月から、大手電力会社における送配電部門の法的分離がスタートし、電力システム改革は最終局面に入りました。再生可能エネルギーの大量導入に向けた送配電網の強化に関しては、日本版コネクト&マネージにおけるノンファーム型接続という出力制御を前提としたシステムアクセスが基幹系統からローカル系統へ拡大され、今後の公平な送配電機能の運用が期待される所です。また電力の取引市場においては、容量市場、需給調整市場や非化石価値取引市場などの新たな市場取引がスタートし、電力の持つ様々な価値を十分に生かした運用が求められる時代となりました。これは、FIT制度に加え2022年度からFIP制度が導入されたことで、これまでの固定価格買取という受身の姿勢から、発電者自らが再エネ電力の価値を取引する際、状況を自ら把握し決断する自立の姿勢が求められることに通じるものです。

ごみ発電は、バイオマス分を含むごみをもとにしたカーボンフリーな電力であるとともに、気象条件等に左右されない比較的安定したベースロード電源としての可能性から、小売電気事業者を中心とした地域エネルギー事業における地域電源の一つとして活用される事例が増えており、今後も地域での様々な価値の創出、地域の脱炭素化に向けた積極的な取組みが期待されます。

今後のごみ発電のあり方研究会の第1期では、複数のごみ発電電力を集約し、地域のエネルギー需要に応じていくネットワークの形成によるエネルギーの地産地消効果、平準化・安定化効果、事業採算性について検討し、第2期では、ごみ発電を核とした地域エネルギー事業の実現可能性に焦点を当て、環境省の関連の調査研究と連携しながら、地域エネルギー事業の事業性と地域貢献性について検討を進めてきました。第3期では、新たな電力市場等への対応に加えて、廃棄物エネルギーを地域で利活用していくための方策について、環境省委託事業と連携しながら議論を深めてきました。本報告書における第4期では、2050年カーボンニュートラル（CN）に向けた取組事例をはじめ、脱炭素社会に向けたごみ発電の役割・価値について議論を深めたところです。

従来は国主導だったエネルギー政策は、地域が自らの判断で選択し立案する時代へと変化しており、ごみ発電を中心とする地産エネルギーを、地域でどのように創造し、ネットワークとして利活用していくか、各地域で主体的に検討し、地域の实情に合わせた需給システムを構築していくことが、今後の地方行政にとっても重要な観点になります。そして2050年カーボンニュートラルによる脱炭素社会を見据えた様々な施策を進めていくことが必要となります。本報告書はそのような観点から当センターが有識者や自治体、環境施設メーカー等の皆さんと取り組んだ研究の成果であり、

自治体や多くの関係者のために役立つことを願っています。

日本環境衛生センターは、今後も我が国の持続可能な脱炭素社会の構築に向けて、またさらなる地域活性化・地方創生に向けて、国、地方公共団体、民間事業者等の様々な方々とともに、全力で取り組んでいきたいと考えています。

目次

はじめに	1
研究会の概要	2
1. 趣旨	2
2. 構成	2
3. 研究内容（第4期）	2
4. 研究会実績（第4期）	2
I ごみ発電を取り巻く関連諸制度の変化と対応の考え方	3
1. FIP 制度とごみ発電シミュレーション	3
2. 需給バランス制約による出力制御、送電容量制約による出力制御及びノンファーム型接続による オンライン制御	9
3. 非化石価値取引の制度変化及び需要家の遠隔地等からの再エネ電気の直接調達	18
4. 託送料金の発電側課金	21
5. 容量市場、非化石市場への取組状況	26
II 脱炭素社会に向けたごみ発電の姿	31
1. ごみ発電の現状認識（ごみ発電の価値・特徴）	31
2. 2050年CNに向けたごみ発電の取組事例から見る課題	32
3. 2050年の廃棄物処理施設の姿とごみ発電の価値	37
III 今後のごみ発電のあり方について ―提言―	40

はじめに



この報告は、2013年11月にスタートした日本環境衛生センター「今後のごみ発電のあり方研究会」（以下「研究会」という。）の第4期（2021年度～2023年度）の検討の成果を取りまとめたものです。

研究会（第4期）では、脱炭素社会に向けたごみ発電のあり方を念頭に、電力システムの変化が及ぼすごみ発電・地域エネルギー事業への影響、2050年の廃棄物処理施設の姿とごみ発電の価値及び2050年に向けた取組等に関し、3ヵ年にわたる検討を重ねてきました。

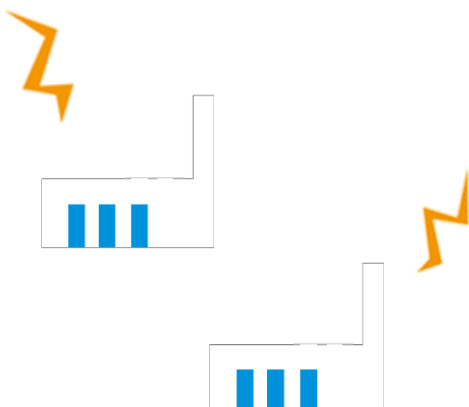
検討の結果、主に次の3点について検証、取りまとめを行いました。

- ◇電力システムの変化とごみ発電・地域エネルギー事業への影響
- ◇脱炭素社会に向けたごみ発電の姿（国の廃棄物処理分野CN構想の課題）
- ◇今後のごみ発電のあり方について提言

2050年カーボンニュートラル（CN）に向けて、一般廃棄物処理施設はCN型炭素循環プラントへの転換、CO₂回収・利用・貯蔵（CCUS）の導入が求められるところ、その中でも、ごみ発電は地域の自立・分散型電源、地域活用電源及び災害時のレジリエンスとして重要な役割を担うと想定されます。また、将来的には、地域一体型のエネルギーシステム（マイクログリッドを含む）の一翼を担うことも可能です。

ごみ処理の脱炭素化は循環経済形成の動きの中で推進されていくものと考え、ごみ処理の姿はこれから大きく変化していくことが予想されています。焼却ごみ量の減少、質の変化による発電量の減少も想定されます。しかし、その様な姿になるまでには地域においてごみ発電の果たす役割は大きなものがあります。多くの課題が山積していますが、本報告を一助として、ごみ発電の高度利用を通じた今後のさらなる地域の脱炭素化が図られることを期待します。

一般財団法人 日本環境衛生センター
今後のごみ発電のあり方研究会（第4期）



I ごみ発電を取り巻く関連諸制度の変化と対応の考え方

1. FIP 制度と発電者収入のシミュレーション

FIP 制度とごみ発電シミュレーションについて、今後のごみ発電のあり方研究会ニュースレター No.2 (2022.10.20) において解説したところですが、この内容を再掲します。

【シミュレーション実施の背景】

固定価格買取制度 (FIT) に加え、2022 年度より新たに実施された FIP 制度は、発電者自らが電力市場又は小売電気事業者との相対契約により電力供給の対価 (市場単価又は契約単価) を得るとともに、基準価格と参照価格との差分を交付金 (プレミアム) として発電者に交付されるものです (図 1 参照)。ここで、参照価格は前年度及び当該年度当月の電力市場価格を基礎とするため、電力市場の動向によりプレミアム単価は変化します。また、小売電気事業者との相対契約の場合に、何をもって契約単価とするかにより発電者収入 (プレミアム単価+契約単価) が変わってきます。特に 2021 年度秋以降、燃料費高騰の影響でスポット市場価格も高騰しており、この状況がいつまで続くか不透明な状況です。このような状況の中、現在の FIT 電源は FIP への移行が可能であり、経済性の観点からその可能性を検討することが重要です。そこで、2021 年度を前年度として、2022 年度~2024 年度のスポット市場価格 (東京エリアプライス) の傾向による発電者の FIP 収入をシミュレーションにより求めました。結果の要旨は以下のとおりです。

【シミュレーションの結果 (要旨)】

(1) FIT との比較

シミュレーションの結果、電力市場で売買することを想定すると、スポット市場 (東京エリアプライス) の年平均価格がバイオマス発電の基準価格である 17 円を上回る状況が続けばプレミアムは少なくとも年間収入は FIT より多くなるとの試算が得られました。一方、スポット市場の年平均価格が 2020 年度のように 17 円/kWh を下回れば、プレミアムの補填により FIT と同等の収入となる (ただし、非 FIT 非化石証書の 0.6 円/kWh 分は下がる) との試算となりました。つまり、今後も電力市場価格の高騰が数年続くと想定すれば FIP への移行に経済的メリットがあり、特に FIT の調達期間があと数年というケースでは、FIP への移行を想定しても良いと考えられます。一方、調達期間がまだ長く残っており、電力市場も早晚落ち着くと想定するのであれば、FIP 移行のメリットは小さいと考えられます。なお、電力市場価格の高騰が落ち着いた場合の基準価格とスポット市場価格との乖離の程度 (17 円/kWh に対しスポット市場価格がどの程度低い) は、年間 FIP 収入に大きな影響はなく FIT 収入と同等の結果となっています。

(2) 相対契約単価の違いによる影響

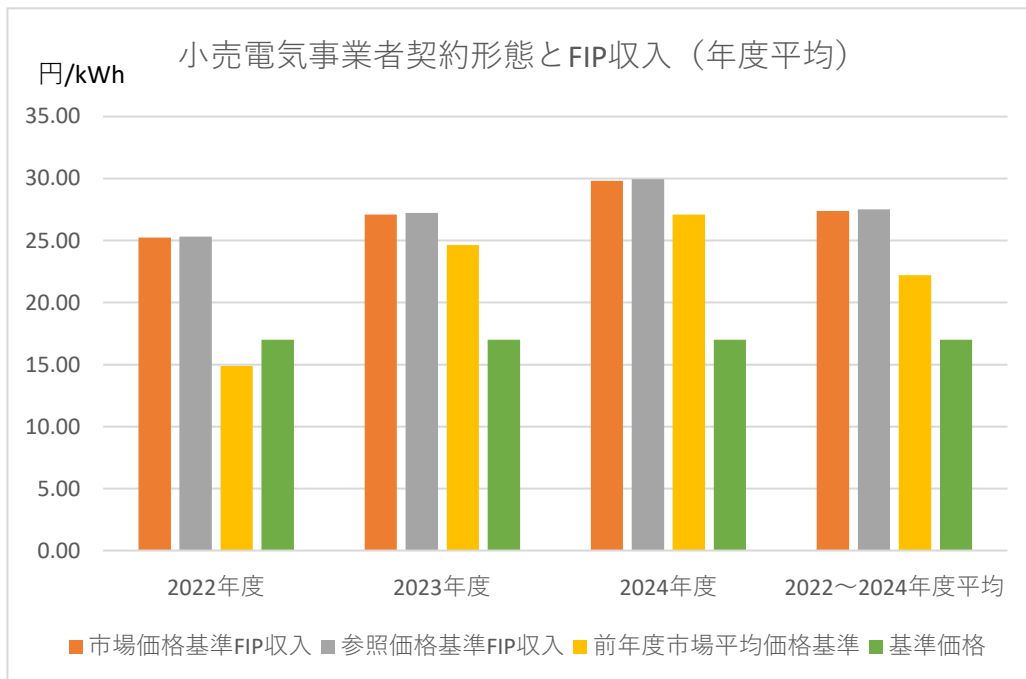
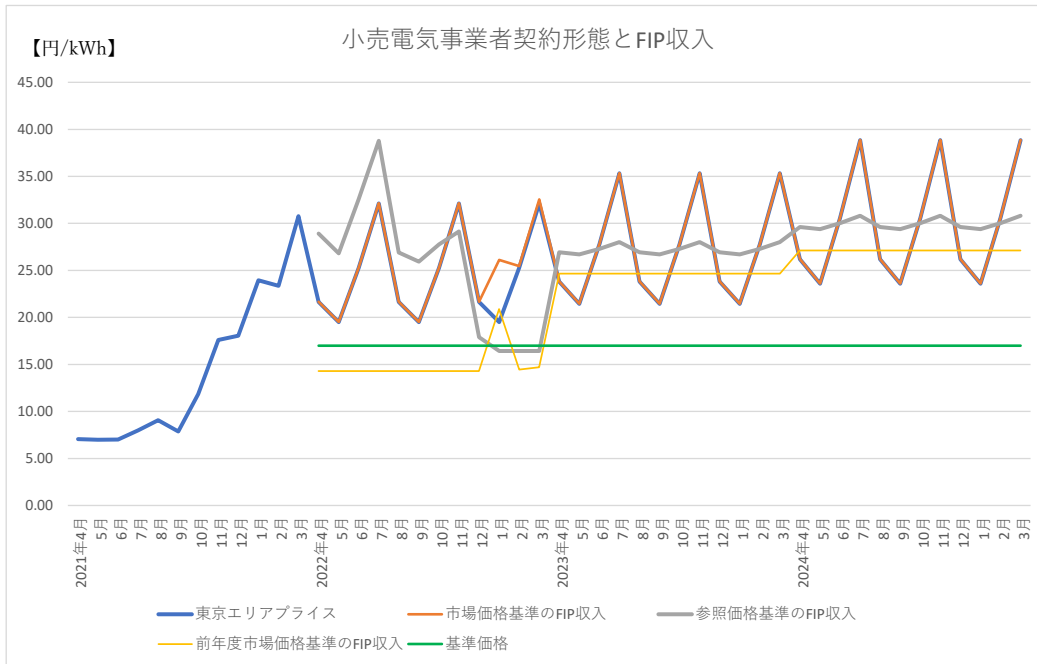
FIP による小売電気事業者との相対契約における契約単価の設定方法については、

- ①当該月のスポット市場価格を基準とするケース (発電者の市場売買と同じ)
- ②FIP の市場参照価格を基準とするケース
- ③固定価格として前年度スポット市場平均価格やベースロード市場価格を参考に設定するケースが

I ごみ発電を取り巻く関連諸制度の変化と対応の考え方

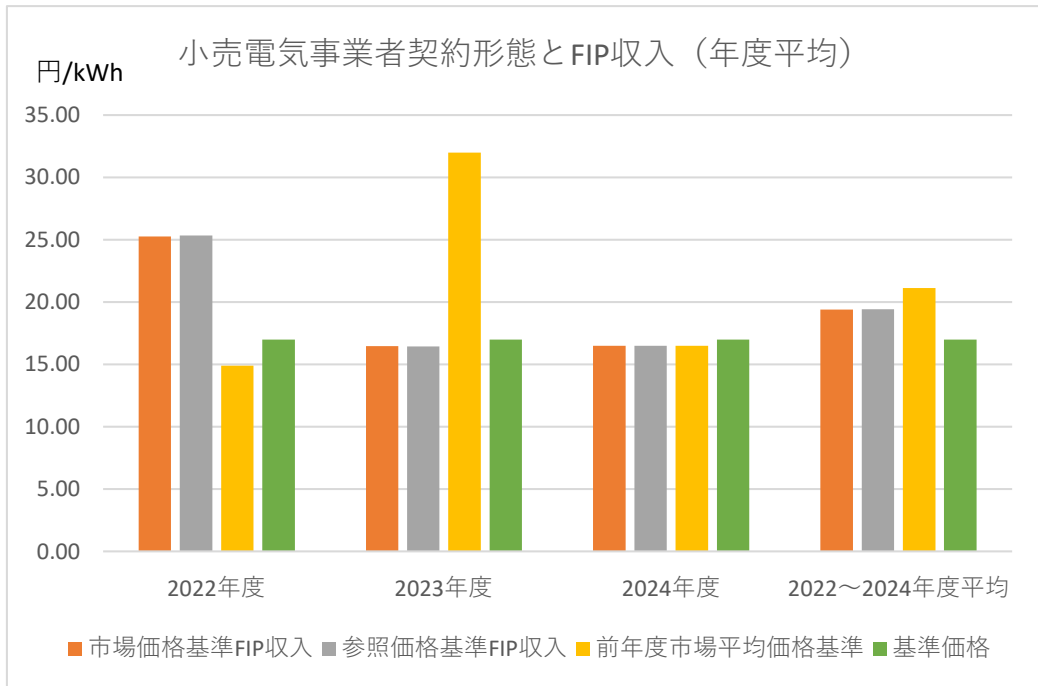
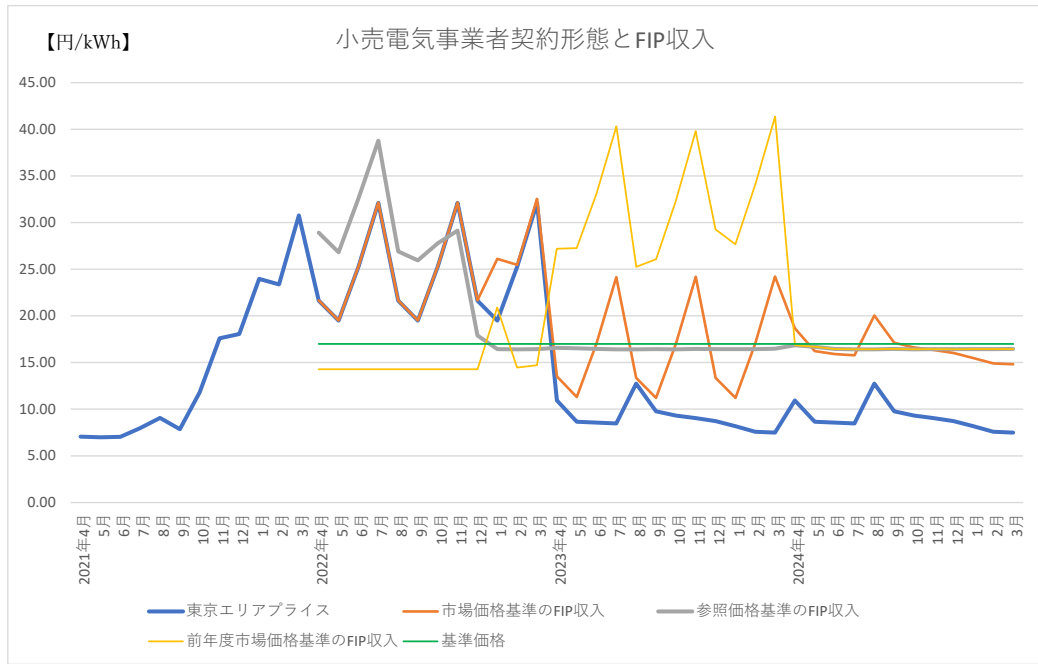
想定されます。

シミュレーションでは、上記①の市場価格基準の FIP 収入はスポット市場価格に応じて月変動し、上記②の市場参照価格基準の FIP 収入はそれが平準化されるどころ、年間収入で見れば両者はほとんど同等となる結果が得られました（一般的に説明されているリスクの多少は月間の場合と推察されます）。一方、例えば上記③のように前年度スポット市場価格（年平均値）を契約単価とすると、市場の変動（年平均）を大きく受けることになり、上記①②と比較するとリスクが増大する結果となりました。



（市場価格の高騰が続くとしたケース）

I ごみ発電を取り巻く関連諸制度の変化と対応の考え方



（市場価格が早晚落ち着くとしたケース）

* 上図において、FIP 収入と FIT 収入の比較は、「市場価格基準 FIP 収入」と「基準価格」を比較します。

（3）小売電気事業者の立場からの相対契約単価設定

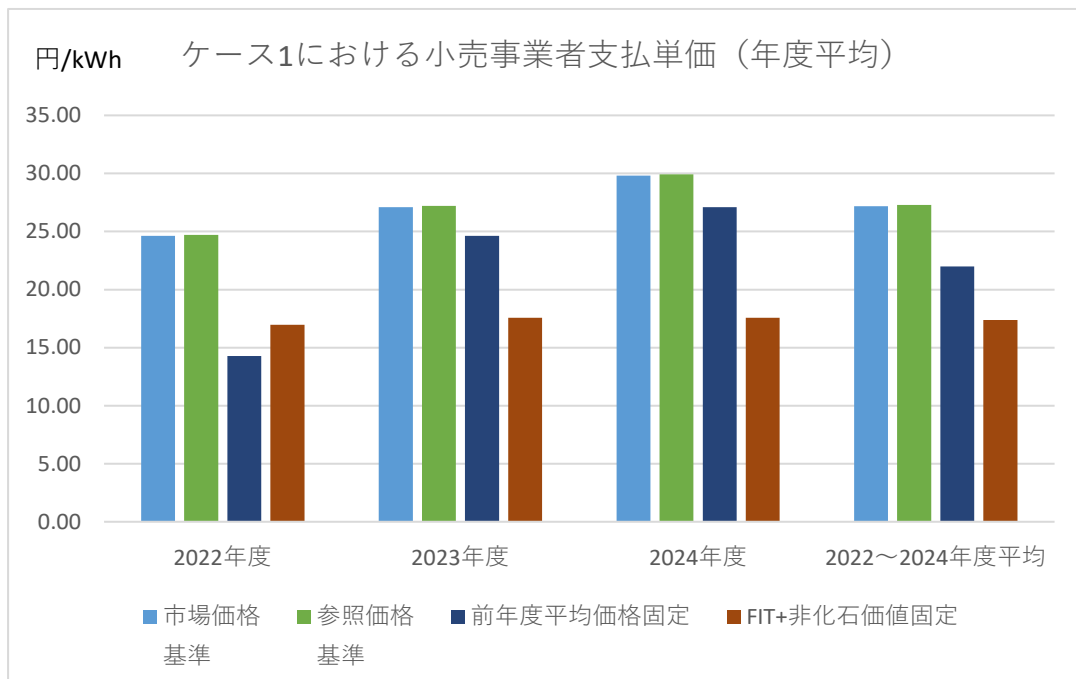
上記は、あくまでも発電者収入という観点から検討したものであり、小売電気事業者の立場に立てば①、②のケースはスポット市場で電力を調達することとほぼ同等の支出となり（再エネ電力を確保するという別の意義はある）、特にスポット市場が高騰している状況では厳しいと考えられます。一方、FIT から FIP への移行という観点に立てば、発電者は従来の固定価格（基準価格）で買取されることが基本的な条件と考えられることから、プレミアム算定で控除される非化石価値相当

I ごみ発電を取り巻く関連諸制度の変化と対応の考え方

分と基準価格の合計額からプレミアム単価を控除した額を固定価格として相対契約することが想定されます。このことから、④「基準価格（17 円/kWh）+非化石価値相当額（0.6 円/kWh）-当該月プレミアム単価」の固定価格で相対契約することを含め、小売電気事業者の支出（契約単価）の観点から改めて検討しました。

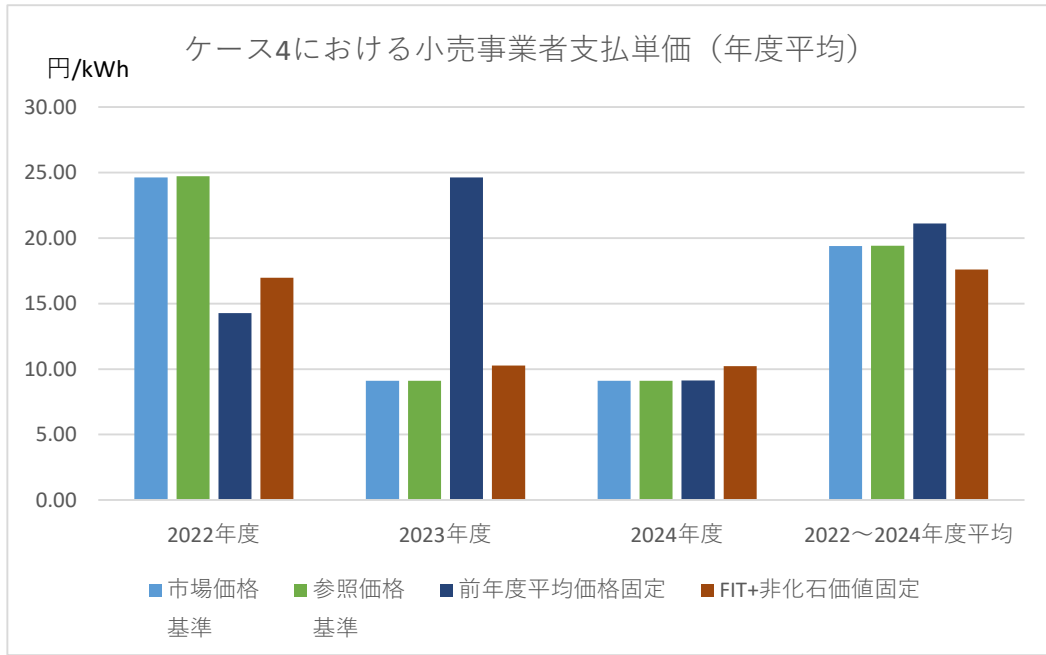
結果として、④を相対契約単価とした場合、スポット市場価格が高騰している状況では、小売電気事業者は明らかに安価に再エネ電力を調達できていることになり、スポット市場価格が早晚落ち着く状況になっても、①～③と比較して大きな差はないと考えられます。つまり、④を相対契約単価とした場合に、ごみ発電は毎月 17.6 円/kWh の収入を確保できるとともに、小売電気事業者にとってはスポット市場価格高騰時に特に有利であり、長期的にはスポット市場価格変動の影響を軽減でき、両者にとって win-win の契約単価設定と考えられます。また、スポット市場が落ち着いた状況における④と（①～③）の差は 1.2 円/kWh 未満であり、契約単価に非化石価値相当額（0.6 円/kWh）を加えていることの影響が大きいと考えます（もちろん非化石価値を小売電気事業者に帰属することの対価ではあります）。

なお、④における当該月プレミアム単価は変動することから、契約時に事前に織り込むことは困難であり、実際の契約手続きには工夫が必要となります。



（市場価格の高騰が続くとしたケース）

I ごみ発電を取り巻く関連諸制度の変化と対応の考え方

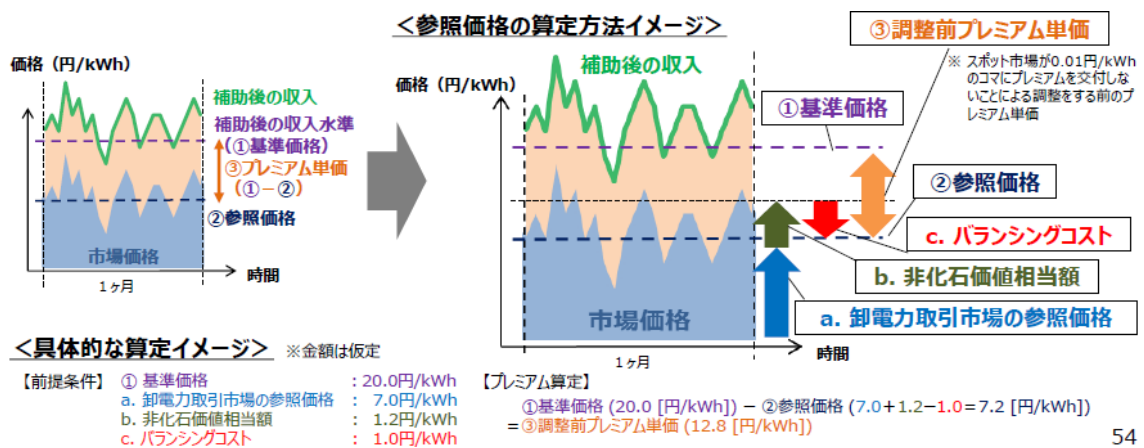


（市場価格が早晚落ち着くとしたケース）

【シミュレーションの前提】

FIP 交付金（プレミアム）単価の算出方法

- ✓ プレミアム単価（調整前）は基準価格から参照価格を控除し求めた。
- ✓ 参照価格は「卸電力取引市場の参照価格」^{注1)}に非化石価値相当額^{注2)}を加え、バランシングコスト^{注3)}を控除して求めた。
- ✓ プレミアム単価（調整前）から、出力制御が発生する時間帯以外を対象にした調整後プレミアム単価を求めた。^{注4)}



54

総合エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会再生可能エネルギー大量導入・次世代ネットワーク小委員会（第23回） 基本政策分科会再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会（第11回） 合同会議（2021年1月13日）
資料1（FIP制度の詳細設計とアグリゲーションビジネスの更なる活性化^④）より

プレミアム単価算出方法

I ごみ発電を取り巻く関連諸制度の変化と対応の考え方

注1) 卸電力取引市場の参照価格の算定

東京エリアプライスを用いて、「前年度市場平均価格+月間補正（当該月の月平均-前年度同月の月平均）」により卸電力取引市場の参照価格を算定しました。ごみ発電は非自然変動電源であることから、1か月分及び1年間分の平均価格は各30分コマ（スポット市場と時間前市場の加重平均）の単純平均としました。また、この数値が負の値になるときは、非化石取引市場の収益を加えて0円/kWhを超える場合を除き、市場参照価格を「0円/kWh」とみなしました（ただしバランシングコストについては外数として扱いました）。

注2) 非化石価値相当額として参照する価格

非化石価値相当額として参照する価格は、直近過去4回（2021年8月～2022年5月）の非FIT非化石証書（再エネ指定）オークション価格の約定量加重平均値より、0.6円/kWhとしました。

注3) バランシングコスト

バランシングコストとして、2021年度インバランスリスク単価（地熱・バイオマス・水力）の0.02円/kWhを用いました。なお、2022年度より、バイオマス発電では、OCCTOで公表する交付金の算定に用いるインバランスリスク単価（30分コマ）を適用するようになっていきます。

注4) 出力制御が発生するような時間帯におけるプレミアムの対応

出力調整に係る調整後プレミアム単価は、調整前プレミアム単価をもとに下記の方法で求めました。東京エリアにおける出力制御の発生状況及びバイオマス電気供給量については、4月～6月は2022年度の実績を用い、7月以降は2021年度の実績を用いて設定しました。

調整後プレミアム単価 = 調整前プレミアム単価 × 電源別エリア全体当月実績（0.01円/kWh コマ含むすべてのコマ） ÷ 合計の電気供給量 ÷ 電源別エリア全体当月実績（0.01円/kWh コマ除く） ÷ 合計の電気供給量

【シミュレーションの方法】

シミュレーションは、2021（n-1）年度、2022年度（n）年度、2023（n+1）年度、2024（n+2）年度について、2023年度、2024年度のスポット市場価格の傾向を以下の5つのケース分けて変化させ、発電者のFIP収入（プレミアム単価+小売相対契約単価）を求めたものです。なお2021年度は実績を用い、2022年度は4月～7月の実績を以降繰り返すとして設定しました。

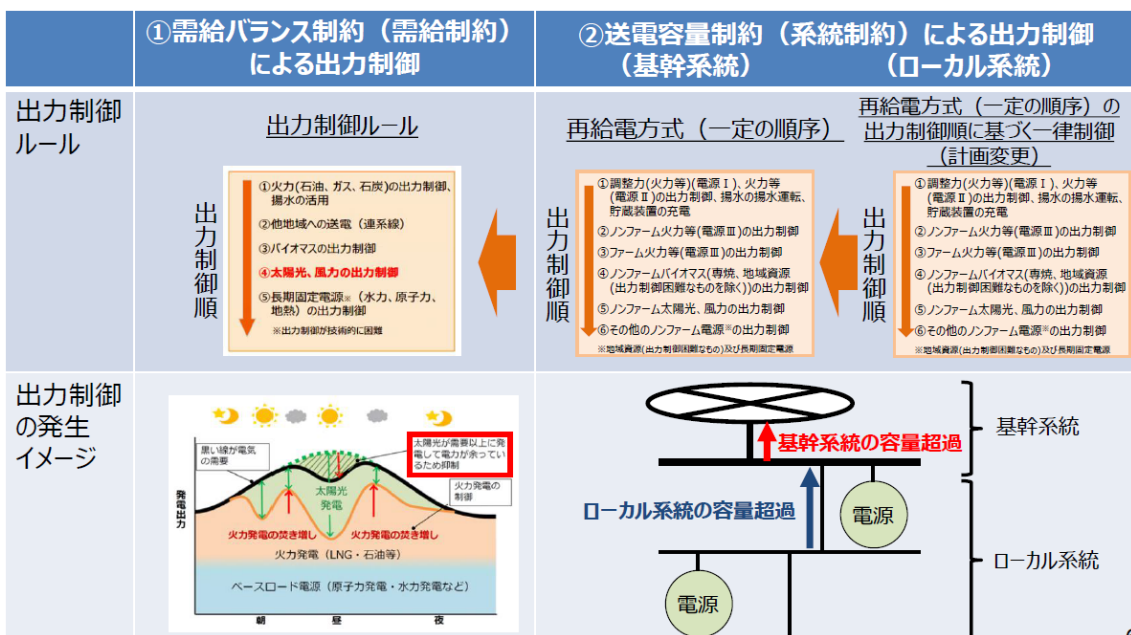
- ・ケース1：2023、2024年度と今後もスポット市場価格がさらに高騰するとした
- ・ケース2：2022年度の高騰状況が高止まりするとした
- ・ケース3：2022年度の高騰状況が2023年度まで続き以降は回復するとした
- ・ケース4：2023年度から回復するとした
- ・ケース5：2023、2024年度においてケース4ほど年平均価格が下がらないとした

2. 需給バランス制約による出力制御、送電容量制約による出力制御及びノンファーム型接続によるオンライン制御

本項については、今後のごみ発電のあり方研究会第4期第3回会合（2023年8月30日）において議論したところですが、改めて内容を整理しました。

出力制御には、需給バランス制約によるものと送電容量制約によるものが存在します。

電気の需要と供給のバランスが崩れると周波数に乱れが生じて、最悪の場合は大規模停電が発生します。そこで、需給のバランスを調整するために行うのが需給バランス制約による出力制御であり、優先給電ルールが定められています（下図①）。また、送電線・変圧器に流すことのできる電気の量の上限を超えるおそれがある時に行うのが送電容量制約による出力制御で、2023年12月末からは再給電方式（一定の順序）が適用されます（下図②）。



第46回 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／電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 系統ワーキンググループ（2023年5月29日）、資料4 日本版コネクとマネージにおけるノンファーム型接続の取組

(1) 需給バランス制約による出力制御

(ア) 再エネ出力制御の状況

2023年度の各エリアの再エネ出力制御見通しは下表に示すとおりであり、再エネ出力制御率*が中国、四国エリアでは3%を超え、九州エリアでは6%を超えています。つまり、単純計算すると、九州エリアでは年間20日間以上、変動再エネの出力制御が実施される見通しということになります。これは、各エリアで最低需要に対する変動再エネ導入量が100%を超えていることから伺えます。

変動再エネ（太陽光・風力）出力制御量（kWh）

$$* \text{再エネ出力制御率} = \frac{\text{変動再エネ出力制御量 (kWh)}}{\text{変動再エネ出力制御量 (kWh)} + \text{変動再エネ発電量 (kWh)}} \times 100$$

2023年度の各エリアの再エネ出力制御見通し等（更新）

	北海道	東北	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
出力制御率見通し (2023年度更新) 出力制御率(%)※2 [制御電力量(kWh)]	0.01% [50万 kWh]	0.93% [1.47億 kWh]	0.26% [0.41億 kWh]	0.55% [1,062万 kWh]	0.20% [0.18億 kWh]	3.8% [3.50億 kWh]	3.1% [1.63億 kWh]	6.7% [10.3億 kWh]	0.14% [74.3万 kWh]
仮に、エリア全体がオンライン 化した場合 出力制御率(%) [制御電力量(kWh)]	- ※3	0.66% [1.04億 kWh]	0.20% [0.32億 kWh]	0.47% [894万 kWh]	0.13% [0.12億 kWh]	2.9% [2.63億 kWh]	2.6% [1.34億 kWh]	6.7% [10.3億 kWh]	0.11% [64.1万 kWh]
連系線利用率※4	50%	北本50%/ 東北東京 80%	-20%	10%	-20%	10%	20%	100%	-
最低需要 ※5 (2021年度) [万kW]	292	724	1,031	217	1,143	495	229	688	73.8
変動再エネ導入量 (2021年度) [万kW]	272	914	1,066	131	672	652	340	1,154	39.1
変動再エネ導入量/最低 需要 (2021年度) [%]	93%	126%	103%	60%	59%	132%	148%	168%	53%
(参考) 出力制御率見 通し (2023年度当初想 定)※6 出力制御率(%)	0.01%	0.56%	0.01%	0.02%	-	0.67%	0.48%	4.8%	0.12%

※1 2023年4～6月（北海道は4月、5月）の実績を反映。本表に掲載のない東京エリアについては、2023年度に出力制御が発生する蓋然性は低い見通し。

※2 出力制御率は変動再エネ（太陽光・風力）の数値。

出力制御率 [%] = 変動再エネ出力制御量 [kWh] ÷ (変動再エネ出力制御量 [kWh] + 変動再エネ発電量 [kWh]) × 100

※3 「-」で示している部分は、2023年度に出力制御が発生する蓋然性は低い見通し。

※4 各エリアで出力制御が発生する場合に蓋然性が高い連系線利用率の値を採用。-はエリア外からの受電。

※5 4月から5月9日までの昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の最低需要とする。

※6 出所：第43回 系統WG（2022年11月30日）

出典：各エリア一般送配電事業者

4

第47回 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／電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会 系統ワーキンググループ（2023年8月3日）、資料1 再生可能エネルギーの出力制御の抑制に向けた取組等について

(イ) 優先給電ルールにおけるごみ発電の位置づけ

需給バランス制約による出力制御については、送配電等業務指針*により優先給電ルールが定められており（電力広域的運営推進機関（OCCTO）、「地域資源バイオマス」発電の出力制御は自然変動電源（太陽光・風力）の出力制御よりも上位に位置していますが、「燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力抑制が困難なものを除く」とされています。

*送配電等業務指針：一般送配電事業者、送電事業者及び配電事業者が行う託送供給の業務その他の変電、送電及び配電に係る業務の実施に関する基本的な事項等を、電力広域的運営推進機関（OCCTO）が定めたもの

また、一般廃棄物処理施設は一般的に、地域から収集された家庭ごみなどを燃料とする発電設備であり、外形的に地域資源バイオマス発電設備として分類されているところ（なっとく再生可能エネルギーよくある質問-FAQ-Q5-4に対する回答）、接続契約締結時に運転開始後に出力制御が困難であることを申し出る場合には、電力会社に対して十分な説明を行うとされています（なっとく再生可能エネルギーよくある質問-FAQ-Q5-10に対する回答）。

従って、ごみ発電が燃料貯蔵に由来する制約により出力制御が困難であることの十分な説明を行うことで、優先給電ルールにもとづく出力制御の対象から除外される可能性があります。

送配電等業務指針（電力広域的運営推進機関、令和4年4月1日変更）抜粋

第174条

一般送配電事業者は、前条の措置を講じても一般送配電事業者の供給区域の電気の余剰を解消できず、下げ調整力不足又は下げ調整力不足の発生するおそれがあると判断した場合には、次の各号の順位にしたがって同号に掲げる措置を講じる。

一 一般送配電事業者及び配電事業者からオンラインで調整できない次のアからウまでに掲げる方法（第3号から第5号まで及び第7号に掲げる方法を除く。）

ア 火力電源等（出力制御が困難な電源及び下げ調整力不足の解消への効果が低い電源は除く。以下同じ。）の発電機の出力抑制

イ 揚水式発電機の揚水運転

ウ 需給バランス改善用の電力貯蔵装置の充電

二 長周期広域周波数調整

三 バイオマスの専焼電源（ただし、次号の地域資源バイオマス電源を除く。以下同じ。）の出力抑制

四 地域資源バイオマス電源の出力抑制

五 自然変動電源の出力抑制

六 業務規程第111条に定める本機関の指示に基づく措置

七 長期固定電源の出力抑制

* 「四 地域資源バイオマス電源の出力抑制」については同第135条において、「地域資源バイオマス電源（地域に賦存する資源（未利用間伐材等のバイオマス、メタン発酵ガス、一般廃棄物）を活用する発電設備（ただし、燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力抑制が困難なものを除く。）をいう。以下同じ。）と定義されています。

なお、ごみ発電が燃料調整による出力制御が困難な理由として、第4期第1回会合（資料5-4 室力制御に係る要望）において、以下が示されています。

- 一般廃棄物発電は、自治体が自ら事業として実施する一般廃棄物処理（焼却）に伴い発生する熱を有効活用するもの。事業の第一義の目的は廃棄物の適正処理の継続であり、収益を目的とした発電事業とは異なる。
- 一般廃棄物処理施設は、燃料である一般廃棄物の貯留容量が限られていること、また廃棄物は腐敗性があるため貯留は困難。かつ、一般廃棄物は日々発生し続けるため施設での受け入れを停止することで貯留量を調整することは不可能。
- 一般廃棄物処理施設で処理すべき一般廃棄物の年間の量はほぼ決まっている。一方、一般廃棄物処理施設は届け出上、施設能力が処理量の上限となることから、一時的に処理量を増やした運転はできない。仮に出力抑制に対応して処理量を減じた場合、施設運転日数を延長して処理することになる。運転日数の延長により、施設の適正な整備期間を確保できなくなる可能性がある。
- 一般廃棄物処理施設は取り扱う燃料の特性および排ガス等の環境基準遵守の観点から、処理量を極端に減じた部分負荷運転や頻繁な起動停止は望ましくなく、適切な運転負荷において可能な限り連続的に運転を継続することが求められる。

I ごみ発電を取り巻く関連諸制度の変化と対応の考え方

また、上述のように、ごみ発電では燃料貯蔵に由来する制約により出力制御が困難であると説明できる一方、ごみ発電のプロセス上、ボイラーで発生した蒸気を、蒸気タービンに供給せずバイパスして、大気との熱交換により復水することで対応することは可能です。ただし、一般廃棄物は地域で発生する貴重なエネルギー源ですが、蒸気のエネルギーを大気に捨てることにより、地域エネルギー源を無駄にすることになります。

(ウ) 研究会会員施設における需給バランス制約による出力制御への対応

(イ) に示したとおり、ごみ発電では、接続契約締結時に運転開始後に出力制御が困難であることを申し出ることができるかとされているところ、技術的には出力制御が可能であるという実態を踏まえ、研究会会員施設で実際にどのような状況であるかをアンケートにより確認しました。

なお、ごみ発電における技術上可能な出力制御の方法として、以下が考えられます。

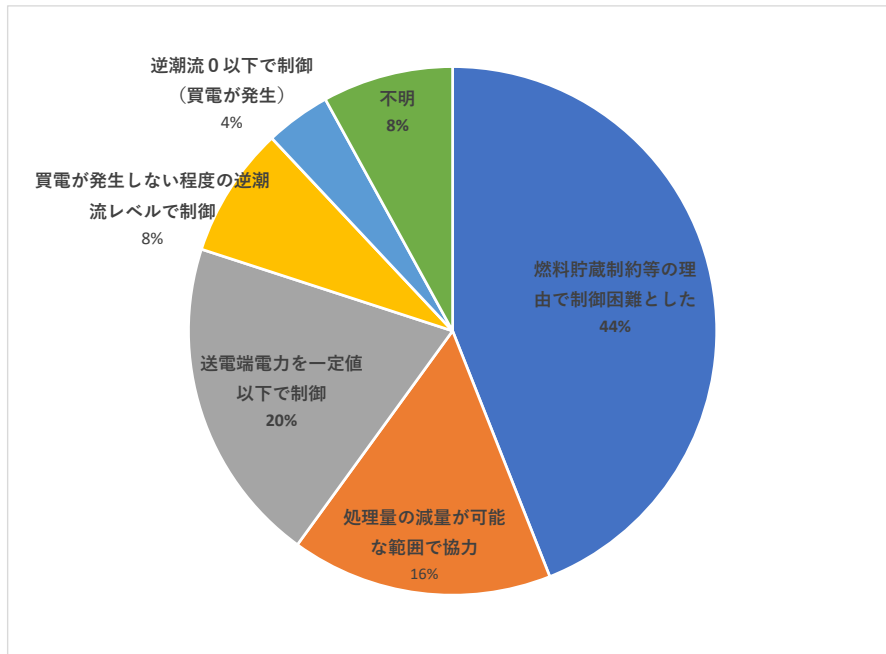
- ・ボイラ蒸気の一部を蒸気タービンに供給せずバイパスすることで、発電量を調節する。
- ・この操作により、自家消費電力を確保した上で、送電端電力を要請値（0～）で制御する。
- ・ごみ受入れ量、稼働計画を勘案し、ごみ処理量を定格より下げることで送電端電力量を抑制する（出力制御に応じるということではなく可能な範囲で協力するというスタンス）。

その結果は表に示すとおりで、燃料貯蔵制約等の理由により制御困難としているのは半数以下の11件（44%）であるものの、タービンバイパスは行わないが処理量の減量により可能な範囲で協力するとしたケースが4件（16%）で、全体の6割は要請どおりの出力制御は困難として対応しています。DBO 事業においては、出力制御に係る取り決めがされていないケースがほとんどであると想定され、今後の課題であると考えます。一方、送電端電力を定めた一定値以下で制御する、買電が発生しない程度の逆潮流で制御する等、要請に答える形で対応しているケースが8件（32%）ありました。この中には、逆潮流0を厳守するため買電が発生しているケースも1件含まれています。

最終的な優先給電ルールへの対応

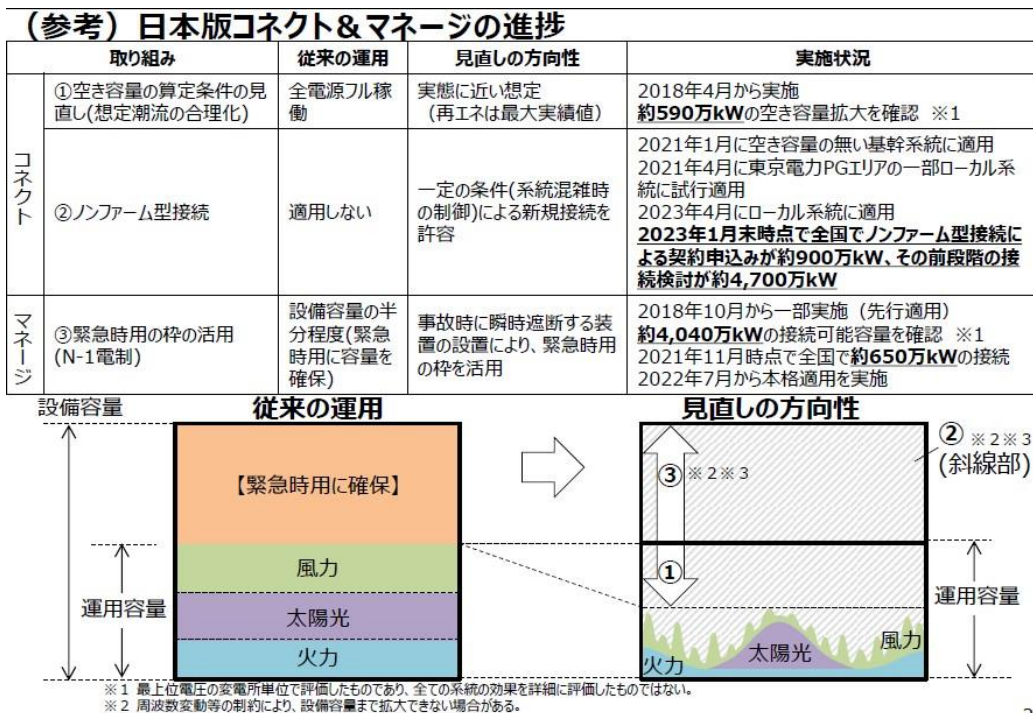
	計
燃料貯蔵制約等の理由で制御困難とした	11
処理量の減量が可能な範囲で協力	4
送電端電力を一定値以下で制御	5
買電が発生しない程度の逆潮流レベルで制御	2
逆潮流0以下で制御（買電が発生）	1
不明	2
計	25

I ごみ発電を取り巻く関連諸制度の変化と対応の考え方



(2) 送電容量制約による出力制御

系統容量の確保に向けた対応として日本版コネクト&マネージが実施され、系統空き容量の確保とともに、系統混雑時の出力制御を前提としたノンファーム型接続の運用が開始されました。下図のとおり、①発電所の稼働と需要を踏まえ潮流の最大値を算定(想定潮流の合理化)した上で、③事故時に瞬時遮断する装置の設置により緊急時用の枠を活用(N-1電制)することで空き容量の拡大を図ったものです。



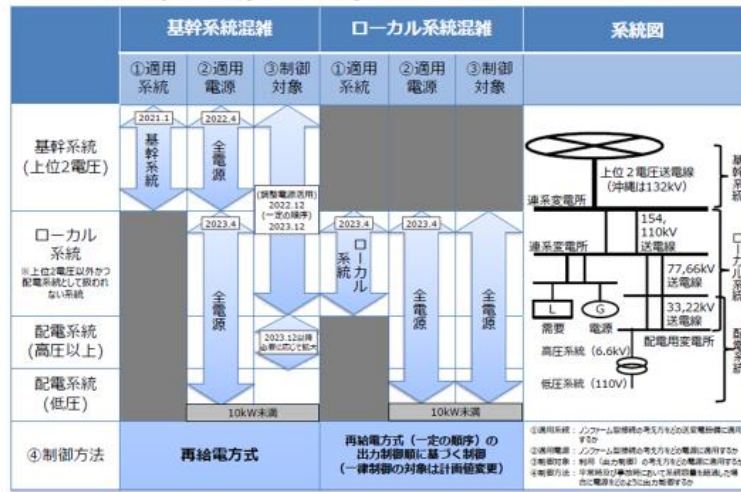
第46回 総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会新エネルギー小委員会/電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会系統ワーキンググループ、2023年5月29日、資料4 日本版コネクト&マネージにおけるノンファーム型接続の取組

I ごみ発電を取り巻く関連諸制度の変化と対応の考え方

空き容量に対し従来は先着順に割り当てたところ（ファーム型接続）、再生可能エネルギーの主力電源化に向けて、送変電設備等への設備投資を効率化しつつ早期に系統に接続できる仕組みとして、系統混雑時の出力制御を前提としたノンファーム型接続の運用が開始されたものです。ノンファーム型接続は、2021年1月から空き容量のない基幹系統で運用され、2022年4月からは空き容量に関係なく全基幹系統に拡大され、2023年4月にはローカル系統に適用されました。これにより、今後の新規のごみ発電はノンファーム型接続になると想定され、出力制御に関してはオンライン制御が義務付けられることとなります。

ノンファーム型接続

(参考) 適用系統・電源と制御対象・方法の整理



第44回 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/電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会 系統ワーキンググループ、2023年2月28日、資料1-1 日本版コネクT & マネージにおけるノンファーム型接続の取組

(ア) 制御方法、制御の対象及び制御の順

制御方法は、最も価格競争力のある 発電設備から順番に使用する発電の最適化（メリットオーダー）を目指した再給電方式（一定の順序）であり、ノンファーム電源は系統混雑時の出力制御対象となります。また、ファーム電源では、調整電源および一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない電源が出力制御対象となります。

再給電方式（一定の順序）では、①調整電源による制御に続き②③一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない電源による制御を活用しても混雑が解消できない場合は、④ノンファーム型接続のバイオマス電源（専焼、地域資源（出力制御困難なものを除く）、⑤ノンファーム型接続の自然変動電源（太陽光・風力）、⑥ノンファーム型接続の地域資源バイオマス電源（出力制御困難なもの）及び長期固定電源の順番で出力制御することを基本としています。

ここでは、出力制御が困難な地域資源バイオマス電源は原発のような長期固定電源と同じ位置づけになっていることに留意が必要です。ごみ処理事業が発電事業より優先する施設という理解があるからです。優先給電ルールで示したごみ発電が燃料調整による出力制御が困難な理由を示した上で、ごみ発電が出力制御困難であることを申し出る必要があります。

I ごみ発電を取り巻く関連諸制度の変化と対応の考え方

【再給電方式（一定の順序）による出力制御ルール】

出力制御順	出力制御方法
① 調整電源の出力制御※2	メルトオーダー
② ノンファーム型接続の一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない電源の出力制御	一律
③ ファーム型接続の一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない電源の出力制御	メルトオーダー
④ ノンファーム型接続のバイオマス電源（専焼、地域資源（出力制御困難なものを除く））の出力制御	一律
⑤ ノンファーム型接続の自然変動電源（太陽光、風力）の出力制御	一律
⑥ ノンファーム型接続の地域資源バイオマス電源（出力制御困難なもの）及び長期固定電源の出力制御	一律
⑦ 暫定ノンファーム型接続のバイオマス電源（専焼、地域資源（出力制御困難なものを除く））の出力制御	一律
⑧ 暫定ノンファーム型接続の自然変動電源（太陽光、風力）の出力制御	一律
⑨ 暫定ノンファーム型接続の地域資源バイオマス電源（出力制御困難なもの）及び長期固定電源の出力制御	一律

※2 揚水式発電機の揚水運転、需給バランス改善用の貯蔵装置の充電を含む

※ 一律の出力制御とは、各電源の発電計画値に対する出力制御量の比率が一律となるような出力制御

2023年12月再給電方式（一定の順序）の導入について～2050年カーボンニュートラル実現に向けた系統利用ルールの見直し～（2022年7月29日）、電力広域的運営推進機関

（イ）出力制御機器設置

出力制御に必要な装置の設置は、以下のとおり、需給バランス制約による出力制御においては太陽光（10kW以上）及び風力発電に対して求められているのに対し、系統容量制約による出力制御では、ノンファーム接続電源のすべてに対して求められています。

2023年4月以降、系統の空き容量の有無に関わらず、ノンファーム型接続が適用されるため、今後の新規のごみ発電はノンファーム型接続となり、出力制御機器を設置するなど、系統混雑を解消するための対応が必要となります。

発電出力制御に必要な装置の設置対象範囲

（需給バランス制約起因）

電力受給契約申込み、発電量調整供給契約申込みにおいて、発電出力制御に必要な装置の設置対象範囲は、以下のとおり。

燃種	設置対象要否
太陽光 契約容量10kW未満	不要（対象外）
太陽光 契約容量10kW以上	必要（対象）
風力	必要（対象）
水力	不要（対象外）
地熱	不要（対象外）
バイオマス	不要（対象外）

（系統容量制約起因）

ノンファーム型接続において、発電出力制御に必要な装置の設置対象範囲は、以下のとおり。
なお、需給バランス制約と違い燃種による区分はありません。

受電電圧	設置対象要否
特別高圧 275kV,500kV （基幹系統）	必要（対象）
特別高圧 22kV,66kV,154kV	
高圧 6kV	
低圧 発電所の規模10kW以上	

※ 空き容量有無に関わらず対象となります

<https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/access/outputcontrol.html>

そこで、出力制御機器について、主に太陽光・風力を対象とした記載になっている技術仕様書が他電源種（水力、バイオマス、地熱）の特性も踏まえた仕様に以下のとおり改訂されました。

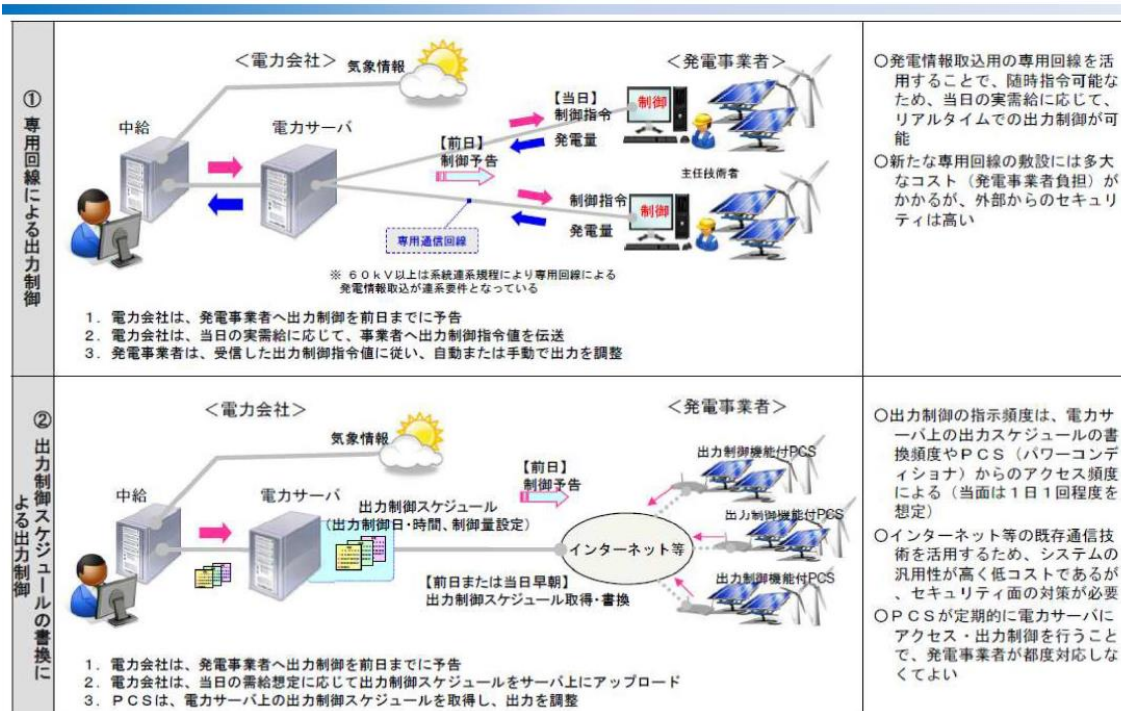
I ごみ発電を取り巻く関連諸制度の変化と対応の考え方

(ウ) 出力制御機能付 PCS 等技術仕様書

各一般送配電事業者により「特別高圧用（66kV 以上）」および「高圧以下用（66kV 未満）」の2種類について、2023年6月30日改訂版が公開されました。通信インフラについて、特別高圧は専用回線（セキュリティの観点より）、高圧以下はインターネット回線等としています。

専用回線による制御では、当日の実需給に応じて電力会社が事業者へ出力制御指令値を伝送し、発電事業者は受信した出力制御指令値に従い、自動又は手動で出力を調整します。インターネット回線による制御では、当日の実需給に応じて出力制御スケジュールを電力会社がサーバ上にアップロードし、発電事業者 PCS はそのスケジュールを取得し出力を調整します。

出力制御システムの例



東電PG URL : <https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/fit/notice/20230630.html>
 (一社)日本環境衛生施設工業会

今後のごみ発電のあり方研究会第4期第3回会合（2023年8月30日）、資料2 ごみ発電（ノンファーム電源）におけるオンライン制御の概要について、((一社)日本環境衛生施設工業会技術委員会)

また、高圧以下用技術仕様書において、ごみ発電のような余剰買取制御に関しては、以下のとおり、制御対象は連系点における逆流の出力制御値であることが示されています（自家消費分は原則制御されません）。

3.3 余剰買取制御

余剰買取の場合、自家消費分は原則制御しないこと、また、制御対象は連系点における逆潮流の出力制御値（出力上限値）[%]であることを基本的な考え方とし、発電出力等を0～100%の間で調整する制御に加え、連系点での逆潮流を出力制御値（出力上限値）[%]以下に制御することが可能な仕様、もしくは逆潮流=0制御が可能な仕様とする。

本考え方は住宅用（10kW未満）には限定せず、接続電圧・連系区分・設備容量に関係なく、余剰買取の場合は同じ扱いとする。

高圧以下用技術仕様書では、PCS等（狭義）の技術仕様（部分制御機能、他）、PCS等（広義）の技術仕様（通信頻度、制御日数、逆潮流防止機能、他）、出力制御機能付PCS等の通信仕様が規定されています。

部分制御機能においては、出力増減や制御分解能について規定していますが、水力、バイオマス、地熱について、特性等により当該技術仕様を満たすことができない場合として、下記の適用が可能となっています。

③技術仕様（部分制御：その他事項）



- 変化速度・制御分解能・精度面など一部電源種（水力、バイオマス、地熱）について、特性等により容易には要件を満たせない等の意見があること、ノンファーム型接続の背景にある「確実な出力制御」、「他事業者との統一的な対応」の観点から設定された。

<技術仕様>

- ◆ 出力増減と制御分解能に記載の技術仕様を適用することを原則とするが、発電設備等の特性等により、当該技術仕様を満たすことができない場合には、下記の要件を適用とする。
 - 最後に取得したスケジュールに準じて、連系点における逆潮流電力を出力制御時間帯内において出力制御値(出力上限値)[%]以下の運転とすること。
 - 発電設備等の特性により出力変化レートを満たせないために、最後に取得したスケジュールに準じた運転ができない場合は、出力制御時間帯内の連系点における逆潮流電力を出力制御値(出力上限値)[%]以下にすることを前提に、先行的な制御も許容する。ただし最終的に配信される出力制御量に変更となる可能性があることに留意。
 - 系統側の電圧調整面等の観点から、変化レートは協議させていただく場合がある。

東電PG URL : <https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/fit/notice/20230630.html>

(一社)日本環境衛生施設工業会

13

今後のごみ発電のあり方研究会第4期第3回会合（2023年8月30日）、資料2 ごみ発電（ノンファーム電源）におけるオンライン制御の概要について、（（一社）日本環境衛生施設工業会技術委員会）

ノンファーム型接続となるごみ発電におけるオンライン制御に関し、2023年8月現在、施設における具体的な対応方法は、まだ詳細が決まっていません。特別高圧での専用回線の敷設コスト、高圧でのインターネット回線のセキュリティ対策等が課題となっています。

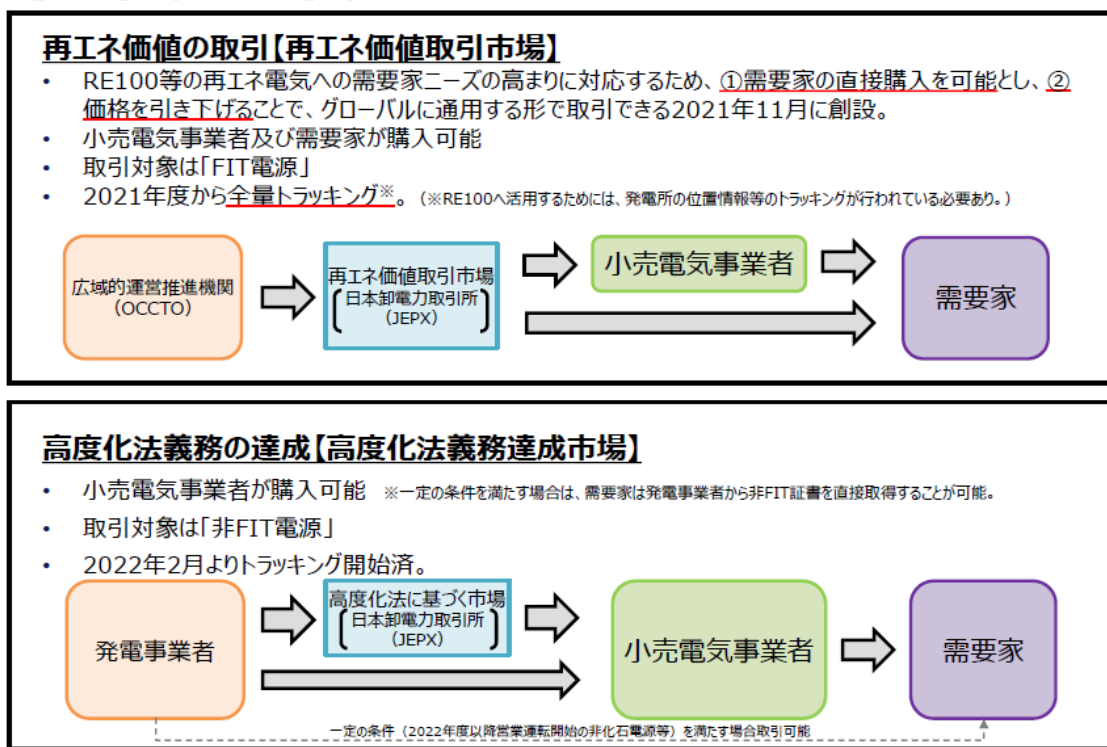
3. 非化石価値取引の制度変化及び需要家の遠隔地等からの再エネ電気の直接調達

非化石価値取引については、今後のごみ発電のあり方研究会ニュースレター No.1 (2021.10.29) 及び第4期第1回会合(2022.03.25)において、制度の状況を解説したところですが、その後の制度変化を含め整理しました。

(1) 再エネ価値取引市場と高度化法義務達成市場

非化石価値取引の全体像及び2023年度第1回オークション結果は以下のとおりとなっています。2018年5月にスタートした非化石価値取引は2021年11月からFIT非化石証書を取扱う再エネ価値取引市場と非FIT非化石証書を取扱う高度化法義務達成市場に区分されました。再エネ価値取引市場では小売電気事業者だけでなく需要家及び仲介者の参加が可能となっています。

【参考】非化石価値取引市場の全体像



第84回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会 (2023年9月11日)

資料3-2 非化石価値取引について

【各市場オークションにおける証書の設定最高、最低価格】

市場	FIT証書価格 (円/kWh)		非FIT証書価格 (円/kWh)	
	最高	最低	最高	最低
旧非化石価値市場	4.0	1.3	4.0	設定なし
再エネ価値取引市場	設定なし	0.3→0.4*	—	—
高度化法義務達成市場	—	—	1.3	0.6

* 2023年度第1回オークションより0.4円/kWhを適用

2023年度第1回オークション結果

- 高度化法義務達成市場においては、2022年度後半に証書の需給がひっ迫し、2022年度の第3回、第4回オークションでは、約定量が僅かにとどまる一方、**約定価格が最高価格（1.3円/kWh）**となった。
- 8月末に行われた2023年度第1回オークションでは、需給バランスが回復し、**非FIT再エネ指定なしの約定量が過去最高の約113億kWh**となる一方、**約定価格は最低価格（0.6円/kWh）**となった。
- 一方、再エネ価値取引市場の取引は着実に増加しており、2023年度第1回オークションでは、証書の最低価格引上げ（0.3円→0.4円/kWh）にもかかわらず、**約定量は過去最高の85億kWh**となった。

第84回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会（2023年9月11日）、
資料3-2 非化石価値取引について

（2）再エネ価値取引市場の制度変化

制度開始より、FIT 証書の買い手として小売電気事業者以外に需要家及び仲介業者の参加が可能となっています。FIT 証書の売り手（費用負担調整機関）は、2022年度より、低炭素促進機構（GIO）から電力広域的運用推進機関（OCCTO）に移管されました。

FIT 証書の最低価格については、再エネ価値に対するニーズが増加しつつあるなか、海外における証書価格もそのニーズの強さから価格水準が高まりつつあることから、2023年度第1回オークションより、0.3円/kWh から0.4円/kWh に引き上げられました。

FIT 証書のトラッキング主体については、2019年以降約3年弱の国による実証を経て、2022年8月の2022年度第1回オークションから、日本卸電力取引所（JEPX）に移管されました。また、トラッキングの本格的運用は JEPX で行われていますが、その作業の有償化について、現在検討されています。

（3）高度化法義務達成市場の制度変化

需要家と発電事業者が長期の電力購入契約を結ぶ電力調達であるコーポレート PPA の普及に向け、再エネ電力を発電所から直接需要家に供給できる仕組み（自己託送）が構築されましたが（FIT/FIP は除く）（コーポレート PPA を含め再エネ電気の直接供給については後述）、非 FIT 非化石証書の発電者と需要家との直接取引は不可能となっていました（高度化法義務達成市場の買い手は小売電気事業者のみ）。そこで、非 FIT 再エネ電源に係るコーポレート PPA の取組に限り、下記の一定の要件を満たす場合、発電事業者と需要家における非 FIT 非化石証書の直接取引が認められることとなりました。また、証書のダブルカウントを回避するために、非 FIT 再エネ発電事業者と需要家双方が JEPX において証書の口座を開設すること、また、証書の口座移転完了日までに、JEPX に相対取引の内容を報告し、適切に証書の口座移転を行うことも要件とされました。（第7次中間とりまとめ（第66回総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会（2022.06.08））

要件となる対象電源については以下のとおり整理されました。

- 新設非 FIT 電源 ⇒2022年度以降に営業運転開始となった非 FIT 電源

I ごみ発電を取り巻く関連諸制度の変化と対応の考え方

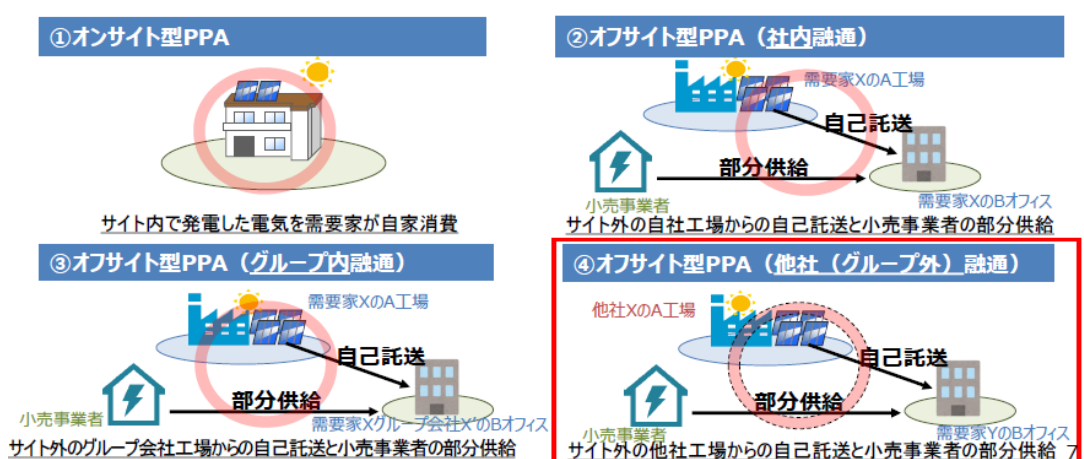
- 新設 FIP 電源 ⇒2022 年度以降に営業運転開始となった FIP 電源
- FIT 電源から移行した FIP 電源
⇒2022 年度以降に営業運転開始となった FIT 電源が FIP 電源に移行した場合
- 卒 FIT 電源
(第 10 次中間とりまとめ (総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会 (2023.03)))

(4) 再エネ電気の直接供給について

再エネの導入が進む中、世界では、特定の需要場所に特定の太陽光発電所から電気を供給する再エネモデルとしてコーポレート PPA が進展しています。我が国において、こうしたサービスは電気事業法上小売供給に該当するため、小売電気事業の登録等を受けることにより実施が可能となっていますが、こうしたサービスの普及にあたり、再エネ発電事業者と需要家とが直接小売供給契約を締結できるようにすべきとの声が出ていました。

そこで、カーボンニュートラル社会に向け、FIT/FIP 制度に依存しない脱炭素電源の導入を促し、公平性・公正性・需要家保護を確保するため、自己託送制度を整理することにより、再エネ発電事業者による需要家への直接供給が可能となりました (2021 年 11 月 18 日、関連規定 (電気事業法施行規則及び自己託送に係る指針) の改正を交付・施行)。自己託送制度に関し、以下の要件をいずれも満たすものについて、電事法第 2 条第 1 項第 5 号に規定する「密接な関係性を有する」と新たに整理したものです。

- FIT 又は FIP 制度の適用を受けない電源による電気の取引であること
- 需要家の要請により、当該需要家の需要に応ずるための専用電源として新設する脱炭素電源による電気の取引であること
- 組合の定款等により電気料金の決定方法が明らかになっているなど、需要家の利益を阻害するおそれがないと認められる発電者と需要家が組合を組織したうえでの電気の取引であること



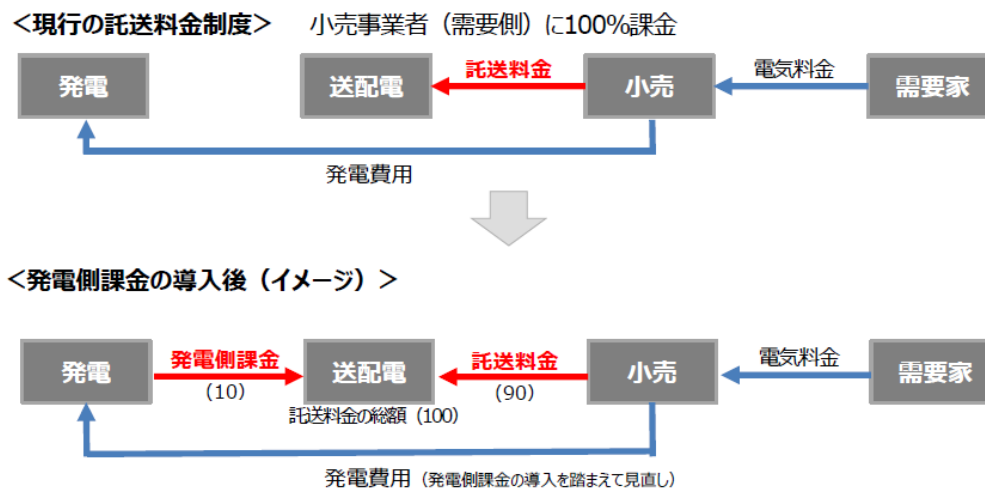
需要家の遠隔地等からの再エネ電気の直接調達

第 41 回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 (2021 年 11 月 18 日)、資料 5 地域分散リソースの導入拡大に向けた事業環境整備について

4. 託送料金の発電側課金

託送料金の発電側課金については、今後のごみ発電のあり方研究会ニュースレター No.1（2021.10.29）において紹介したところですが、その後の詳細設計について整理しました。

発電側課金は、システムを効率的に利用するとともに、再エネ導入拡大に向けた系統増強を効率的かつ確実にを行うため、現在、小売事業者が全て負担している送配電設備の維持・拡充に必要な費用について、需要家とともに系統利用者である発電事業者の一部の負担を求め、より公平な費用負担とするものです。



発電側課金の導入について中間とりまとめ概要、電力・ガス取引監視当委員会制度設計専門会合（2023年4月）

(1) 課金対象

発電側課金については、系統に接続し、かつ、系統側に逆潮させている電源全てを課金対象とすることを基本としています。ただし、系統側への逆潮が10kW未満と小規模な場合は、当分の間、課金対象外とされています。

発電側課金の導入が再エネの最大限の導入を妨げないよう、FIT電源等の取扱いについて、資源エネルギー庁の審議会において整理がなされました。既認定FIT/FIPについては、調達期間等が終了してから発電側課金の対象にすること、また、新規FIT/FIPについては、調達価格等の算定において考慮し、非FIT/卒FITについては、事業者の創意工夫（相対契約等）の促進及び円滑な転嫁の徹底を行うこととされました。

（発電側課金の導入について中間とりまとめ概要、電力・ガス取引監視当委員会制度設計専門会合（2023年4月））

なお、第93回調達価格等算定委員会（2024年1月29日）で提示された、「別紙令和6年度以降（2024年度以降）の調達価格等について」において、令和6年度（2024年度）に新規認定を取得した案件の発電側課金相当額が示されており、「一般廃棄物その他バイオマス」区分で0.46円/kWh、「メタン発酵バイオマス」区分で0.40円/kWhとなっています（いずれも税込）。

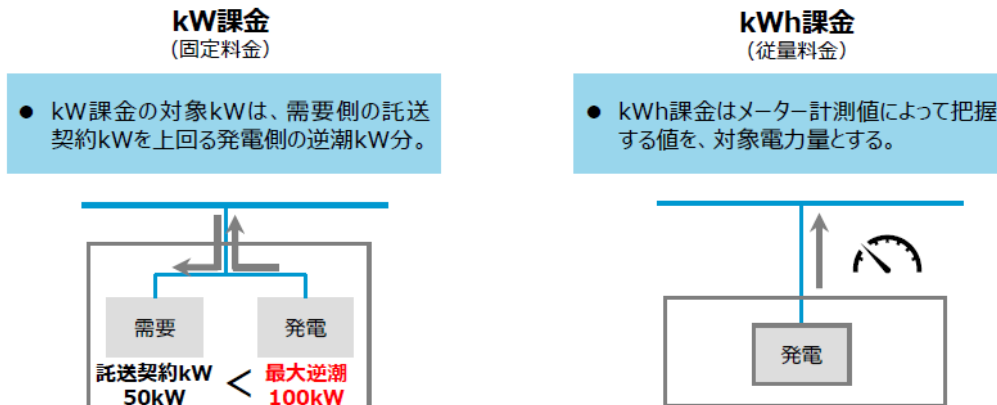
I ごみ発電を取り巻く関連諸制度の変化と対応の考え方

(2) 課金方法

発電側課金は、kW 課金と kWh 課金の 2 つの方法で実施されます。

需要と発電（逆潮）が同一地点にある場合は、需要側の順潮 kW を上回る発電側の逆潮 kW 分について、発電側に負担を求めることとされています（kW 課金）。そのため、kW 課金の対象 kW は、下図左側のとおり需要側の託送契約 kW を上回る発電側の逆潮 kW 分となります。

kWh 課金に関し、課金対象となる発電電力量を測定するメーターは、自家消費がある場合であっても、自家消費量を除いた値を示すように設置されていることから、当該メーター計量値を kWh 課金の対象発電電量としています。



発電側課金の導入について中間とりまとめ概要、電力・ガス取引監視当委員会制度設計専門会合（2023年4月）

①FIT 認定を受けたバイオマス発電設備の扱い

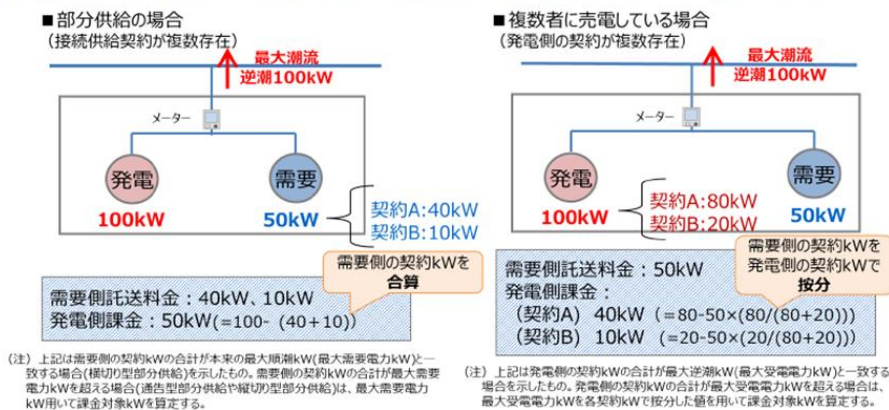
FIT 認定を受けたバイオマス発電設備については、毎月の総売電量のうち、その月におけるバイオマス燃料の投入比率（バイオマス比率）を乗じた分が、FIT による売電量となっています。

調達期間内の既認定 FIT が含まれるバイオマス混焼に関しては、バイオマス比率の実績等に基づき、非 FIT 部分に対して課金されます。

②1つの需要場所（発電場所）に複数の契約がある場合

需要側の契約が複数存在する場合は需要側の契約 kW を合算した上で、発電側の契約が複数存在する場合は需要側の契約 kW を発電側の契約 kW で按分した上で、発電側課金の課金対象 kW を算定します。

【図表7】1つの需要場所(発電場所)に複数の契約がある場合のkW課金算定イメージ



発電側課金の導入について中間とりまとめ、電力・ガス取引監視当委員会制度設計専門会合（2023年4月）

I ごみ発電を取り巻く関連諸制度の変化と対応の考え方

③調達期間等内の既認定 FIT/FIP 電源と他の電源が混在している場合

系統側への逆潮が 10kW 以上の電源で、一部が調達期間等内の既認定 FIT/FIP の電源への発電側課金 (kW 課金) の扱いについては、課金対象部分 (調達期間等内の認定 FIT/FIP 部分以外) を算出し、課金されます。

その際、最大受電電力を、非課金部分の発電設備容量の割合と、課金部分の発電設備容量の割合で按分し、課金部分の発電設備容量分に対して課金されます。

ごみ発電においては、認定設備についてバイオマス比率を用いて算定します。算定方法は②1つの需要場所 (発電場所) に複数の契約がある場合の複数者に売電している場合を参照ください。

(3) ごみ発電における発電側課金の試算

発電側課金単価は 2023 年 9 月現在公表されていませんが、試算値を使ってごみ発電における発電側課金を試算すると、200t/日程度の処理能力 (発電出力 4,000kW を想定) で FIT/FIP 調達期間中のケースでは、年間で 236 万円の支出、kWh 換算で 0.42 円程度と試算されます。これは、売電単価を FIT/FIP17 円/kWh、非 FIT/FIP9 円/kWh と想定した場合の約 3% に相当します。

ごみ発電における発電側課金の試算

【条件】		
発電側の契約	最大受電電力 (=タービン定格出力)	4,000 kW
需要側の契約	契約電力	1,700 kW
逆潮流電力量		14,112 MWh/年
バイオマス比率		60 %
発電側課金単価	kW課金単価	70.91 円/kW・月
	kWh課金単価	0.28 円/kWh

* 発電側課金単価は試算値
第86回電力・ガス取引監視等委員会制度設計専門会合、2023年6月27日、資料9-1 発電側課金の転嫁等について

【試算結果】		
需要側託送料金対象電力		1,700 kW
発電側kW課金対象電力	バイオマス相当分	2,400 kW (調達期間中は対象外)
	非バイオマス相当分	1,600 kW
発電側kW課金対象 算定電力	FIT/FIP契約分	1,380 kW (調達期間中は対象外)
	非FIT/FIP契約分	920 kW
発電側kWh課金対象 算定電力量	FIT/FIP契約分	8,467 MWh/年 (調達期間中は対象外)
	非FIT/FIP契約分	5,645 MWh/年
発電側課金	FIT/FIP契約分	3,545 千円/年 (調達期間中は対象外)
	非FIT/FIP契約分	2,363 千円/年

0.42円 /kWh

電力・ガス取引監視等委員会第 91 回制度設計専門会合 (2023 年 11 月 27 日) において、下図のとおり、割引単価を含めた kW 課金単価等の試算値が示されています。

なお、発電側課金の具体的な単価について規定した各一般送配電事業者の託送供給等約款が、電力・ガス取引監視等委員会における審査を経て、2024 年 1 月 17 日に経済産業大臣により認可されました。東京電力パワーグリッド株式会社の託送供給等約款変更認可申請書によると、系統連系受電サービス料金について、基本料金は系統連系受電課金対象電力 1 kW につき 87 円 01 銭、従量料金は 1kWh につき 28 銭 (いずれも税込) とされています。

発電側課金の課金単価等について

- 第86回制度設計専門会合（2023年6月）において発電側課金の課金単価試算値を公表し、前回会合（第90回会合（2023年10月））において割引単価等試算値を公表したところ。kW課金単価の計算方法について、事業者等から問い合わせがあったため、改めて課金単価の算出方法等について説明する。
 - 発電側課金はkW課金とkWh課金があり、このうちkW課金単価については以下のとおり計算する。
実際に課金されるkW課金の単価 = (割引相当額付加単価込みの) kW課金単価 - 割引単価
 - 課金単価や割引単価等の試算値に関しては、税抜での単価を記載している。
 - 従前の制度設計専門会合における整理により、需要地近接性評価割引と同様、基幹系統接続電源の割引は、特別高圧系統接続電源の割引単価の1/2とするため（割引A-1を除く）、基幹系統接続電源の割引A-2、A-3については、下表に記載の同割引単価の半額適用となる（基幹系統以外の接続電源は、A-2、A-3についても全額適用となる）。

kW課金単価等の試算値

(円/kW・月) (税抜)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
kW課金単価	kW課金単価 (割引相当額付加単価加算前)	99.66	71.18	70.91	69.83	79.91	81.84	71.31	73.76	72.42	60.47
	割引相当額付加単価	7.69	13.09	6.21	4.48	4.3	5.64	7.4	4.89	5.48	1.95
	合計	107.35	84.27	77.12	74.31	84.21	87.48	78.71	78.65	77.9	62.42
割引単価	割引A-1	57.82	29.98	27.4	39.03	24.99	28.47	34.32	39.82	35.65	14.79
	割引A-2	19.72	12.09	10.16	16.24	8.84	10.21	12.13	12.46	14.66	7.62
	割引A-3	9.86	6.04	5.08	8.12	4.42	5.1	6.07	6.23	7.33	3.81
	割引B-1	41.84	41.2	43.51	30.81	54.92	53.37	36.99	33.94	36.77	45.68
	割引B-2	12.92	16.65	15.8	12.6	19.4	19.36	12.91	8.83	15.13	23.64

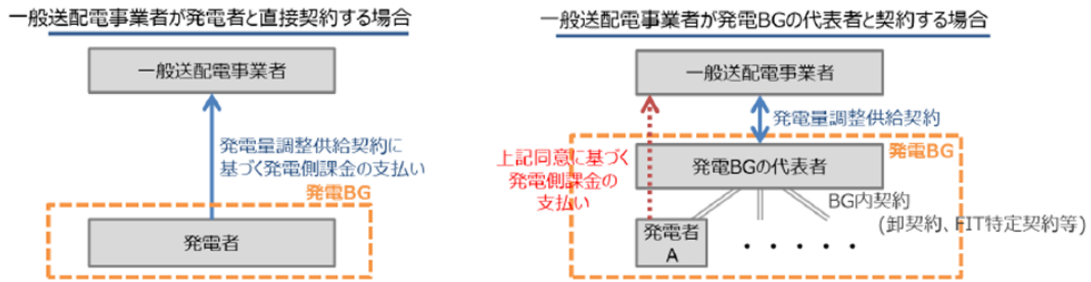
電力・ガス取引監視等委員会第91回制度設計専門会合（2023年11月27日）、資料4 発電側課金における課金の扱いについて

(4) 課金及び回収

発電側課金については、発電量調整供給契約の仕組みを活用して課金・回収されます。一般送配電事業者と発電量調整供給契約を直接契約している発電者については、一般送配電事業者に直接発電側課金を支払うこととなり、発電側課金を支払わない場合には逆潮を止めることとなります。発電バランスグループ（BG）に属して発電量調整供給契約を直接締結していない発電者については、発電側課金を確実に課金・回収するため、発電者が、①一般送配電事業者に発電側課金を支払うこと、及び、②発電側課金を支払わない場合には逆潮を止めること/BGからも退出すること、に同意する場合は、発電量調整供給契約を直接締結せずに逆潮することを認める旨、託送供給等約款に規定することになります。

発電側課金の支払義務は、発電BGに属する場合であっても発電者が負うこととなりますが、その支払い方法については、発電BGに属する発電者は、発電BGの代表者経由で発電側課金を支払うこととなります。

【図表 23】一般送配電事業者との契約について



発電側課金の導入について中間とりまとめ、電力・ガス取引監視当委員会制度設計専門会合（2023年4月）

(5) 発電側課金の小売り側への転嫁の円滑化

発電側課金の導入により、従来、小売電気事業者が託送料金の形で負担していた費用の一部が発電側課金の形で発電業者に課されるようになる一方で、当該発電側課金については、発電料金の一部として小売電気事業者に転嫁され、ひいては最終需要家に転嫁されていくことで、制度趣旨である系統の効率的利用や系統増強の確実な実施が図られていくことが想定されています。

このため、発電事業者と小売電気事業者の間で締結する相対契約において、発電側課金の転嫁についての事業者間の協議が円滑に実施されることが望ましいとされています。

相対契約における発電側課金の転嫁に関する指針（案）、2023年〇月〇日、経済産業省

2. 基本的な考え方

発電事業者及び小売電気事業者の間等で締結されている相対契約には、基本料金と従量料金を支払う二部料金制となっているもの、従量料金のみを支払うもの（一部料金）等様々な契約形態が存在するが、いずれの契約形態においても、当事者において、**相対契約における転嫁の在り方について誠実に協議が行われることが望ましい。**

その際、発電側課金の導入に伴って、以下のような影響が生じ得ることについて、当事者が認識した上で協議を行うことが望ましい。

- ・発電側課金は、kW 課金とkWh 課金があることや、他市場収益が存在すること等を踏まえ、**適切な転嫁方法について検討が必要***になること。
- ・発電側課金の単価等は、発電側課金を請求する一般送配電事業者や割引適用の有無等によって異なるため、同量の電力量だとしても発電所の立地によって請求額が異なること。
- ・発電事業者によっては、複数地域で発電をしている場合があること。

* 実務上どのように発電側課金を転嫁するかについても事業者間で協議が必要となる。例えば、
 ①卸料金（発電・小売間の取引価格）を発電側課金の負担分を上乗せした価格に変更する
 ②卸料金（発電・小売間の取引価格）には発電側課金を含めず、別途、発電側課金の負担分を小売電気事業者から発電者に支払う
 ③実際の発電側課金の負担分が契約内容から大きく乖離した場合には、事後調整措置を盛り込む、とった方法等もあり得る。

第86回電力・ガス取引監視当委員会制度設計専門会合、2023年6月27日、資料9-2相対契約における発電側課金の転嫁に関する指針（案）

5. 容量市場、非化石市場への取組状況

将来にわたる供給力 (kW) を市場取引を通じて効率的に調達する容量市場が開設され、2020 年度からオークションが開始されました (実需給は 2024 年度)。また、2017 年に JEPX に開設された非化石価値取引市場において、2020 年度から卒 FIT 電源が生じることから、非 FIT 非化石証書 (再エネ指定、再エネ指定なし) の取引が 2020 年に開始されました (高度化法義務達成市場)。

容量市場、高度化法義務達成市場ともに、ごみ発電の参加が可能であることから、2020 年度より両市場への会員の取組状況をアンケートにより調査し、その状況を確認しました。

なお、容量市場、非化石価値取引市場の概要は、本研究会第 3 期最終報告及び本報告第 1 章 3. 非化石価値取引の制度変化を参照ください。

(1) 容量市場への取組状況

①参加状況と登録区分

参加会員数は 2020 年度の 6 自治体から 2021 年度では 14 施設に急増しました。

2022 年度の登録区分については、供給電力量が 10,000kW を越える発電事業者に該当する 3 自治体が安定電源である以外は全てがアグリゲータによる発動指令電源*でした。その理由としてそもそも期待容量 (外部供給電力) が 1,000kW 未満であるケースが 56% (5/9) ですが、1,000kW 以上であっても安定的供給や停止計画調整等に不安があることを理由にアグリゲータによる登録としています。リクワイアメントに対するペナルティに不安があるとする件数は 2021 年度より減少した (5→1) ようです。

また、アグリゲータ登録の場合の発電側の責務については 45% (4/9) が何もないですが、残りの 4 例についてはペナルティや期待容量の算定がごみ発電側の責務として挙げられています。

*容量市場では、期待容量が 1,000kW 未満の電源や安定的供給力を提供できない自家発・デマンドレスポンス (DR) などを単独または組み合わせて発動指令電源として参加することが可能となっています。

容量市場第 1 回オークション (2020 年度) (実需給年度 2024 年度)

参加	不参加
6	18



容量市場第 2 回オークション (2021 年度) (実需給年度 2025 年度)

参加		不参加
14		10
安定電源	発動指令電源	
2	12	
	単独登録	
0	12	



I ごみ発電を取り巻く関連諸制度の変化と対応の考え方

容量市場第3回オークション（2022年度）（実需給年度2026年度）

参加		不参加
12		9
安定電源	発動指令電源	
3	9	
	単独登録	
	0	9

●2022年度調査

アグリゲータ登録の理由について（複数回答）

期待容量が1,000キロワット未満	安定的に電気を供給することが困難	リクワイアメントに対するペナルティに不安	実効性テストに不安	容量停止計画の調整に不安	その他	備考
5	5	1	0	1	1	・単独参加での登録が間に合わなかったため。

アグリゲータ登録における発電側の責務について（複数回答）

期待容量の算定	容量停止計画の調整	ペナルティ	何もない	その他	備考
1	0	4	4	1	・発動指令への対応

参考) ●2021年度調査

アグリゲータ登録の理由について（複数回答）

期待容量が1,000キロワット未満	安定的に電気を供給することが困難	リクワイアメントに対するペナルティに不安	実効性テストに不安	容量停止計画の調整に不安	その他
9	6	5	3	2	1

アグリゲータ登録における発電側の責務について（

期待容量の算定	容量停止計画の調整	ペナルティ	何もない
2	3	4	8

②中間年における計画停止調整や実効性テストについて

2024年度実需給である施設に対しては、中間年である2022年度において計画停止調整や実効性テストが実施されました。安定電源1件については、発電所の整備計画に基づき停止計画を提出し、調整依頼等無く受領されていた一方、実効性テストについては半数が供給量の確保ができなかったとされています。その原因は出力の変動、テスト期間が部分運転に重なったこと等であり、確保できた施設の対応の仕方と表裏でした。

I ごみ発電を取り巻く関連諸制度の変化と対応の考え方

中間年における計画停止調整や実効テストについて2020年度（2024年度実需給）

参加				
10				
安定電源	発動指令電源			
1	9			
	実効性テスト		供給量の提供	
	受けた	受けていない	できた	できなかった
	8	1	4	4

供給量の確保ができなかった原因と対応について

- ・実効性テスト（夏季）については、電源等リスト全体として要件を満たさなかったため、冬季に再度、実効性テストを実施する。
- ・余剰出力が変動し、テスト時間で未達のコマが発生。
- ・2024年は実績のバイオマス比で算定されるとの認識であったが、上限バイオマス比を適用された。アグリゲータと供給力の見直しについて協議中。
- ・全炉運転中の施設は供給力を提供できたが、部分運転中の施設は期待容量の提供はできなかった。

計画停止調整や実効性テストで問題がなかったと回答した施設のコメント

- ・発電所の整備計画に基づき停止計画を提出し、調整依頼等無く受領されている。
（安定電源）
- ・1炉運転時は、供給力を提供できない可能性があるため、7月～9月、12月～2月は、2炉運転するよう心がけている。
- ・年間の余剰電力発生量で75%以上となる容量を設定したため供給上の問題はなかった。
- ・2023年1月25日(水)9:00-12:00@東北エリアで実効性テストを実施。アグリゲータからは3時間前に実施指令が出ると事前に伺っていたが、実際に指令が出たタイミングは前日1月24日15:00だった。

以上から、容量市場に発動指令電源として参加する場合には、実需給2年度前の夏季または冬季に実施される実効性テストに対応できるよう、運転計画に配慮が必要です。

(2) 非化石価値市場への取組状況

①非FIT非化石価値の2021年度取引状況

2020年度の7件に対し2021年度は13件（13/24）とほぼ倍増し、全てが小売電気事業者との相対取引によるものでした。この内、ほとんどは非化石価値と電力の契約先が同一ですが、電力と非化石価値の契約先が異なるケースが1件見られました。また、同一契約先において、売電料金と非化石価値を分離しているケースはなく電気料金に含めて契約していました。

なお、取引をしなかったケースにおいて以下の理由が挙げられていて、「再エネ指定無し」区分

I ごみ発電を取り巻く関連諸制度の変化と対応の考え方

(非 FIT 非化石証書の中でごみ発電の内の非バイオマスに相当するもの) の取扱いについては、小売電気事業者でばらつきがあるようです。

- ・「再エネ指定無し」については相対取引先が取引をしていない
- ・相対取引先との協議が進まなかった

アンケート結果 (非 FIT 非化石価値取引について)

2020非FIT非化石価値取引

市場入札	相対取引	取引なし
1	6	17



2021非FIT非化石価値の取引について

市場入札	相対取引				取引なし	
0	13					11
	相対契約先					
	売電契約先と同じ			売電契約先と異なる		
	12			1		
	売電料金と非化石価値を分けて契約	売電料金に非化石価値を含めて契約	その他	非化石価値の金額を設定して契約	その他	
	0	11	1	1	0	

その他は不記載

②非化石証書売買のための手続き

手続きに関しては、1件を除き基本的に小売電気事業者が代行しています。非化石価値のみを契約している1ケースについては証書売買の手続きを自治体自らが行っています。

非化石証書売買のための手続き

自ら	契約小売電気事業者	その他	備考
1	11	1	・基本的には小売電力事業者に代行してもらっているが、市にしか対応できない部分は市で行った

③手続き等への課題、結果に対する評価

小売電気事業者に登録手続きを委任したことから苦労はなかった、それなりの利用価値はあるという意見と、効果に対する事務作業が大きいという意見に二分されています。

また、今回の制度変更や制度そのものに対する意見がありました。

④非 FIT 非化石価値取引 (高度化法義務達成市場) に関しての意見等

2021年度取引において全てが相対取引であったように、取引会員の要件や会費等を勘案すると、自治体が取引所取引に参加するのは難しいようです。

再エネ価値取引市場では需要家や仲介者の参入が可能となり 2021年11月の約定量は2020年の

I ごみ発電を取り巻く関連諸制度の変化と対応の考え方

全約定量を上回る取引が行われました。このことから高度化法義務達成市場においても発電者と需要家の直接取引を可能にすべきとの意見がありました。このことについては、再エネ電力が発電所から直接需要家に供給できる仕組み（自己託送）が構築された（FIT は除く）ことから、非 FIT 再エネ電源に係るコーポレート PPA の取組に限り、一定の要件を満たす場合、発電事業者と需要家における非 FIT 再エネ証書の直接取引を認めることとされました（2022 年度）。

II 脱炭素社会に向けたごみ発電の姿

1. ごみ発電の現状認識（ごみ発電の価値・特徴）

ごみ発電の現状認識として、分散型再エネ電源／レジリエンス／防災貢献及び他電源に対する優位性の観点からごみ発電の価値と特徴を示すと以下のとおりです。

【ごみ発電の価値】

- 廃棄物焼却施設は廃棄物の衛生処理・減容化という社会経済の中で欠かすことの出来ない社会インフラであり、安定かつ継続的な運営が求められている。
- ごみ発電は、この廃棄物の焼却に伴う廃熱を利用して発電・熱利用するものであり、発電事業を目的としたものではない。
- 廃棄物焼却施設においてバイオマス以外の廃プラ等の焼却に伴う非エネルギー起源 CO2 等は温暖化ガスとしてカウントされるものの、ここで得られた電力・熱については、現状カーボンフリーとして扱われている。
- また、脱炭素社会に向けて、ごみ発電を備えた廃棄物焼却施設の新たな価値が注目されており、地域のエネルギーセンターや、施設の強靭性を活かした防災拠点としての役割、また電力系統安定化のための慣性力*の担い手としても期待されている。

*太陽光や風力発電等インバーターを介した非同期接続電源が増えると、電力システムの慣性が低下し、安定性も低下する。タービン発電機は同期発電機で、電力システムの周波数変化を自律的に小さくする“慣性”を有する。

【ごみ発電の特徴】

- ごみ発電電力は蒸発量制御運転により安定した発電電力が得られる一方、稼働計画（稼働炉数）により発電電力は段階的に変化する。
- ごみ発電は自家発自家消費電源であり、発電した電力の内、所内消費及び自営線による供給を行った後の電力が送電端電力となり逆潮流（売電）可能となる。
- 上記から、他のバイオマス発電のように常に安定した送電端電力が得られるわけではないが、自家消費量を予測することで計画値同時同量を満たし、計画的な送電端電力を得ることが可能である。ただし、特に自営線供給量が大きい場合等には、送電端電力を計画的にするために、その需要量予測が重要となる。
- ごみ発電電力はバイオマス分と非バイオマス分に分けられており、FIT あるいは FIP の対象はバイオマス分のみとなる。
- 一方、再エネ電力の非化石価値、環境価値を取引する非化石価値市場が創設され、FIT 分を FIT 非化石証書、その他を非 FIT 非化石証書とし、非 FIT 非化石証書を再エネ指定（FIP）と再エネ指定なし（非バイオマス）に区分している。つまり、ごみ発電電力の内非バイオマス分はカーボンフリーではあるが再エネではないという位置づけになっている。
- 2018 年の廃棄物処理施設整備計画で新たな価値を創出する廃棄物処理施設の整備が示されたように、地域の状況に応じてごみ発電の電力・熱を様々な方法で地域で活用する事例が多くみられるようになった。

II 脱炭素社会に向けたごみ発電の姿

- その例は、地域新電力による公共施設への供給をはじめ、災害時の防災拠点となり得る施設への常時からの供給、熱の産業利用等多岐にわたっている。
- 一方、地域での活用でなく FIT 等の電力収入を期待する場合も多く、大規模施設でその傾向が強い。
- 再エネ大量導入の進展に伴い系統安定度が低下するという懸念が指摘されているなか、ごみ発電は慣性力を有する同期発電機であることから、分散型であることによるその効果が期待できる。

2. 2050年カーボンニュートラルに向けたごみ発電の取組事例から見る課題

2050年カーボンニュートラル（CN）に向け、「地域脱炭素ロードマップ」（令和3年6月9日 国・地方脱炭素実現会議決定）及び「地球温暖化対策計画（令和3年10月22日）」では、「脱炭素先行地域」において脱炭素に向かう地域特性等に応じた先行的な取組実施の道筋をつけることとされていますが、再エネ電源の確保と地域内エネルギーマネジメントが重要となります。また、廃棄物資源循環分野における2050年温室効果ガス排出実質ゼロに向けた中長期シナリオ（案）（2021年8月）では、広域化・集約化に合わせたメタンガス化施設の推進とCCUSをシナリオとして示しています。

そこで、本研究会で報告されたごみ発電に係る上記取組事例をもとに、2050年CNに向けたこれら施策の課題について整理しました。

（1）地域特性を生かした地産地消分散型エネルギー事業モデル浜松グリッド8

「浜松グリッド8」は、株式会社シーエナジー（以下『シーエナジー』）、浜松市、自治体新電力である株式会社浜松新電力（以下『浜松新電力』）が協働で実施した「浜松市の地域特性を生かした地産地消分散型エネルギー事業」で、浜松市の特性である日照時間の長さを活用した太陽光電を行い、その発電した電力を浜松グリッド8内全体で使い切る取組みです（下図参照）。

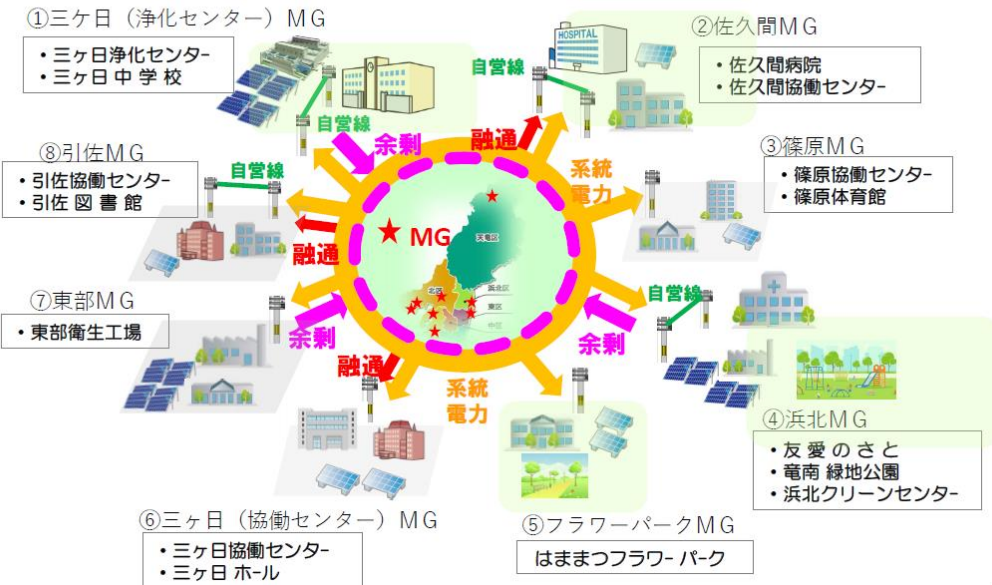
浜松グリッド8では、まず、浜松市内の都心部から中山間地域までの8ヶ所で、2つの公共施設を使ったマイクログリッドを構築し、グリッド内で、太陽光発電設備や蓄電池といった分散型電源から公共施設へと電力を供給することで、エネルギーの地産地消を実現します。グリッド内では、公共施設間で自営線を敷設することで、太陽光発電設備を設置していない側の公共施設でも、太陽光発電の電力を使用できるようになり自家消費率が向上します。

各マイクログリッドで消費しきれない発電電力はマイクログリッド間で融通し、その融通をごみ発電電力や太陽光発電を活用する浜松新電力が行います。これにより、浜松グリッド8内で発電された電力を浜松グリッド8内で使い切ることができます。

また、自然災害などで電力会社のネットワークが遮断されても、太陽光発電設備や蓄電池から公共施設の重要負荷へ電力を供給することが可能となります。自営線でつないだ公共施設は避難所を対象としており、地域のレジリエンス向上にも役立ちます。

3-2 浜松グリッド8の概要

発電した電力は**浜松グリッド8**内で使い切る！！
⇒CO₂削減・エネルギー自給率向上・レジリエンス向上



16

今後のごみ発電のあり方研究会第4期第1回会合（2022年3月25日）、資料4 地域特性を活かした地産地消分散型エネルギー事業浜松グリッド8（株式会社シーエナジー）

本事業では、FIT を活用せず 地域消費率 99%を達成したこと、地域のレジリエンス強化と共に経済的自立を実現できたこと、地産地消分散型エネルギーモデルの新たな自治体モデルとして波及効果が高いことが確認されています。

本取組は一つの自治体内で完成する事例ですが、本市は全国の市で2番目の広さを持つ自治体であることから、広域化により複数市町村で構築する場合でも本取組を展開することで、地域の脱炭素化に向けた対応が可能です。一方、本取組における最終的なマイクログリッド間のエネルギーマネジメントは浜松市が一部出資する浜松新電力が実施しています。複数市町村で構築する場合に関係市町村が関与する複数の地域新電力が存在する場合や複数の廃棄物発電とそれに関連するプラント系新電力が存在する場合には、全体のエネルギーマネジメントの方法を検討する必要があります。

(2) 中長期シナリオで描くメタンガス化+焼却のコンバインドシステム

廃棄物資源循環分野における 2050 年温室効果ガス排出実質ゼロに向けた中長期シナリオ（案）（2021年8月）においては、イノベーション実現シナリオ以上のシナリオにおいて焼却の新規整備は 300t/日以上に集約化した施設のみとした上で、焼却施設の整備（更新）時は、メタン発酵導入とセットとするものとなっています。つまり、一つの方法としてメタンガス化+焼却のコンバインドシステムが想定されています。

一方、メタンガス化+焼却のコンバインドシステムの実施数は、下表のとおり 2013 年以降の 6 件となっています。特に、ごみ処理量が 100t/日以上では下水道放流とセットとなっています。こ

II 脱炭素社会に向けたごみ発電の姿

これは、メタンガス化が乾式であっても水分調整が必要であり、結果として排水処理が必要となるとともに余剰水が発生、一般的なごみ焼却施設はクロードシステムを採用することから、焼却炉内噴霧か下水道放流が必要になるためです。また、メタンガス化残渣は脱水処理後焼却処理するため、焼却のみの場合と比較して焼却処理能力の低減が小さく、結果として、焼却のみの場合と比較して建設費が高くなります。

このように、メタンガス化残渣の排水の問題、建設費の問題から、循環交付金の優遇措置があってもメタンガス化+焼却のコンバインドシステムが普及していないのが実態で、中長期シナリオ（案）を進める上での課題となります。広域化・集約化における中継施設での資源回収機能として、生ごみ・紙ごみのメタンガス化を活用するといったメタンガス化単独設置の観点からも、排水処理の必要のないシステムが望まれます。また、廃棄物処理施設整備計画（令和5年6月30日閣議決定）にあるとおり、施設の建設・維持管理・解体に係るトータルコストを縮減することも望まれます。一方、地域によっては、生ごみを分別収集した上でメタンガス化の発酵残渣を液肥として農地利用するケースもあり、この場合は排水の課題は解消されますし、そもそもメタンガス化+焼却のコンバインドシステムとする必要がなくなります。まさに地域の実情に応じたメタンガス化システム構築が望まれます。

なお、バイオガスの利用方法として発電燃料利用が一般的ですが、バイオガスを膜分離等によりバイオメタンに精製した上で都市ガス原料として供給したり、精製・熱量調整・付臭の上都市ガス導管注入するケースもあります。さらに、精製時に分離したCO₂をメタネーションによりe-メタンとする取組やバイオガス中のCO₂を直接メタネーション化する取組が実施されており、e-メタン、バイオメタンが都市ガスの2050CNに向けた取組の柱とされています。

メタンガス化+焼却の発電に関し、焼却設備、メタンガス化設備ともに発電を行いFITを適用しようとする場合に、買取価格の異なる2つのバイオマス発電設備が併設され同一地点から逆潮流することから、手続きに非常に時間を要したという意見がありました。このことについては、一定の条件下において按分計量が認められていますが（電気計量制度に関するQ&A、Q14（按分計量の取扱い））、焼却+メタンガス化のコンバインドシステムは、再エネ特措法上特有なケースと考えられることから、個別ケースとせず、手続きがスムーズに進むよう、環境省、経産省での協議が必要と考えます。さらに、2023年以降2000kW以上のバイオマス発電はFIP制度が適用されますが、焼却+メタンガス化のコンバインドシステムにおいて、FITとFIPの共存が可能であるか、FIPに統一しなければならないのかといった問題が発生することは必須です。このことについても併せて協議することが必要です。

II 脱炭素社会に向けたごみ発電の姿

焼却＋メタンガス化のコンバインドシステム実施例

自治体名		宮津与謝環境組合	南但広域行政事務組合	防府市
施設名		宮津与謝クリーンセンター	南但クリーンセンター	防府市クリーンセンター
焼却施設	能力	30t/日(30t/日×1炉)	43t/日(43t/日×1炉)	150t/日(75t/日×2炉)
	発電機出力	発電なし	発電なし	3,600kW
メタンガス化施設	能力	20.6t/日(20.6t/日×1基)	36t/日(36t/日×1基)	51.5t/日(25.75t/日×2基)
	発電機出力	270kW	191kW×2基	—
	排水先	場内再利用、ガス冷却	場内再利用、ガス冷却	場内再利用、下水道放流
供用開始年月		2020年7月	2013年6月	2014年4月
備考				バイオガスはごみ焼却ボイラ蒸気の昇温(365℃→415℃)に利用

自治体名		鹿児島市	町田市	京都市
施設名		鹿児島市南部清掃工場	町田市バイオエネルギーセンター	京都市南部クリーンセンター
焼却施設	能力	220t/日(110t/日×2炉)	258t/日(129t/日×2炉)	500t/日(250t/日×2炉)
	発電機出力	4,710kW	6,220kW	14,000kW
メタンガス化施設	能力	60t/日(30t/日×2基)	50t/日(25t/日×2基)	60t/日(30t/日×2基)
	発電機出力	—	250kW×4基(内1基予備)	1,000kW
	排水先	場内再利用、下水道放流	場内再利用、下水道放流	場内再利用、下水道放流
供用開始年月		2022年1月	2022年1月	2019年9月
備考		バイオガスは、精製後、都市ガス事業者 にガス原料として供給		
情報根拠		市HP資料	市HP資料	市HP資料

(3) 中長期シナリオで描くCCU導入のための実証

廃棄物資源循環分野における2050年温室効果ガス排出実質ゼロに向けた中長期シナリオ(案)(2021年8月)においては、実質排出ゼロシナリオにおいて、ごみ焼却量換算で全体の35%程度でCCUSを行う想定となっています。そして2050年で実現するためには、2030年に稼働する施設において少なくともその計画ができていなければならない必要があります(開始は2040年代が想定されています)。

一方、ごみ焼却施設排ガスのCCUについては、下表のとおり佐賀市を除き実証段階で、ふじみ衛生組合からは、今後の試験項目として以下が示されています。

- ①廃棄物焼却排ガスの性状変動に対応可能なCO₂分離回収プロセス構築
- ②廃棄物焼却施設の維持管理に影響を与える要素の把握(必要な熱エネルギー量、排ガスの影響によるアミン吸収液の寿命など)
- ③CO₂分離回収設備内における廃棄物焼却排ガスの微量成分の挙動把握

特に、アミン吸収液によるCO₂回収に必要な熱エネルギーに関しては、廃棄物資源循環分野における2050年温室効果ガス排出実質ゼロに向けた中長期シナリオ(案)(2021年8月)で、300t/日程度ではCO₂回収+CO₂液化による蒸気利用により、送電端電力量が83%程度減少すると想定しており、ごみ発電に非常に大きな影響が生じます。

また、ごみ焼却施設の計画から稼働まで10年程度を要すること、施設を25年程度運用することを考慮すると、用地選定においてCO₂回収設備+CO₂液化設備設置に要する敷地面積の情報は早い段階から必要になります。

II 脱炭素社会に向けたごみ発電の姿

ごみ焼却施設における CO2 分離・回収技術の導入（実証含む）

	区分	分離回収技術	利用方法	備考
佐賀市	導入 (H28～)	化学吸収法 ・排ガス洗浄	直接利用（農業 等）	CO2 回収量 10t/日 回収ガス CO2 濃度 99.5%
久慈市	実証 (H30～R7)	化学吸収法 (排ガス前処理 の詳細未公表)	CO 化 ・水素発生装置 ・金属触媒 エタノール化 ・微生物触媒	実証規模：CO2 回収量 最大 10kg/日
小田原市	実証 (H30～R4)	化学吸収法／ PSA など現在あ る手法を組み合 わせて検討 ・排ガス洗浄	メタネーション ・水素発生装置 ・メタン化設備	目的：清掃工場から排出され る二酸化炭素を分離・回収し メタンを生成するまでのフロ ーを、商用化規模で実証し、 技術を確立する
ふじみ 衛生組合	実証 (R3～4)	化学吸収法 ・排ガス冷却塔	メタノール製造等	目的：廃棄物焼却排ガスの性 状変動に対応可能な CO2 分 離回収プロセス構築
横浜市	実証 (R4～)	化学吸収法 (排ガス前処理 の詳細未公表)	メタネーション、 産業ガスなどに直 接利用する研究に 使用	CO2 回収量 0.3t/日 CO2 利用は東京ガス(株)が協 働

一方、回収した CO2 の利用方法については、多量の利用が想定される動脈側利用として、CO 化+エタノール化、メタノール化、メタネーション等が実証されているところです。実用化に向けたコスト低減のみならずサプライチェーンの構築が大きな課題です。メタネーションについては、ガス会社を中心に都市ガスに変わる新たな燃料（合成メタン）として、2050 年に向けた計画が具体化しています。

3. 2050年の廃棄物処理施設の姿とごみ発電の価値

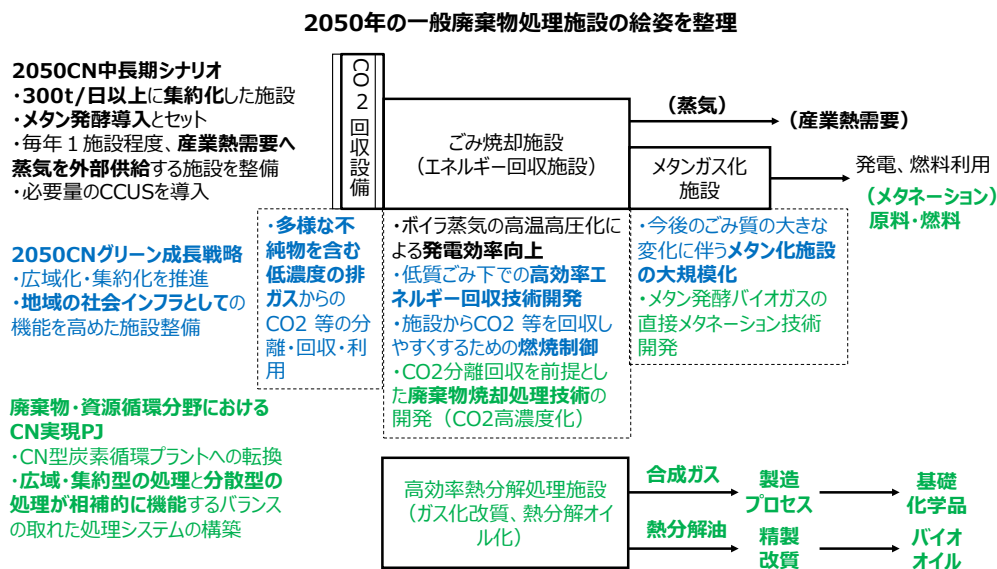
(1) 2050年の廃棄物処理施設の姿

2050CNに向けた資源循環分野の以下①から④のシナリオ・計画をもとに、2050年の廃棄物処理施設の姿について整理しました。

- ①廃棄物資源循環分野における2050年温室効果ガス排出実質ゼロに向けた中長期シナリオ（案）（2021年8月）
- ②2050カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略（2021年6月）
- ③グリーンイノベーション基金事業「廃棄物・資源循環分野におけるカーボンニュートラル実現」研究開発・社会実装計画、2023年10月
- ④プラスチック資源循環戦略、2019年5月

2050年の一般廃棄物処理施設の姿は下図のように整理され、「地域特性に合わせ、広域・集約型の処理と、局所最適のサイズや廃棄物の種類に合わせた方法による分散型の処理が相補的に機能する、安定的・効率的でバランスのとれた処理システム」*が想定されます。*産業構造審議会グリーンイノベーションプロジェクト部会、グリーン電力の普及促進等分野ワーキンググループ（第5回）、2023年3月資料3「廃棄物・資源循環分野におけるカーボンニュートラル実現」プロジェクトの研究開発・社会実装の方向性

そして、広域・集約型の処理として①エネルギー回収、資源回収施設、②CN型炭素循環プラント（高効率熱分解処理施設、動静脈連携に資する施設）が、局所最適のサイズや廃棄物の種類に合わせた方法による分散型の処理として③エネルギー回収施設、その他が想定されます。



①広域・集約型の「エネルギー回収、資源回収施設」

想定される施設整備、導入技術等は以下のとおりです。

- ・300t/日以上に集約化し、ごみ質変化からメタン発酵を併設したごみ焼却コンバインド施設（2050年度処理量から全国で203施設と推計）
- ・ボイラ蒸気の高温高圧化による発電効率向上（6MPa,450°C）

II 脱炭素社会に向けたごみ発電の姿

- ・低質ごみ下での高効率エネルギー回収技術開発
- ・メタン化施設の大規模化
- ・メタン発酵バイオガスのバイオメタネーション技術開発（メタン高濃度化）
- ・産業熱需要へ蒸気を外部供給する施設（毎年1施設整備）
- ・必要量のCCUSを導入する施設（ごみ焼却量換算で全体の36%程度）
- ・多様な不純物を含む低濃度の排ガスからのCO₂等の分離・回収・利用
- ・施設からCO₂等を回収しやすくするための燃焼制御
- ・CO₂分離回収を前提とした廃棄物焼却処理技術の開発（CO₂高濃度化）
（炭素回収率90%以上）
→300t/日程度では、CO₂回収+CO₂液化により送電端は17%程度に減少（中長期シナリオ）
- ・中長期シナリオでは、2050年送電量は1,200GWh/yであり、2030年の7,000GWh/yから極端に減少

②広域・集約型の「CN型炭素循環プラント（高効率熱分解処理施設、動静脈連携に資する施設）」

想定される導入技術等は以下のとおりです。

- ・ガス化改質施設
改質ガスを基礎化学品に変換（炭素有効利用率27%以上を目標）
- ・熱分解オイル化施設
熱分解油をバイオオイルに変換（発熱量ベースでの回収率48%以上を目標）
さらに、熱分解処理で残った炭素(CO₂)を既存技術等の組合せにより回収し外部供給できる形にした割合を合算して、廃棄物に含まれる炭素利用率が80%以上となることを見込む。

③最適サイズによる分散型の「エネルギー回収施設、その他施設」

想定される対象、導入技術等は以下のとおりです。

- ・①でCO₂回収、産業熱供給を行わず、エネルギー利用を最大化する施設
- ・広域化しても300t/日以上に集約化できない施設
- ・メタンガス化施設
- ・メタン発酵バイオガスのバイオメタネーション技術開発（メタン高濃度化）
- ・ボイラ蒸気の高圧化による発電効率向上
- ・低質ごみ下での高効率エネルギー回収技術開発
- ・他の再エネとの競合を考えれば、自家消費、地域消費が最適な方法
- ・地域新電力を活用した地域供給等により、災害時のレジリエンス、地域脱炭素を目指す施設

現実的には、広域化・集約化の中で単独設置される生ごみのメタン発酵施設、堆肥化施設や過疎地域での焼却によらないソーティング施設（プラスチック資源化等含む）が含まれます。

(2) 相互補完する中での分散型電源としてのごみ発電の価値と留意点

ごみ発電は上記の分類のそれぞれで重要な役割を持つと考えられますが、ここでは上記(1)③

II 脱炭素社会に向けたごみ発電の姿

最適サイズによる分散型のエネルギー回収施設と位置付けた時の留意点を検討してみます。

商用電力の CO2 排出係数が小さくなりごみ発電のいわゆる代替効果は小さくなるものの、有料の再エネ電気を購入する必要がないという経済的メリットは大きく、その上で、以下の価値が見いだせます。

○災害時に防災拠点となる施設に常時から電力・熱を供給することによる災害時レジリエンスへの貢献

- ・そのためには、施設周辺に多くの防災拠点が配置されることが必要であり、市街地での施設設置がポイントとなります。

○自己託送を利用した公共施設への電力供給による、公共施設群の脱炭素化への貢献

- ・公共施設群への電力供給には自己託送が有効ですが、組合施設から構成自治体施設への自己託送には、「密接な関係」要件の緩和が必要です。

○地域新電力を活用したごみ発電電力の地域消費による地域脱炭素化への貢献

- ・地域の脱炭素化には地域新電力を活用した EMS が必須であり、必要に応じて送配電事業者の参画する新たな EMS を構築することも必要です。

○ごみ発電電力のその他の価値

- ・夜間電力としての重要性

多量に存在する太陽光発電の特性から、夕方から夜間の電力料金は高止まりするので、昼夜安定した供給が可能であるごみ発電の重要性は増すと想定されます。一方で夜間は地域需要が減少するので、EV 収集車への充電等余剰電力の使い方が重要となります。

- ・電力系統安定化のための慣性力としての価値

一方、この施設ではエネルギー収支として CO2 回収を行う余力がありませんので、焼却施設からの非エネルギー起源 CO2 は削減できないこととなります。従って、脱炭素化の観点から見ると、①、②と比較してレベルが低いものとなります。

上記のとおり、2050 年に向けても、特に地域脱炭素化の観点、災害時レジリエンスの観点から、ごみ発電は相互補完する中での分散型電源としての価値を有すると考えます。一方、広域化・集約化の中で、その役割を果たすための施設立地、地域 EMS（配電事業を含めた地域新電力（個別に活動するプラント系新電力を含む））のあり方及び障害となる規制の緩和等については、今後、さらなる検討が必要です。そして何より、脱炭素社会への施策を反映したごみ量・ごみ質を踏まえ、廃棄物処理施設整備の考え方を見直すことが重要と考えます。

その一例として、廃棄物中のプラスチック類を資源化（マテリアル、ケミカルリサイクル）することで、残りのバイオマス主体の廃棄物及び地域の多様なバイオマスを焼却し熱回収・発電を行うことが想定できます。この場合、上述のような地域分散型電源としての価値を有するとともに、廃棄物処理施設自体の脱炭素効果も高いものとなります。また、地域の多様なバイオマス資源を取り込むためには、自治体と産業廃棄物事業者との協働事業化を目指す必要があります。

III 今後のごみ発電のあり方について ―提言―

【制度変更等】

◎ FIP 制度におけるごみ発電の地域貢献

FIP 制度では、環境価値を含む再エネ電力の売買に関し、小売電気事業者との相対契約が可能である。地域エネルギー事業会社を活用することで、ごみ発電のもつ様々な価値を脱炭素など地域社会への貢献に役立てることが重要

◎ 出力制御におけるごみ発電（一般廃棄物）の位置づけ

一般廃棄物処理施設は地域から収集された家庭ごみなどを燃料とする発電設備であり、地域資源バイオマス発電設備として分類されているところ、燃料貯蔵に由来する制約等により出力抑制が困難な施設といえる。需給バランス制約による出力制御、送電容量制約による出力制御において、上記の位置づけでの対応を一般送配電事業者に求めることが重要（なお、需給バランス制約による出力制御においては、電力状況を鑑み、施設の状況に応じて、焼却処理量により調整可能な範囲において出力抑制に協力することを検討することも重要）

◎ ノンファーム型接続におけるオンライン制御

今後は全ての新設ごみ発電がノンファーム型接続になると想定され、発電出力制御に必要な装置の設置が必要となるところ、出力制御機能付 PCS 等技術仕様書にもとづく対応について検討することが重要

◎ 発電側課金への対応

現在は一般送配電事業者の託送料金の形でエリア内の小売電気事業者に全額請求している送配電設備の維持・拡充に必要な費用について、エリア内に立地する発電事業者にも発電側課金の形で一部の負担を求める発電側課金制度が 2024 年度に導入されることになっている。発電側課金については、発電料金の一部として小売電気事業者に転嫁され、ひいては最終需要家に転嫁されていくことが想定されていることから、ごみ発電と小売電気事業者の間で締結する相対契約において、「相対契約における発電側課金の転嫁に関する指針」に基づき、他市場収益が存在することを踏まえ協議を実施することが望まれる。

【脱炭素社会に向けたごみ発電の姿】

◎ 相互補完する中での分散型電源としてのごみ発電の価値

広域・集約型のエネルギー回収・CCUS施設や広域・集約型のCN型炭素循環プラントと相互補完する「最適サイズによる分散型のエネルギー回収施設」を脱炭素社会に向けたごみ発電と位置付けた上で、

- 災害時に防災拠点となる施設に常時から電力・熱を供給することにより、地域の災害時レジリエンスに貢献する。そのためには、施設周辺に多くの防災拠点が配置されることが必要。つまり市街地に施設を設置することが必要
- 自己託送を利用した公共施設への電力供給により、公共施設群の脱炭素化に貢献する。そのためには、自己託送に係る密接な関係要件の緩和が必要（組合施設から構成自治体施設への託送等）
- 地域新電力を活用したごみ発電電力の地域消費により、地域の脱炭素化に貢献する。そのためには、配電事業を含めた地域新電力のあり方（個別に活動するプラント系新電力を含む）を検討するとともに、夜間電力としての重要性、慣性力としての価値を十分に引き出すことが重要
- そして何より、脱炭素社会への施策を反映したごみ量・ごみ質を踏まえ、廃棄物処理施設整備の考え方を見直すことが重要

◎ マイクログリッドを含む地域一体型のエネルギーシステム構築に向けた動きに対応し、市民生活に密接した地産電源として、新たな地域エネルギーシステムの一翼を担うことが重要



§ 今後のごみ発電のあり方研究会（第4期）メンバー

【座長】 東京電機大学工学部電気電子工学科教授 加藤政一

【有識者】 東京エコサービス株式会社取締役電力事業部長 浅香義久

【自治体会員】 海部地区環境事務組合

川口市

川越市

北九州市

小平・村山・大和衛生組合

相模原市

千葉市

長野広域連合

長野市

名古屋市

八王子市

浜松市

ふじみ衛生組合

船橋市

町田市

武蔵野市

横浜市

【民間企業会員】 (プラント系新電力会員) 荏原環境プラント(株)

日鉄エンジニアリング(株)

J F E エンジニアリング(株)

(株)タクマ

日立造船(株)

(プラントメーカ会員) (株)川崎技研

川崎重工業(株)

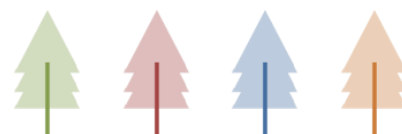
(株)クボタ

(株)神鋼環境ソリューション

三菱重工環境・化学エンジニアリング(株)

【オブザーバ】 環境省環境再生・資源循環局廃棄物適正処理推進課、川崎市、京都市

【協力】 株式会社日本エナジーサービス



一般財団法人日本環境衛生センター

総局 資源循環低炭素化部

企画・再生可能エネルギー事業課

〒210-0828

神奈川県川崎市川崎区四谷上町 10-6

TEL : (044)288-5093

Email : saiene@jesc.or.jp