

電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会
第三次中間とりまとめ

令和2年7月

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

目次

1. はじめに	1
2. 新たな市場整備の方向性(各論)	4
2. 1. 非化石価値取引市場	4
2. 2. ベースロード市場	49
2. 3. 連系線利用ルールの見直し・間接送電権	61
2. 4. 容量市場	67
2. 5. 需給調整市場	77
3. 今後の検討の進め方	83
電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会開催状況	84
電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会委員名簿	88
電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会オブザーバー名簿	89

1. はじめに

制度検討作業部会(以下「本作業部会」という。)は、2017年3月に総合資源エネルギー調査会電力・ガス基本政策小委員会(以下「基本政策小委員会」という。)の下に設置され、電力システム改革貫徹のための政策小委員会(以下「貫徹小委員会」という。)中間とりまとめにおいて創設が提言された5つの市場(ベースロード市場、間接オークション・間接送電権市場、容量市場、需給調整市場、非化石価値取引市場)等の詳細制度設計を検討してきた。

2018年5月には、それまでの検討内容を踏まえ、本作業部会の中間とりまとめ(以下「第一次中間とりまとめ」という。)の案を公表した(同中間とりまとめ案は、パブリックコメント手続を踏まえ、同年7月に確定版が公表された。)。第一次中間とりまとめにおいては、各市場の詳細制度設計の検討結果が示され、資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会(以下「監視等委員会」という。)、電力広域的運営推進機関(以下「広域機関」という。)、日本卸電力取引所(以下「JEPX」という。)など、各市場に関係する機関が連携の上、市場開設に向けた検討を進めることとされた。また、各市場の検討において、重要な追加論点が多くなった場合や、複数の市場に関係する論点が多くなった場合などは、必要に応じ、本作業部会において追加検討を行うこととされた。

また、2019年5月には、第一次中間とりまとめ以降の本作業部会の検討内容をまとめた、中間とりまとめ(以下「第二次中間とりまとめ」という。)の案を公表した(第二次中間とりまとめは、2018年7月の第24回作業部会から2019年5月の第32回作業部会までの、9回の作業部会の検討内容をとりまとめ、パブリックコメント手続を踏まえ、同年7月に確定版が公表された。)。

本中間とりまとめでは、貫徹小委員会において創設が提言された5つの市場それぞれについて、第二次中間とりまとめ以降に議論された追加論点について、検討した結果を示している。このうち、非化石価値取引市場に関しては、エネルギー供給構造高度化法(以下「高度化法」という。)の中間評価の基準についての具体的な数値目標の在り方を整理した。また、これまではFIT非化石証書のみが取引の対象だったが、2020年4月発電分より、非FIT非化石証書についても証書の対象とされた(FIT制度による買取期間が終了した電源(以下「卒FIT電源」という。))については、2019年11月分より証書対象)。容量市場については、2020年7月の初回メインオークションに向けて、容量市場における入札ガイドライン等の整理や市場支配的事業者の監視の在り方等について議論を行った。また、ベースロード市場については、2019年7月に初回メインオークションが実施され、2019年度中に実施された計3回のオークションについて、その結果の総括を行った。

本中間とりまとめが扱う検討期間中においては、いくつかの重要な出来事があった。2019年には、台風第15号及び台風第19号により千葉県を中心とした広域に甚大な被害をもたらされた。こうした停電の復旧の長期化といった状況を踏まえ、電力供給にかかる本質的なレジリエンス強化に向けては、基本政策小委員会と産業構造審議会保安・生活用製品安全分科会電力安全小委員会の下に設置された「電力レジリエンスワーキンググループ」において、

台風 15 号及び台風 19 号の停電復旧対応から明らかになった課題の抽出と、これを踏まえて今後とるべき対策の整理や、過去の教訓等を踏まえて、電力供給のレジリエンス強化に向けて一体として取り組むべき課題・対策について整理が行われた。

2020 年 4 月には、第 3 弾電気事業法改正に基づき、旧一般電気事業者の送配電部門が法的分離され、2020 年度以降の経過措置料金の扱いについても議論が進められてきた。

電力市場に目を向ければ、グロスビディングなどの自主的取組に加え、間接オークションの導入により、2018 年 10 月以降、JEPX のスポット取引約定量の全国販売電力量に占めるシェアは 30%を超えることとなった。九州エリアにおいては、太陽光発電の出力増加により余剰電力が発生し、太陽光発電の出力制御が行われるとともに、当該時間帯の九州エリア価格において、JEPX 市場最安値の 0.01 円/kWh という価格をつけている。貫徹小委員会で議論された発電所の投資回収予見可能性の低下のシナリオは既に現実化しつつある。

一方で、2017 年度から公募が開始された電源 I' (猛暑や厳寒等に対応するための調整力)の仕組みのもと、デマンド・レスポンス(以下「DR」という。)の一般送配電事業者による活用は定着した。例えば、2018 年 1 月から 2 月にかけて、東京エリアにおいては厳寒による需要増加により、DR が連続発動されるに至った。海外に目を向ければ、蓄電池がシステムの負荷軽減のために活用されており、容量市場や需給調整市場に参入する動きが既に始まっている。社会における IoT や AI の普及が進み、我が国の電力事業においても VPP の活用等が着実に進みつつある。

原子力については、2020 年 5 月現在、西日本において、9 基の原子力発電所が稼働しているが、原発テロ対策工事の遅れから、再稼働済みの原子力についても、運転が停止することとなった。

新電力の販売電力量のシェアは約 15%に達した一方で、一部エリアの一部需要種別においては、電力全面自由化後に伸長してきた新電力のシェアが一転して低下するケースも見られた。旧一般電気事業者が新電力と提携・出資する動きも見られた。

電力市場の外に目を向ければ、社会における ESG 投資(環境(environment)、社会(social)、企業統治(governance)を配慮する企業への投資)への関心の高まりと、RE100 にみられるような、需要家企業による再生可能エネルギー調達への関心の高まりなどが見られた。こうした関心の高まりを受けて、FIT 非化石証書においても、再エネ発電源を特定するトラッキングスキームの実証実験を継続して行っている。さらに、2019 年 12 月には、スペイン・マドリードで COP25 が開催され、市場メカニズム等に関する議論が行われた。

海外においては、欧州において Brexit の動きがある一方で、単一欧州エネルギー市場実現に向けた更なる取組が進んでおり、欧州大の需給調整市場の創設や各種市場制度のハーモナイゼーションや脱炭素化に向けた政策推進の動きがみられ、包括的政策パッケージの採択に向けた動きも進んでいる。米国においても、州レベルにおいて、電力システムの脱炭素化のための様々な政策が推進されている。欧州・米国を含め、諸外国では再生可能エネルギーの発電コストの大幅な低下が実現しつつあり、我が国においても再生可能エネルギー

の普及やコスト低下が進展している。

本作業部会における検討は、こうした電気事業を巡る、とどまることない環境変化が進む中で、行われてきたものである。

本作業部会においては、検討の初期段階から新電力等のヒアリングや意見募集を行い、第一次中間とりまとめに至る過程においても、2度にわたる中間論点整理を行った上で、事業者意見募集やヒアリングを実施するなどの手続きをとった。第二次中間とりまとめの検討にあたっては、第一次中間とりまとめに対するパブリックコメントや、高度化法の目標達成計画の提出時に併せて提出された対象小売電気事業者からの意見の確認を、検討の初期段階において行っている。また、本作業部会の第一次中間とりまとめを踏まえ市場開設準備を行っている広域機関や JEPX においても、必要に応じて事業者意見募集手続きを設けるなど、関係事業者等からの意見を聴きつつ透明性の高い、開かれた検討プロセスを構築してきている。

本中間とりまとめについても、これまでの本作業部会の検討内容について、関係事業者からの意見を含め、広く様々な意見を聴くために、過去の作業部会の検討結果を整理したものである。また、今後、各市場に関して追加の論点が生じた際には、本作業部会を含め関係機関において、必要に応じ然るべき検討を行っていく。

第二次中間とりまとめ以降、2019年7月には、ベースロード市場の初オークションが開催され、2020年4月には、高度化法の中間評価の基準が導入された。今後、本作業部会で検討を行ってきた各市場において、取引が開始されていく。2020年7月には、容量市場の初回メインオークションが開催予定である。また、一般送配電事業者における調整力の広域運用が段階的に開始され、2021年度の三次調整力②を皮切りに、広域的な調整力の調達を目的とした需給調整市場が導入される。

本作業部会の検討を踏まえ、貫徹小委員会中間とりまとめが意図する、我が国の電力市場の競争の深化や、環境適合や安定供給などの公益的課題の達成が、電力自由化の流れの下で同時に実現していくことを、強く期待するものである。

2. 新たな市場整備の方向性(各論)

2. 1. 非化石価値取引市場

(1) 高度化法に基づく非化石エネルギー源の利用目標達成計画について

(背景)

高度化法は我が国のエネルギー供給の太宗を化石燃料が占めていることに鑑み、エネルギー安定供給、経済効率性の向上による低コストでのエネルギー供給を実現し、同時に、環境への適合を図るために、2009年に制定された。高度化法において全てのエネルギー供給事業者は、事業を行うにあたり、基本方針に留意して非化石エネルギー源の利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に努めなければならないこととされている。

エネルギー供給事業者のうち、「特定エネルギー供給事業者」(前年度の電気の供給量が5億kWh以上であるもの)については、判断基準に定められる非化石電源比率の目標について、その達成のための計画を作成し、経済産業大臣に提出することを義務付けている。

エネルギー供給事業者については、2014年の電気事業法第2弾改正に伴い、小売電気事業者等¹に改正された。基本方針及び判断基準については、エネルギー需給の長期見通しを踏まえて策定することとされている。2016年にはエネルギー基本計画の改訂を踏まえた告示の改正が行われ、判断基準における非化石電源比率の目標については、長期エネルギー需給見通しを踏まえ「2030年における非化石電源比率を原則44%以上」とすることとされた。

別途、エネルギーの仕様の合理化等に関する法律(以下「省エネ法」という)に基づき、発電段階において、エネルギーミックスと統合的な火力発電全体の発電効率について規制しており、高度化法、省エネ法の目標を達成できた場合に、結果として、2030年時点での排出係数が0.37kg-CO₂/kWh相当となる。これは、パリ協定事務局に提出した日本の中期目標(2030年度の温室効果ガスの排出を2013年度比で26%削減)と統合的な数値となっている。

(非化石電源比率の中間評価について)

非化石エネルギー源の利用に関する電気事業者の判断基準(平成29年経済産業省告示第130号)1.④にて、「非化石電源比率の目標到達に向けて、国は、毎年、事業者(複数の事業者で取組を行っている場合にあつては、当該複数の事業者)の単位で、目標到達の状況と到達に向け適切な取組みを行っているかを評価するものとする。加えて、定量的な中間評価の基準を設け、評価を行うことで目標達成の確度を高める。」と規定されている。

中間評価の在り方については、貫徹小委員会の議論も踏まえ、FIT由来電源以外の非化石証書の取引が開始される時期を目途に、検討を行うとされていた。

第14回基本政策小委員会において、「中間評価の基準の設定について、小売競争への影響も精査しつつ、発電事業者の証書収入の用途制限や、証書の市場供出等の制度的手当と

¹ 小売電気事業者、一般送配電事業者、登録特定送配電事業者(一般送配電事業者、登録特定送配電事業者については、小売供給に係る部分に限る)が含まれる。

一体的かつ丁寧に議論する」とされた。

また、具体的な内容については、「本作業部会において議論を行い、検討結果を踏まえて基本政策小委員会で改めて議論する」とこととされた。中間評価の基準を議論するにあたっては、高度化法告示や高度化法の趣旨を踏まえつつ、非化石価値取引市場等の制度的手当と一体的かつ丁寧に検討を行いながら、本作業部会において論点を整理することとされた。

(高度化法の非化石電源比率の達成状況について)

高度化法施行令第 5 条第 1 号に掲げる事業を行う小売電気事業者、及び一般送配電事業者と特定送配電事業者のうち、2018 年度における電気の供給量(小売供給分に限る)が 5 億 kWh 以上の事業者(報告対象事業者)は、2019 年 7 月末に高度化法に基づく非化石エネルギー源の利用の目標達成のための計画(達成計画)を提出した(提出対象となった企業は 59 事業者で、国内販売電力量シェア率 97%)。

2017 年度分同様に、今回提出された達成計画については、現状の非化石電源比率を確認するとともに、2030 年度の目標達成に向けた取り組み状況等の確認に重点をおいて評価を行った。

なお、2017 年度分に達成計画を提出した事業者のうち、2018 年度においてで達成計画提出対象外となった事業者は存在しなかった。

(参考図 1-1) 2018 年度の達成計画の報告対象事業者

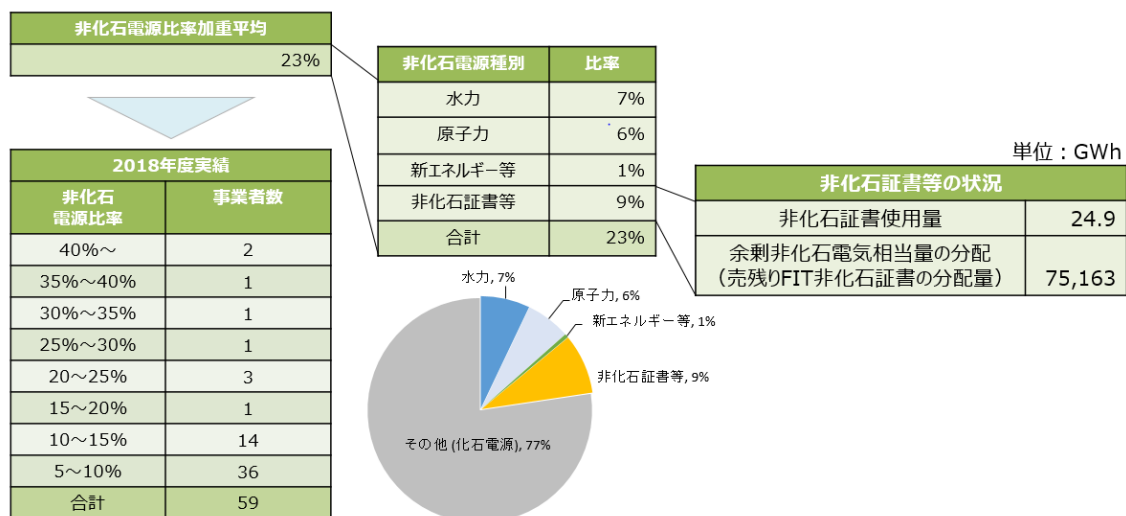
旧一般電気事業者	新電力				
北海道電力	(株)F-Power	(株)Loop	オリックス(株)	KDDI(株)	大和ハウス工業(株)
東北電力	イーレックス(株)	ダイヤモンドパワー(株)	シン・エナジー(株)	東邦ガス(株)	HTBエナジー(株)
東京電力EP	イーレックス・スパーク・マーケティング(株)	出光グリーンパワー(株)	(株)アイ・グリッド・ソリューションズ	(株)シナシアパワー	鈴与商事(株)
中部電力	(株)エネット	(株)新出光	サミットエナジー(株)	(株)ジェイコムウエスト	SBパワー(株)
北陸電力	出光興産(昭和シェル石油(株))	(株)ウエスト電力	リコージャパン(株)	アーバンエナジー(株)	(株)パネイル
関西電力	(株)オプテージ	北海道瓦斯(株)	東京ガス(株)	丸紅新電力(株)	(株)リリエネ
中国電力	エネサーブ(株)	伊藤忠エネクス(株)	(株)東急パワーサプライ	(株)関電エネルギーソリューション	東海電力(株)
四国電力	(株)サイサン	大阪瓦斯(株)	王子・伊藤忠エネクス電力販売(株)	M C リテールエナジー(株)	
九州電力(送配電・小売)	ミツウロコグリーンエネルギー(株)	エレクトロニクス(株)	テプコカスタマーサービス(株)	(株)グローバルエンジニアリング	
沖縄電力(送配電・小売)	日本テクノ(株)	J X T G エネルギー(株)	日鉄エンジニアリング(株)	(株)エナリス・パワー・マーケティング	

▶ 計57社(59事業者)

(順序は小売登録番号順)

報告対象事業者は、達成計画の提出にあたって非化石電源比率の現状と 2030 年度の目標値及び達成のための計画を記載することになっている。報告対象事業者の非化石電源比率の現状(2018 年度実績)は以下のとおり。

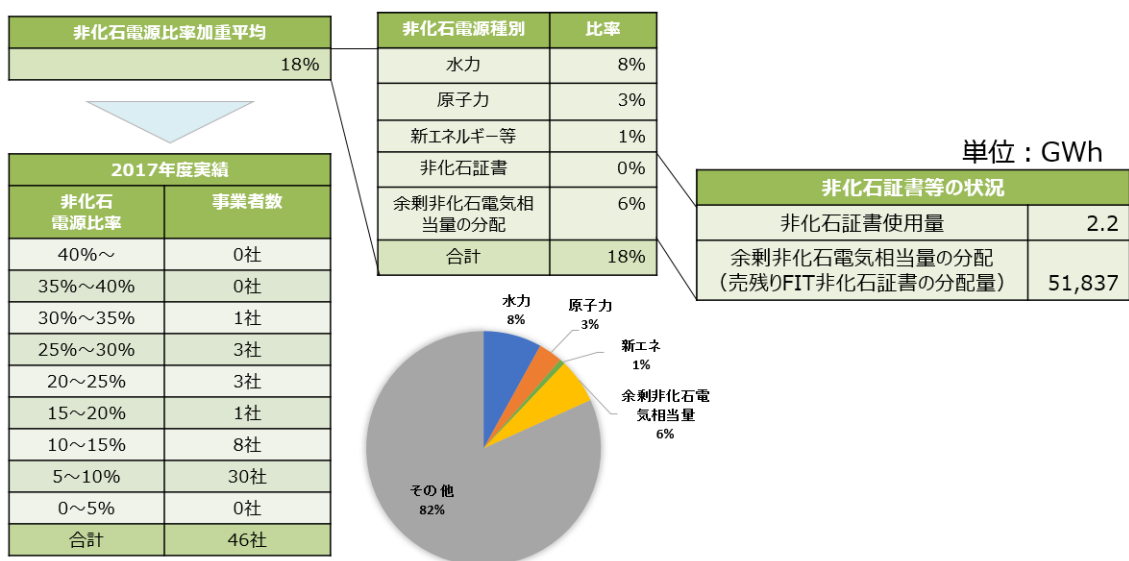
(参考図 1-2)2018 年度の非化石電源比率実績



(参考)高度化法の非化石電源比率の現状(2017 年度実績)について

報告対象事業者の非化石電源比率の現状(2017 年度実績)は以下のとおり。

(参考図 1-3)2017 年度の非化石電源比率



(2017 年度実績との比較)

2017 年度の非化石電源比率の実績値と 2018 年度の非化石電源比率の実績値の比較を行った。対象事業者全体の非化石電源比率は、2017 年度 18%に対し、2018 年度は 5%増加し 23%となった。また、昨年同様、大半の事業者が非化石電源比率は 15%未満であるが、30%以上の非化石電源比率の事業者は、2017 年度 1社に対し、2018 年度は 4 社となった。

(参考図 1-4)2017 年度実績との比較

対象事業者全体の非化石電源比率

非化石電源種別	2017年度	2018年度
水力	8%	7%
原子力	3%	6%
新エネルギー等	1%	1%
非化石証書等 (余剰非化石電気相当量含む)	6%	9%
合計	18%	23%

対象事業者の非化石電源比率の分布

非化石電源比率	2017年度	2018年度
40%~	0	2
35%~40%	0	1
30%~35%	1	1
25%~30%	3	1
20~25%	3	3
15~20%	1	1
10~15%	8	14
5~10%	30	36
合計	46	59

(2030 年度目標に向けた取り組みについて)

報告対象事業者における目標達成に向けた取り組みについての集計結果は以下のとおり。

(参考図 1-5)2030 年度目標に向けた取組について

2030年度の目標達成に向けた取り組み (代表的なもの)	事業者数
非化石証書の購入	49
卒FIT電気や非FIT再エネ電気の調達	31
公営水力・大型水力の電気の調達	10
自社保有の大型水力発電所の安定操業や原子力発電所の再稼働及び安定操業等	10
非FIT再エネ発電所の安定操業及び新規開発	9
原子力発電の電気の調達	4
廃棄物等の新エネルギー電気の調達	14

(高度化法 2030 年度目標の実現に関する主な意見)

<2019 年 8 月第 20 回電力・ガス基本政策小委員会資料より抜粋>

- 目標を実現するにあたっての費用を円滑かつ適正に転嫁できない恐れがある。仮に、非化石証書の購入費用等の非化石価値がお客さまに転嫁できない場合、小売電気事業者の事業環境が厳しいものとなる。このため国は、高度化法第 14 条の内容を踏まえ、小売電気事業者が非化石価値を転嫁することに寄与する所要の策を講じていただきたい。具体例としては、小売電気事業者が料金単価を決めるにあたっては、経過措置料金の単価を目安にしていることが多いと思われることか

ら、非化石価値を踏まえて経過措置料金の値上げを実施することを検討いただきたい。

- 激変緩和の「一定量」の水準については、2018 年度の「余剰非化石電気相当量」の実績を踏まえつつも、それだけに囚われず、競争影響への緩和の観点から最大限の量となること。
- 原子力や大型水力などの電源由来の非化石電源比率は別枠で評価し、それ以外の電源(再エネ電源など)に限定した上で全小売事業者の目標を設定すべきであるが、そのような制度設計が困難な場合は、すべての小売事業者が公平な条件で非化石価値を購入できるように、原子力や水力等由来の非化石価値も含め、非化石市場に適切な価格かつ十分な量で流通させることが必要ではないか(旧一般電気事業者発電部門の恣意で偏った燃料種のみ供出されてはならない)。
- 非 FIT 非化石証書の販売益については、発電事業者に非化石電源の維持・拡大を進めるインセンティブを与えるという趣旨以外に収入が使われないよう、用途を厳密に制限すること。その際には、小売への販売益の還流の観点のみではなく、発電事業者間の公平性の観点も踏まえた制度措置を講ずること。
- 現状の高度化法による規定では、小売販売電力量が年間 5 億kWh 以上の事業者のみ、目標提出の対象とされている。一方、2030 年度目標の達成は、事業規模の大小を問わず必要となることから、目標提出対象についても、小売事業者全体に義務を課すことが適当。
- 今後、太陽光電力を蓄電池や EV に蓄電し、自家消費または系統に送電する事例が多くなるものと思料。従い、「蓄電池を活用し、系統に送電した電力」や「自家消費電力」の非化石価値をどのように取り扱うかを議論することが重要になると考える。
- 事業者の経営上の影響に配慮し、非化石証書の最低価格の見直しについても検討する。
- 卒 FIT 電気などから生じる非 FIT 非化石証書の価値向上やビジネスの広がりのためには、非 FIT 非化石証書が RE100 に適用できることが不可欠である。現行の相対契約でも RE100 への適用が可能なのか、あるいは FIT 非化石証書のようなトラッキングが必要なのか、等についての状況の整理と、RE100 適用に必要な環境整備を要望したい。

(2018 年度の達成計画の評価)

- 報告対象事業者による 2018 年度の非化石電源比率の加重平均は 23%で、昨年度の実績値 18%から 5%上昇。これは、FIT 電気及び原子力発電からの調達がそれぞれ増加したことが主な要因。
- また、小売電気事業者単位で見ると、みなし小売電気事業者のうち、一部の事業者

は水力・原子力発電の活用等により、平均以上の非化石電源比率となっている。他方、新電力は一部の事業者が平均以上の非化石電源を利用しているが、大半の事業者の非化石電源比率が 10%以下であり、余剰非化石電気相当量(売残り FIT 非化石証書 9%)が非化石電源利用の過半を占めている。

- 報告対象事業者から、化石電源グランドファザリング(以下、化石電源 GF)や中間目標の設定などを含む新電力と旧一般電気事業者の公平な競争環境の確保が必要といった意見があった。
- また、2030 年度の目標達成の方法としては、「卒 FIT 電気や非 FIT 再エネ電気の調達」、「公営水力・大型水力の電気の調達」、「自社保有の非化石電源の安定操業」等が挙げられるなか、多くの事業者から「非化石証書の購入」が挙げられた。
- これらを踏まえ、高度化法の目標の確実な達成に向けて、中間評価の基準設定を含めた非 FIT 非化石証書の取引環境の整備等に取り組んでいくことが必要である。

(中間評価の基準となる 2020 年度目標設定に関する検討の進め方)

- 本作業部会第二次中間とりまとめ(2019 元年 7 月)において、2019 年 7 月末の高度化法の達成計画の提出を踏まえ、2020 年度の具体的な目標の決定や化石電源 GF²の決定を、年内を目途に行うこととされた。
- また、2020 年度の具体的な目標の決定にあたっては、2020 年度の想定される我が国全体の非化石電源比率や、それを踏まえた野心的な目標設定の在り方を踏まえつつ、激変緩和量の精査や証書市場がひっ迫する蓋然性が低いこと等の確認も行いながら、審議会において確認を得ることとされた。
- これらを踏まえ、2020 年度の具体的な目標値の設定について、本作業部会で詳細議論を進め、年内を目途に基本政策小委員会で報告することとした。
なお、第1フェーズにおける事業者の予見性を高めるため、2021 年度、2022 年度の暫定目標値に関する考え方についても併せて示すこととなった。

(参考図 1-6)制度検討作業部会第二次中間とりまとめ(抜粋)

² 従来、化石電源等の電気を調達していた小売事業者について、非化石電源の電気を新規に調達することの困難性や事業環境の激変を防ぐという観点から、化石電源の調達に一定の配慮を行う化石電源 GF を導入することとなり、化石電源 GF の設定にあたっては、制度検討作業部会第二次中間とりまとめにおいて、2018 年度の対象事業者の非化石電源比率を用いて設定することとされた。

制度検討作業部会第二次中間とりまとめ（抜粋）

P46（今後の手続きについて）

これまでの非FIT非化石証書に係る議論を取りまとめた上で、パブリックコメント手続きを行い、10月中を目途に規定等の整備を行うこととする。

あわせて、本年7月末の高度化法の達成計画の提出を踏まえ、2020年度の具体的な目標の決定や化石電源グランドファザリング（特例措置）の決定を、年内を目途に行うこととする。（所要の規定類の整備は本年度内を目途に行う）

また、達成計画の提出対象事業者（5億kWh）の基準についても実態把握を行った上で議論することとする。

2020年度の具体的な目標の決定にあたっては、2020年度の想定される我が国全体の非化石電源比率や、それを踏まえた野心的な目標設定の在り方を踏まえつつ、激変緩和量の精査や証書市場がひっ迫する蓋然性が低いこと等の確認も行いながら、審議会において確認を得ることとする。

(中間評価の基準となる目標値(中間目標)の設定について)

前項の通り、2019年8月に開催された第20回基本政策小委員会において、「2020年度の具体的な目標値の設定については、本作業部会で詳細議論を進め、年内を目途に同小委員会で報告する」とこととされた。

(中間評価の基準となる目標値設定に関わるこれまでの経緯)

目標値の設定

- 中間評価の基準となる目標値の設定については、2030年度44%目標の達成確度を高めるため、原則、2020年度以降、毎年度目標値を設定し、44%に向けて直線的に漸増させることが考えられる。目標値の調整にあたっては、「想定される小売電気事業者の非化石電源比率の全国平均(加重平均)」を目安としつつ証書流通量を考慮するなかで可能な限り野心的な目標とした上で、激変緩和量を控除して設定する。また、具体的な平均値の方法については原則として小売電気事業者等が提出する供給計画を用いることとする。

化石電源 GF

【背景及び具体的な設定方法】

- 当初、中間評価の基準となる目標値の設定において、事業者一律の目標値設定を想定していたが、本作業部会や基本政策小委員会の議論において、中間評価の基準(中間目標)を設定する上では、各事業者の置かれた状況を勘案するようなことも考え得るのではないか、という意見があった。
- こうした意見を踏まえ、諸外国における事例を参考にしつつ、従来、化石電源等の電気を調達していた小売電気事業者について、非化石電源の電気を新規に調達することの困難性や事業環境の激変を防ぐという観点から、化石電源の調達に一定の配慮を行う化石電源 GF を導入することとなった。

化石電源 GF の設定により、非化石電源比率の低い事業者(特例措置対象事業者)に対しては、目標値を一定程度引き下げることで配慮を行うとともに(非化石電源比率の低い事業者に対する負担軽減措置)、非化石電源比率の高い事業者にとっては、相対的に高い目標を課しつつ、基準値以上の非化石価値を証書化し販売することで、非化石電源の利用の促進に係るインセンティブを与えることになる。

- 国が高度化法に基づき対象事業者から報告を受けている非化石電源比率等を用いて、第1フェーズにおける化石電源 GF を設定することとする。具体的には、2018年度の対象事業者の非化石電源比率を用いて、第1フェーズにおける化石電源 GF を設定する。また、特例措置対象事業者の目標値については、その時点の通常目標値から化石電源 GF のパーセントポイント分を引き下げるものとする。

激変緩和措置

【背景及び具体的な設定方法】

- 事業者にとって、余剰非化石電気相当量(FIT 非化石証書の売残り量(2017 年度約6%))は予見が困難であり、余剰非化石電気相当量を見越して高度化法の目標に向けた取組みを行うこととすれば、自ら調達する必要がある非化石証書の量の予見可能性が低くなる。
- また、非化石電源の稼働率の変化等による非化石証書の供給量の変動によって、非化石証書価格の高騰・乱高下の可能性も考えられる。
- このため、国が各事業者に対して高度化法上の中間評価を行う際には、余剰非化石電気相当量については勘案しないこととした上で、小売電気事業者の非化石電源調達の激変緩和措置として、第1フェーズにおいては、中間評価の基準から一定量を控除することとする。ただし、第1フェーズにおける激変緩和措置の量については、化石電源 GF の設定基準年を2018年度に設定したこと等に鑑み、2020年度の中間目標の設定に際し、精査を行っていく。

「第二次中間とりまとめ」における「第1フェーズにおける中間評価の基準となる目標値の設定」及び「化石電源 GF の設定方法」に沿って、「2018年度の高度化法の達成計画」及び「2019年度供給計画」を用いて、2020年度の中間評価の基準となる目標値を設定することとした。

(参考図 1-7) 中間評価の基準・算出方法等に関する第二次中間とりまとめ(抜粋)

令和元年7月制度検討作業部会第二次中間とりまとめP.31より抜粋

- 「中間評価の基準となる目標値の設定については、2030年44%目標の達成確度を高めるため、原則、2020年以降、毎年度目標値を設定し、44%に向けて直線的に漸増させることが考えられる。一方で、非化石証書の需給がひっ迫する場合には小売電気事業者の高度化法の目標達成が困難となることから、証書流通量等も考慮し、目標値の調整を行うことが必要。**目標値の調整にあたっては、「想定される小売電気事業者の非化石電源比率の全国平均(加重平均)を目安としつつ証書流通量を考慮するなかで可能な限り野心的な目標とした上で、激変緩和量を控除して設定することが考えられる。」**とされた。
- また、**具体的な平均値の算出方法**については原則として小売電気事業者等が提出する**供給計画を用いる**こととし、例えば、X年度の目標値の設定にあたっては、X-2年度(X-2年11月～X-1年3月頃)に提出される**X-1年度分の供給計画のうち、X年度の非化石電源比率の全国平均値**とする。ただし、対象事業者の目標値の算定において、大幅な事情の変更が見込まれる場合には精査を行う。

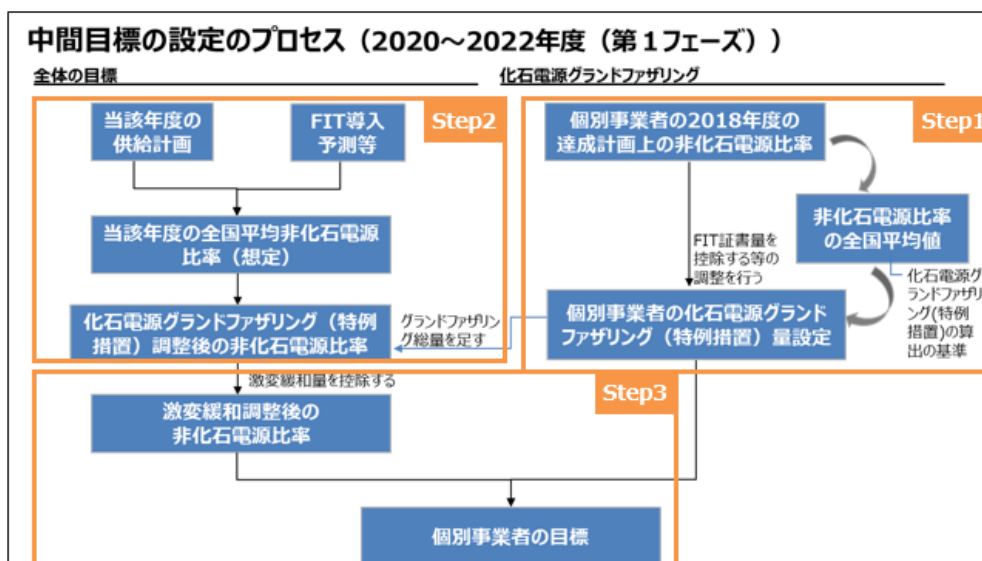
令和元年7月制度検討作業部会第二次中間とりまとめP.25より抜粋

- 非化石電源比率の意図的な引き下げが出来ない時点の非化石電源比率を参照し、また、現時点の化石電源の調達状況と大きく乖離しない時点から、**国が高度化法に基づき対象事業者から報告を受けている非化石電源比率等**を用いて、第1フェーズにおける化石電源グランドファザリング(特例措置)を設定することとする。具体的には、**2018年度の対象事業者の非化石電源比率**を用いて、第1フェーズにおける化石電源グランドファザリング(特例措置)を設定する。

(中間評価の基準となる目標値の設定について)

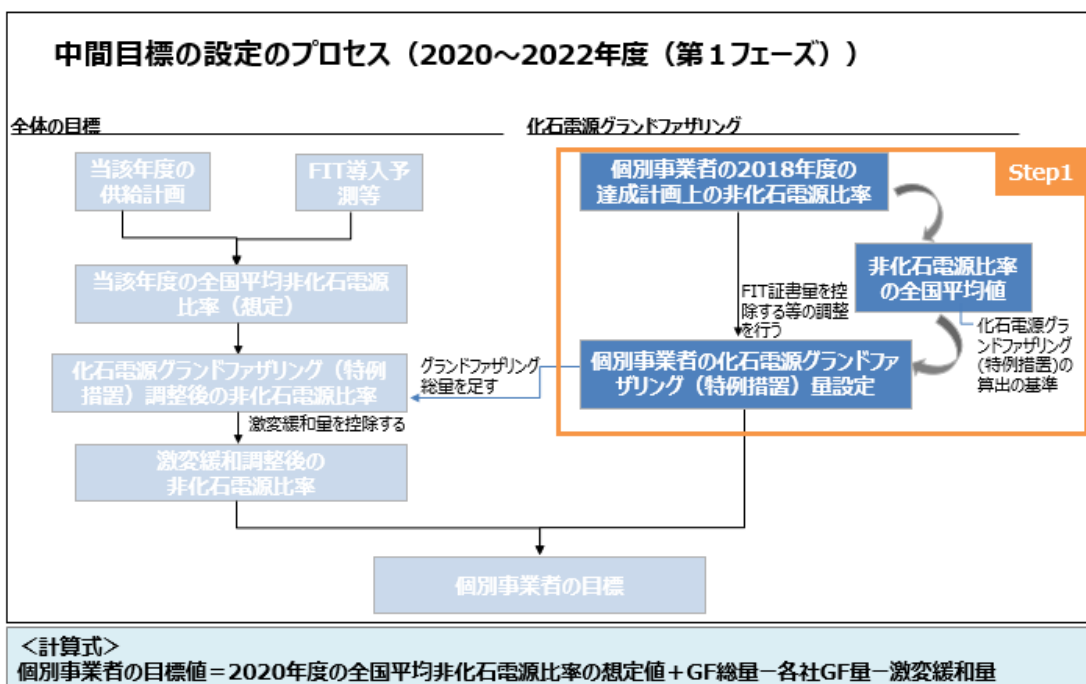
「第二次中間とりまとめ」で示されている2020年度の中間評価の目標値の設定プロセスは以下のとおり。

(参考図 1-8) 中間目標の設定プロセスフローチャート



<計算式>
 個別事業者の目標値 = 2020年度の全国平均非化石電源比率の想定値 + GF総量 - 各社GF量 - 激変緩和和量

（参考図 1-9）化石電源 GF の計算<Step 1>



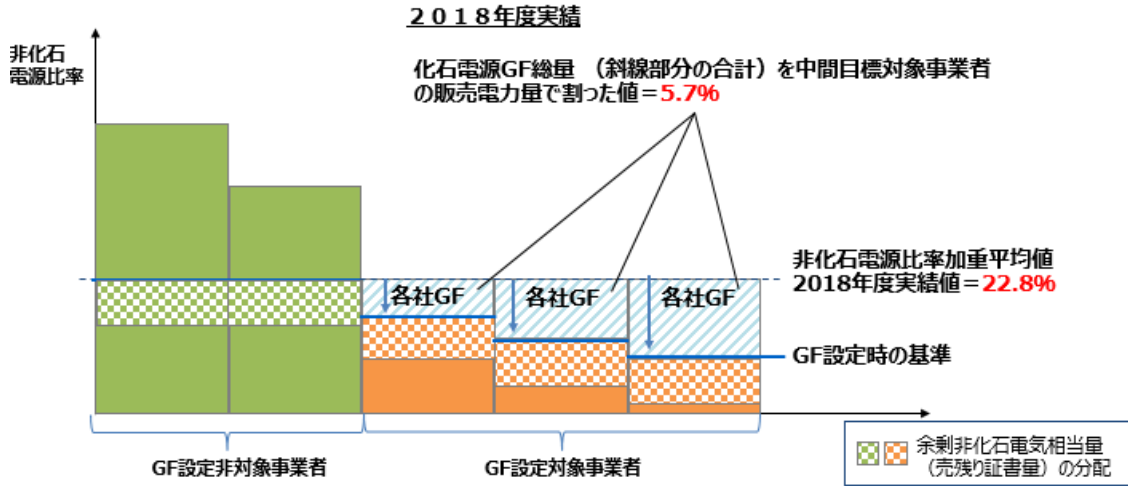
<計算式>
 個別事業者の目標値 = 2020年度の全国平均非化石電源比率の想定値 + GF総量 - 各社GF量 - 激変緩和和量

（非化石電源比率の2018年度実績と化石電源GFの総量について）

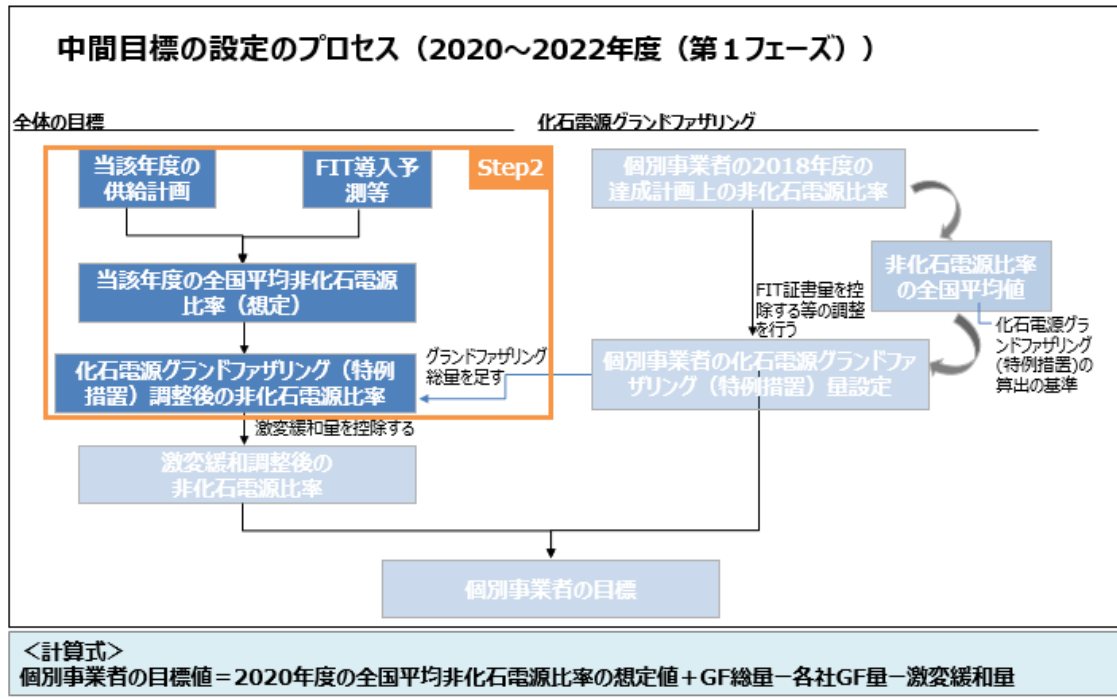
中間目標対象事業者の非化石電源比率(2018年度実績)は22.8%。この平均値を基に、各事業者の化石電源GF(2018年度の非化石電源比率平均値と化石電源GF対象事業者毎の非化石電源比率の差)を算出し、化石電源GFの総量を中間目標対象事業者の販売電力量

で割った値は 5.7%となった。

(参考図 1-10)2018 年度実績と化石電源 GF 総量



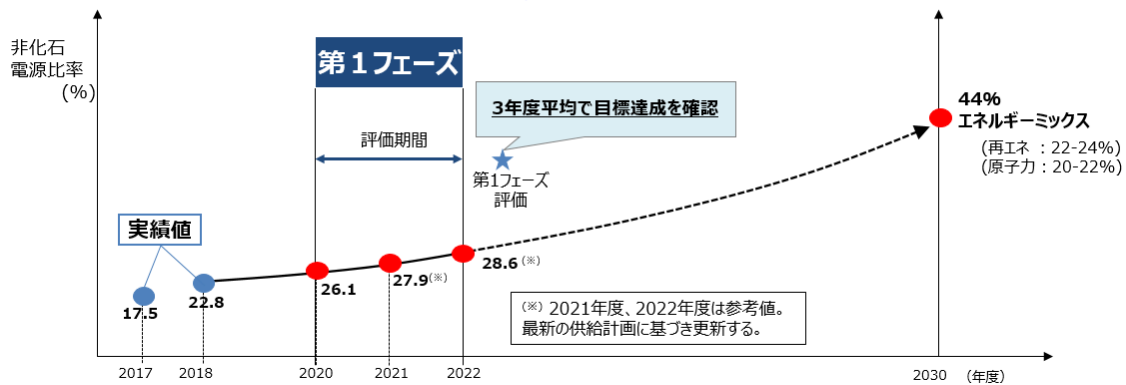
(参考図 1-11)2020 年度目標値の計算（激変緩和調整前）< Step 2 >



(非化石電源比率の想定値について)

2019 年度供給計画に基づいて、2020 年度の想定全国平均非化石電源比率を算出したところ 26.1% であった。なお、第1フェーズにおける事業者の予見性を高めるため、同様の方法を用いて、参考値として2021 年度、2022 年度の想定全国平均非化石電源比率を算出したところ、2021 年度:27.9%、2022 年度:28.6%であった。

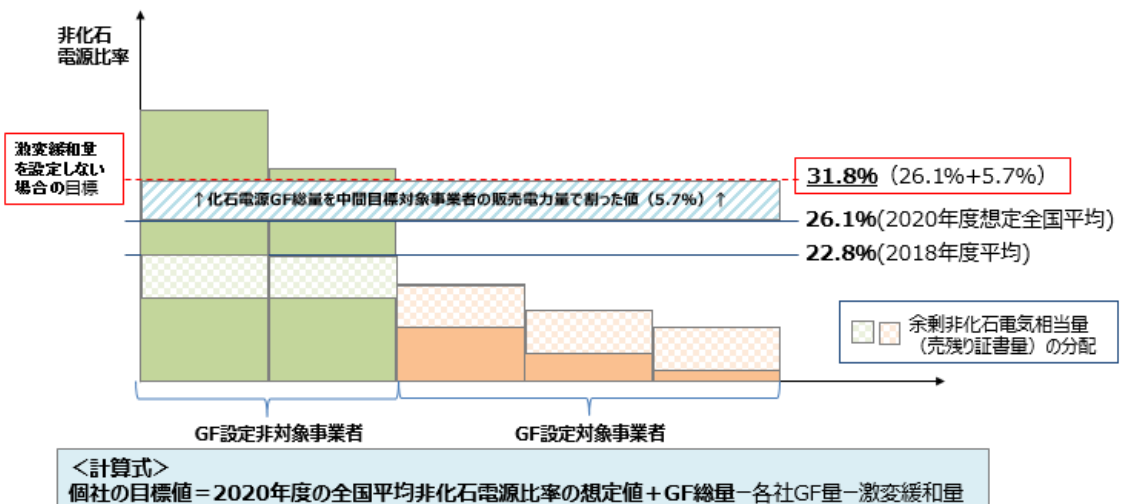
(参考図 1-12) 非化石電源比率の想定値について



(2020 年度の目標値について)

以上を踏まえると、GF 非対象事業者に対する激変緩和量を設定しない場合の 2020 年度の非化石電源比率目標値は、26.1%+5.7%=31.8%と計算される。

(参考図 1-13) 2020 年度の目標値について①

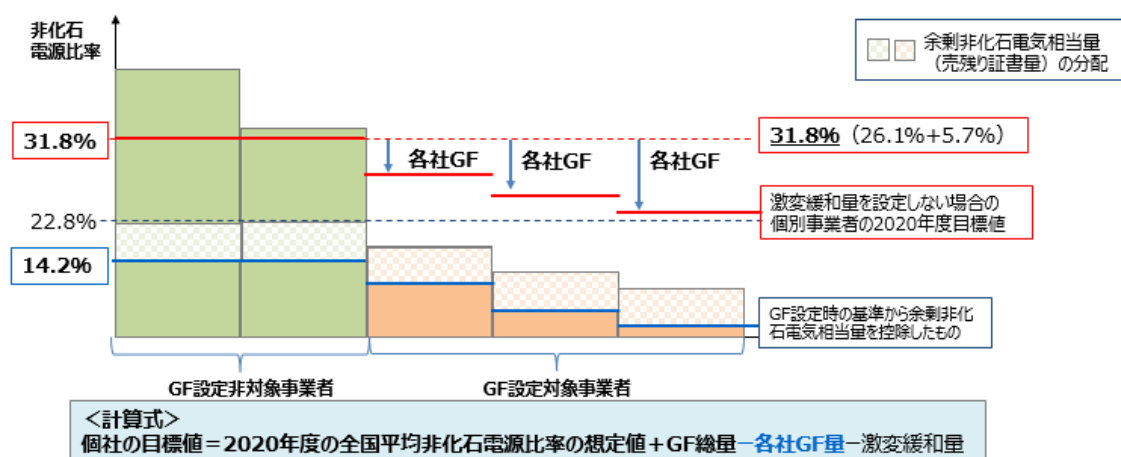


GF 設定対象事業者の激変緩和量を設定しない場合の 2020 年度の非化石電源比率目標値は、31.8%から各事業者の GF を引いたものとなる。

中間評価にあたっては、2018年度の余剰非化石電気相当量(売残り証書分配量)は勘案しないため、「2018年度の非化石比率をベースに設定した化石電源 GF 設定時の基準から2018年度の余剰非化石電気相当量を控除したもの(%)」と「2020年度目標値」との差が目標達成に必要な証書購入量となる。

下図によると、赤線と青線の差が目標達成に必要な証書購入量 17.6%となる。

(参考図 1-14) 2020 年度の目標値について②



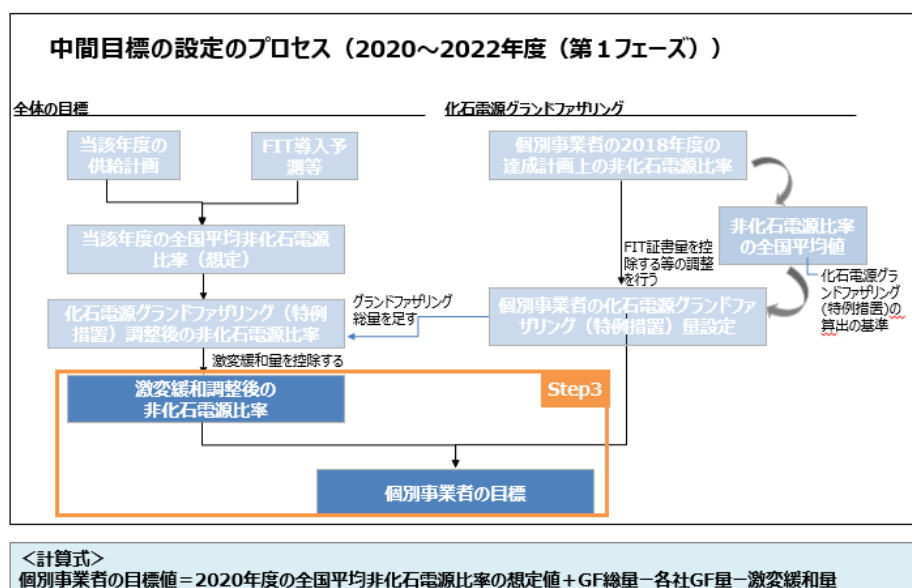
(激変緩和量の設定)

オークションの結果、約定されずに売れ残った FIT 非化石証書の非化石価値(余剰非化石電気相当量)については、販売電力量のシェアに応じて配分されている。

このため、国が各事業者に対して高度化法上の中間評価を行う際には、余剰非化石電気相当量については勘案しないこととした上で、小売事業者の非化石電源調達の激変緩和措置として、第1フェーズにおいては、中間評価の基準から一定量を控除することとなっている。

具体的には、2018年度の売残り証書分である 8.6%を 20 年度目標値設定における激変緩和量とした。

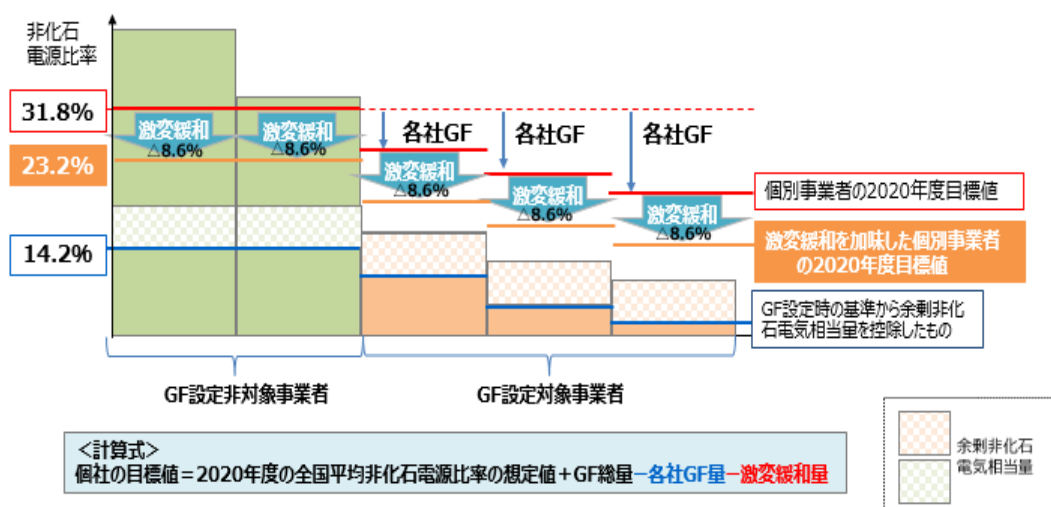
(参考図 1-15) 2020 年度目標値の計算(激変緩和調整後) <Step 3>



第二次中間とりまとめに基づき、2018年度の達成計画及び2019年度供給計画の値を用いて試算すると以下の通り。

- 2020年度の非化石電源比率想定: 26.1% (19年度供給計画)
- 化石電源 GF 総量(5.7%)を加味して算定した 2020年度の非化石電源比率目標: 31.8% (激変緩和加味無しの数値)
- 激変緩和量(▲8.6%)で加味すると、GF 設定非対象事業者の 2020年度の非化石電源比率目標値は 23.2%。
- GF 設定対象事業者については、23.2%から各事業者の GF を引いたもの。
- このとき、各小売電気事業者の証書購入量は 9.0%程度となる。(下図の橙線と青線の差)

(参考図 1-16) 2020 年度の目標値について③

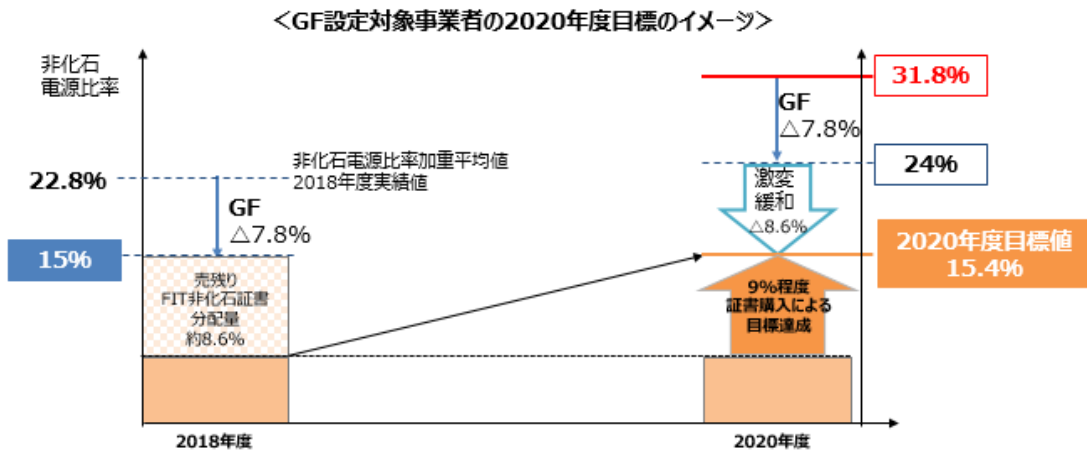


<中間目標値の算出例について>

(例)2018 年度の非化石電源比率が 15%の事業者の場合の 2020 年度目標値

- ① 2018 年度の非化石電源比率加重平均値は 22.8%のため、2018 年度の非化石電源比率が 15%の事業者を設定される化石電源 GF は、 $15\% - 22.8\% = \blacktriangle 7.8\%$
- ② 2020 年度の全国平均非化石電源比率の想定値(26.1%)に GF 総量(5.7%)を加算して算出した GF 設定非対象事業者の激変緩和を加味しない 2020 年度の非化石電源比率目標は、31.8%。
- ③ 31.8%から①で算出した当該事業者の GF($\blacktriangle 7.8\%$)を差し引き、さらに激変緩和量($\blacktriangle 8.6\%$)を控除した、15.4%が当該事業者の 2020 年度目標値となる。

(参考図 1-17) 化石電源 GF 設定対象事業者の 2020 年度目標のイメージ



(2020 年度目標設定に係わる今後の手続きについて)

中間評価の基準については、現行の高度化法の告示(判断基準)において規定されているが、今回の本作業部会での整理を踏まえ、現行規定に対し、以下の趣旨等の第1フェーズにおける中間評価の基準(中間目標)の考え方に関する規定を加えることとした。

- ① 最新の供給計画を用いて想定される非化石電源比率の全国平均値を算出する
- ② 2018 年度の各事業者の非化石電源調達状況を勘案し、事業者個別の目標値を設定する
- ③ 中間評価にあたっては、3 年間(2020~2022 年度)の目標値を設定し、3 年間の目標値の平均値と、対象事業者の 3 年間の非化石電源比率実績値の平均を比較し評価する

また、2020 年度の各社個別の具体的な目標値については、事務局において、各事業者に個別に通知することとする。

なお、作業部会において、オブザーバーより、次年度以降の目標値の設定については、早

期の設定が望ましいとの意見があった。目標設定にあたっては、高度化法の達成計画(7月未提出×切)の集計が必要である点も踏まえつつ、事業者の事業計画策定の予見性や円滑な営業活動にも考慮して、できる限り早期に提示を行う方向で引き続き検討することとする。

(非化石証書購入費用の小売料金上の取り扱いについて)

小売電気事業者が中間評価の基準となる目標(中間目標)達成のために負担する非化石証書購入費用については、小売料金に一律転嫁する措置を求める意見がある一方で、そうした措置の制度化に対して慎重な意見もあった。特に、第36回制度検討作業部会において、委員やオブザーバーより、需要家にその趣旨の理解を得るためにも丁寧な説明が必要になる観点や、新規参入者と旧一般電気事業者の競争環境の確保の観点を踏まえた措置を求める多くの意見があった。

第36回制度検討作業部会における委員やオブザーバーからの意見は以下のとおり。

- 非化石証書の購入費用については、これを料金にどう転嫁するのかという問題。特に規制料金の方で機動的に上げられないと、小売事業者が飲み込んでしまうことになり経営に大きな影響がある。しっかり検討して頂いた方が良いかと思う。
- 価格転嫁を可能とする環境整備ということで、機動的な規制料金の改定手続きをお願いしたい。大手電力が機動的に転嫁できないと新電力に影響。是非仕組みづくりをお願いしたい。
- 転嫁について。小売事業者は証書の調達コストが発生するので限界費用は上がる。また、発電と小売を両方兼ねている事業者であっても機会費用は上がる。自然体なら料金は上がるはず。これが上がらないということは、内部相互補助をしていることになる。但し、小売が他のコストを効率化したのかもしれないので、これを以て内部補助であると決めるのは難しいのは事実だが、監視等委員会でも十分監視頂きたい。
- 経過措置料金については、非化石証書の市場価格を参照しつつ一定基準を設け、この範囲であれば転嫁は認めるなどの方法も考えられるか。あとは変分改訂か。エネ庁にイニシアティブを持ってもらうことが必要かと。
- 電力事業者に非化石の電源比率を高めてもらい、社会全体を低炭素化へ持って行くということ。なんらかの形で小売の料金にコストが載っていくことが望ましいのであろうと思う。但し、やり過ぎてしまうと、独禁法の懸念もなきにしもあらずというのはあると思う。事業者の要望は、きちんと顧客に説明できるようにしてほしい、という点と理解。何らかの方法で事業者が転嫁し易い方向へ形を作ってあげるのが重要かと。

- 単に転嫁するのではなく、お客さんにその価値を理解頂くことが重要だと思っている。RE100などを背景に、少しずつそうしたニーズが広がっているとは認識している。ただ、中間目標の設定によって9%の購入が求められるわけだが、お客様の非化石価値の理解度と、その目標とが合っていないと認識している。
- 小売事業者が継続的に事業を行っていくためには転嫁が重要。規制料金の迅速な転嫁と、需要家への説明性の観点が重要。

第二次中間とりまとめにおいては、「電力適取 GL 等の不当廉売の監視の運用にあたっては、可変的性質を持つ費用が判断要素の一つになると考えられるが、その範囲については、非化石証書購入費用を勘案する等といったことが期待される」とされている。

この点に関し、小売電気事業者は販売する電力量に比例して高度化法の目標達成に必要な非化石証書の量が増える関係にあることから、小売電気料金との関係では非化石証書購入費用は可変費に該当することとして、さらに解釈を明確化することとなった。

また、小売電気事業者の非化石証書購入に伴う機動的な料金改定手続きについては、非化石電源比率を高め社会全体の低炭素化を進めていく必要性を踏まえ、それを求める新規参入者を含む小売電気事業者への事業環境への影響を確認しつつ、引き続き検討することとなった。なお、小売電気事業者による非化石証書購入手段は事業者による創意工夫により様々な取引形態が想定されるものと認識しており、規制料金における簡便な転嫁の方法については、その購入費用の妥当性・適正性を担保するための何らかのプロセスは必要と考えられる。

(発電事業者の非化石証書収入について(内部補助の監視))

第二次中間とりまとめにおいて、「監視等委員会においては、卸市場において市場支配力を有する旧一般電気事業者の発電部門から小売部門への不当な内部補助によって、小売市場における競争が歪曲される可能性があるとの認識の下に、その防止策に関する議論がなされてきており、引き続きその具体策について検討することとなっている。非化石証書の収入についても、監視等委員会における議論も踏まえつつ対応することが必要。」とされている。

このため、非化石証書収入の内部補助の監視についても、監視等委員会で議論されている発電部門から小売部門への不当な内部補助の監視に関する検討と合わせて、包括的に検討されることとなる。

また、第二次中間とりまとめにおいて「非 FIT 非化石電源を有する発電事業者に対して、非化石証書の販売収入を非化石電源の利用促進に充てていくような自主的な取組へのコミットメントを、当面の間、求めていくこととする。また、当該発電事業者が証書の販売収入をどのように用いているかについて、定期的に説明を求めていくこととする。」とされている。

定期的な説明については、小売電気事業者が毎年7月末に提出する高度化法に基づく達

成計画の提出時期に合わせて、発電事業者に対しても毎年 7 月末を目途に報告を求めることとし、達成計画の集計結果の公表と合わせて基本政策小委員会において報告内容を公表する(報告様式等も含めて報告内容の詳細については別途検討することになった)。

(非化石証書収入の取り扱いと入札行動について)

非 FIT 非化石証書のオークションにおける市場取引については、第二次中間とりまとめにおいて、「まずは発電事業者の経済合理的行動に期待し、発電事業者に対して、証書を JEPX のオークションで販売することを強制しなくても良いと考えられる。」とされている。一方で、第 36 回制度検討作業部会では、市場の流動性や売り惜しみの懸念といった証書の売手の入札行動に関する意見があった。

よって、高度化法の間目標設定によって非化石証書全体の需要が高まることが想定されるなかで、市場における事業者の経済合理的行動に期待しつつ、入札行動に関する考え方について整理が必要かどうか、引き続き検討することとなった。

(FIT の非化石証書の最低価格について)

FIT 非化石証書については、中間目標達成のために要する非化石証書の購入費用の負担軽減の観点から、最低価格を引き下げべきとの意見があった。

他方、2019 年 8 月の第 20 回基本政策小委員会では、他制度の環境価値の価格水準との関係や、非化石電源を増やしていくという高度化法の制度趣旨を踏まえた議論が必要ではないか等の意見があった。

最低価格に対する意見

- 環境価値ということに関して、一定の費用を負担していくということは必要なこと。欧州の水準と比べても非化石証書の最低価格はそれほど高いという水準ではない。
- FIT の非化石価値についてはある程度売れ残ることを想定して最低価格を設定していた。ただ今後、その想定とは異なる事態が起こった場合は、機動的に検討すべき。
- 最低価格を一定程度つける必要はあると思う。最低価格の要否は市場の成熟具合等を見ながら、将来的に検討できればと思う。
- 非化石証書の価値が適切に評価されることが重要であるならば、最低価格を設けずに自由に取引をされた際の価格が適切な価格という考え方もあると思う。市場の価格が正ということを考えれば、最低価格は設けるべきではないと考える。
- 長期の投資の予見性を与える意味では、最低価格は有った方が良く考える。経済自立的に再生可能エネルギー等が入ってくるようになれば、その価格は下がってくるので、それを見極める。従い、現段階では 1.3 円/kWh を維持した方がいいのではないかと思う。

上記の意見及び証書市場の取引の増加傾向等を鑑み、当面 1.3 円/kWh を維持することとする。また、将来の環境変化を見極めつつ、必要に応じて見直しを行うこととした。

(参考: 非化石価値に対する事業者の期待)

2019 年 10 月の第 35 回制度検討作業部会では、事業者から再生可能エネルギーの拡大等に向けて、非化石価値が適切に評価されることが重要であるとの説明があった。

(参考図 1-18) 非化石価値に対する事業者の期待①

非化石証書(非化石価値)への期待について



長野県企業局の考え

- 再生エネルギーの供給拡大のみならず、水力発電が立地することによる、地域経済基盤の創出や中山間地域の課題解決に寄与したいと考えている。
- 一方、採算性の高いポテンシャルを持つ地点は、多くが既に開発済みであり、今後開発を進めていく上では、採算性確保のための幅広い支援が必要。
- また、環境価値が国内外で様々取引されているが、その取引状況も注視しており、それらも踏まえた適切な評価がされて電力が取引されることを期待。
- 水力発電の非化石電源から生じる電気及び環境価値(非化石証書)から得られた利益等を通じて、再エネ事業の更なる拡大に取り組む。

(参考図 1-19) 非化石価値に対する事業者の期待②

「上げDR」制度化に向けて 「上げDR」には社会的意義がある

- 制度化に向けた課題
 - 算定根拠となるベースラインの設定（直前型か）
 - 電力需給契約上の契約電力の扱い
 - 従量料金の扱い
 - 上げDRで生れた環境価値の帰属（仮に電源が特定できれば、より大きなインセンティブになる）

等の検討すべき課題はあるが、「上げDR」は

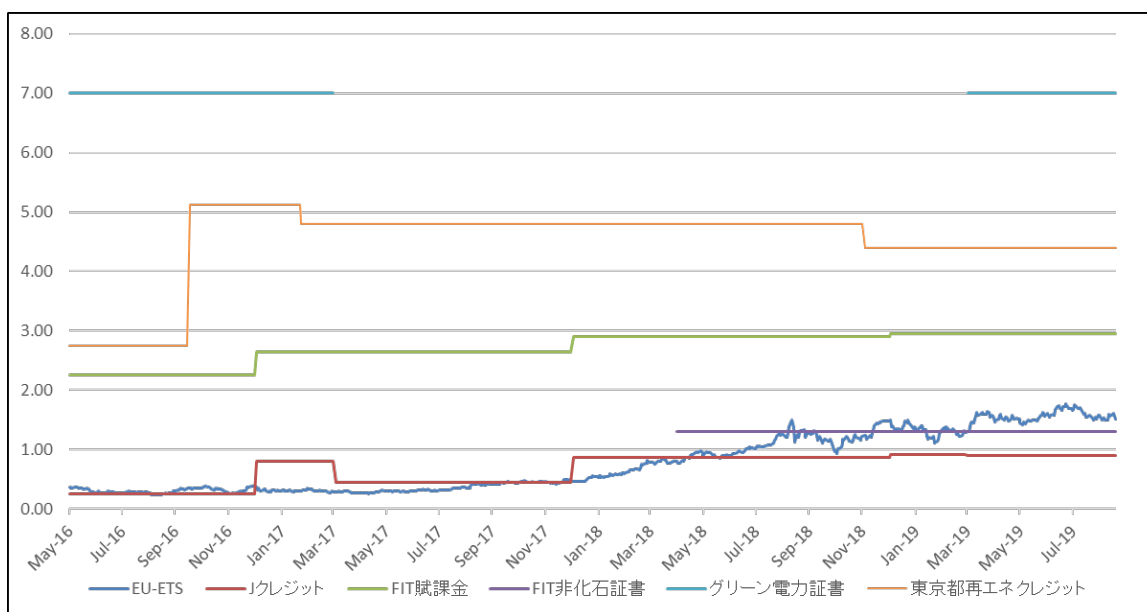
- 「RE100」に寄与し得る
- ESG投資の対象となり得る
- 「上げDR」で創出された非化石価値を証書化し、売却が可能となれば、大口需要家様・DR事業者が「上げDR」を事業スキームに加えるインセンティブとなる
- 売却しない場合でも、「〇〇エリアの再エネ出力抑制回避に貢献した」と表明することで定性的環境評価が得られる可能性が高い
- 大口需要家様の環境価値に対する期待値は高い

©2019 Energy Pool Japan, Inc. All rights reserved

8

低炭素化社会へのニーズの高まりを背景に、EU-ETSなどの海外のCO₂価格は昨今以前よりも高値を付けている。国内においては、Jクレジットの直近の取引価格は上昇しており、kWh換算では0.9円/kWh程度。また、その他の国内の環境価値取引制度においては、例えば、東京都環境公社によるグリーン電力証書の直近の販売価格は7円/kWh（2019年度）、東京都のCO₂排出量取引制度における再エネクレジットは、4.4円/kWh（2018年12月分）で取引されている。こうした環境価値が適切に評価されていくことが重要である。

（参考図 1-20）環境価値の価格動向

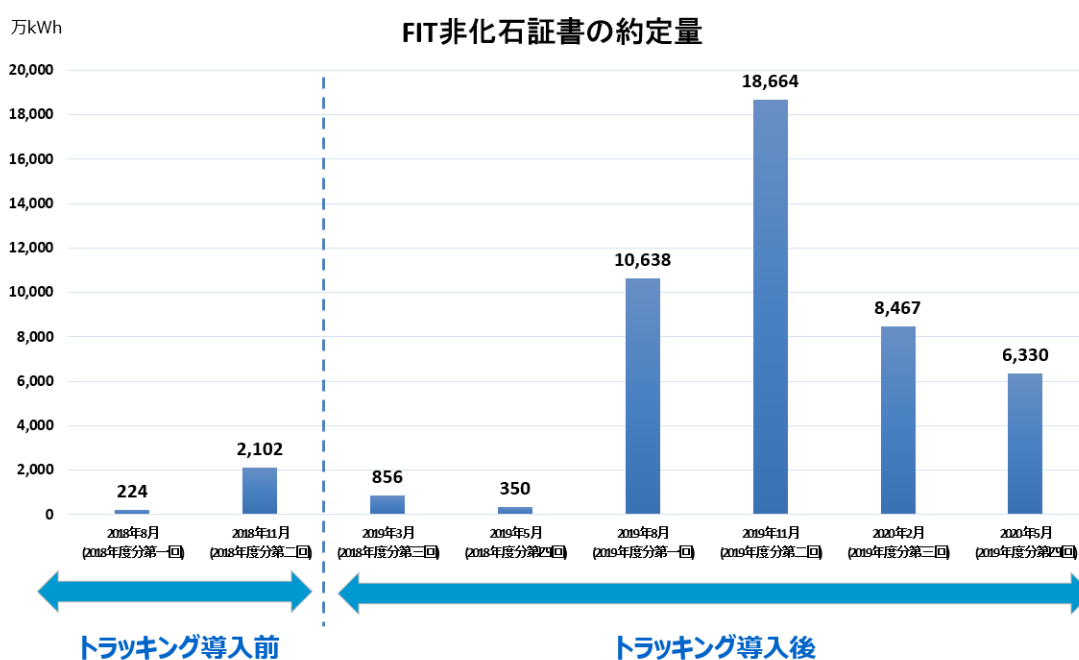


(出典)sandbag HP/Jクレジット制度 HP/資源エネルギー庁 HP/公益財団法人 東京都環境公社 HP/東京都 HP より

(参考)非化石価値取引市場オークション結果

2019年度分の非化石価値取引市場のオークション結果は総計で約4.4億kWhであった。前年度分のオークションの総約定量(約3.5千万kWh)を大きく上回る結果となった。

(参考図 1-21)非化石価値取引市場オークション結果



第二次中間とりまとめにおいて、小売電気事業者の証書購入費用負担に関しては、「小売電気事業者の事業環境の影響については、中間評価の基準導入後に改めて確認を行っていく。」とされている。

また、今後の手続きについては、「非化石証書の調達に伴う小売電気事業者の競争環境に与える影響や非化石電源の利用の促進状況について必要に応じて検証を行い、必要があると認められる場合には、柔軟かつ速やかな対応を行うなど不断の見直しを行うことが考えられる」とされている。

以上を踏まえ、2020年度以降も非化石証書の調達に伴う小売電気事業者の競争環境に与える影響や非化石電源の利用の促進状況については、本作業部会においてフォローアップを行い、必要があると認められる場合には、柔軟かつ速やかな対応を行うなど不断の見直しを行うこととなった。

その他の論点について

- 目標未達成事業者の取り扱いについては、第1フェーズの中間評価にあたっては3年間の目標値の平均値と対象事業者の3年間の非化石電源比率実績値の平均を比較し評価することとされている点を踏まえつつ、第1フェーズにおける中間評価の具体的な方法と併せて検討することとする。
- 達成計画の提出対象事業者の基準については、2017年度に達成計画を提出した事業者のうち、2018年度の達成計画提出対象外となった事業者は存在しなかったことから、現時点においては意図的に販売電力量を減らすような行動をとる事業者はいなかったものと考えられる。
今後、意図的に会社分割等の行動をとる事業者がいないかや対象事業者の販売電力量のカバー率等、今後の達成計画の提出の際に事務局で引き続き確認を行うこととし、その結果を踏まえ検討を深めることとする。

(非FIT非化石証書の取引に係る会計・税務上の取り扱いについて)

FIT非化石証書については、2018年度より取引が行われており、当該取引に係る会計・税務上の取り扱いについては、第20回の本作業部会(2018年3月)において整理されている。2020年度より、非化石証書の対象が全ての非化石電源へと拡大し、新たに、発電事業者一小売電気事業者間で非FIT非化石証書の取引が生じ、改めて考え方を整理する必要があることから、非FIT非化石証書の取引に伴う会計・税務上(国税)の基本的な考え方について複数の会計士や税務当局に確認を行った。

また、法人事業税(地方税)に関しては、非FIT非化石証書の取引における税務上の取り扱いについて、2019年12月20日に閣議決定された「令和2年度税制改正の大綱」において、所要の措置が講じられることとなった。

(参考図 1-22) 非化石証書の税務・会計上の取り扱い

非化石証書の取引に係る会計・税務上の取り扱いについて

- 12月に取りまとめた「非化石価値取引市場について」を踏まえ、当該市場で取引される非化石証書の取引等に伴う会計・税務上の基本的な考え方を複数の会計士や税務当局に確認した。
- その結果、非化石証書の取引に係る基本的な考え方は以下の通り。

非化石証書の取得時の会計上の扱い

- 非化石証書を取得した小売電気事業者は、当該取得分の電気を実質再エネ又はゼロエミ電気として表示（環境表示価値）することが認められている点に鑑みれば、非化石証書の取得は、いわば「電気」という商品の販売に当たって、「再エネ（ゼロエミッション）」という価値を付加するものと解することが可能。
- こうした経済実態を踏まえれば、非化石証書の取得時は、その取得価額をもって資産計上（流動資産）することが一般的と考えられる。

非化石証書の償却（費用処理、損金経理）について

- 上記の整理を踏まえれば、購入された非化石証書は、販売する電気に「再エネ（ゼロエミッション）」という価値を付加し、電気と一体的に販売する（販売電力量 \geq 証書の活用量）ものと解することが一般的。
- このため、取得時に資産として計上された非化石証書は、電気販売と同時に、一体的に活用した分を費用化するものが一般的と考えられる。（当該費用化分は、損金性が認められるものと解される。）

※小売事業者間による証書の転売可否については継続検討としていたところ、転売を可能とした場合、利益調整を目的とした小売事業者間の取引が行われる、証書を実需以上に購入することによって小売電気事業者の利益操作が可能になってしまうといった税務上の懸念があることから、当面、小売電気事業者間の証書の転売は出来ない仕組みとする。

※上記の整理を踏まえ、電気事業会計規則等の関連法令の整備を行う。（現在パブコメ中）

なお、上記の整理は現時点における非化石証書取引を前提としており、小売電気事業者間での売買可否や高度化法の義務内容などの変更によりその経済実態が変化した場合、再整理が必要となる可能性がある。

1

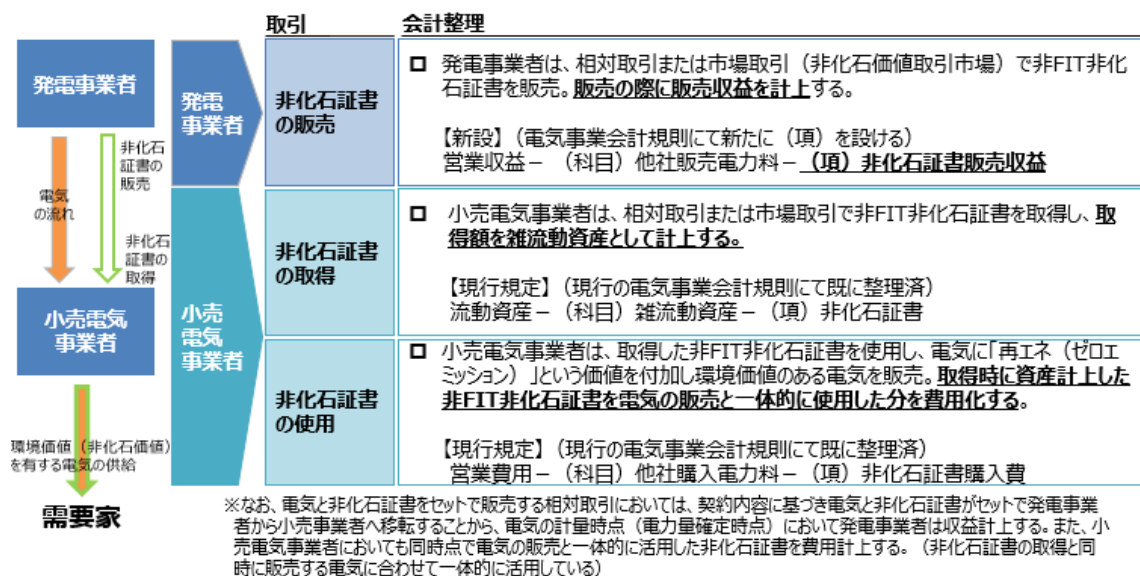
(出所)2018年3月第20回 制度検討作業部会 資料7

(非 FIT 非化石証書の取引に係る基本的な会計整理について)

非 FIT 非化石証書の取引においては、発電事業者が売手(FIT 非化石証書の売手は GIO に限られる)となるため、発電事業者に非 FIT 非化石証書の販売収入が生じる。

他方、非 FIT 非化石証書の買手は FIT 非化石証書と同様に小売電気事業者となるため、小売電気事業者における経済行為は、基本的には FIT 非化石証書の取引と同様となる。

(参考図 1-23) 非 FIT 非化石証書の取引に係る基本的な会計整理について



（非 FIT 非化石証書の取引に係る税務上の取り扱いについて(国税)）

法人税上の取り扱いについては、会計上の収入・費用の計上のタイミングと整合的に、会計上、発電事業者の収入として計上される非化石証書販売収益については税務上、益金として算入し、会計上、小売電気事業者の費用として計上される非化石証書購入費については税務上、損金として算入する。

消費税上の取り扱いについては、会計上の発電事業者－小売電気事業者間の非 FIT 非化石証書の移転のタイミングと整合的に、発電事業者が証書販売時に課税売上、小売電気事業者が証書取得時に課税仕入を認識する。

（参考図 1-24）非 FIT 非化石証書の取引に係る税務上の取り扱いについて(国税)

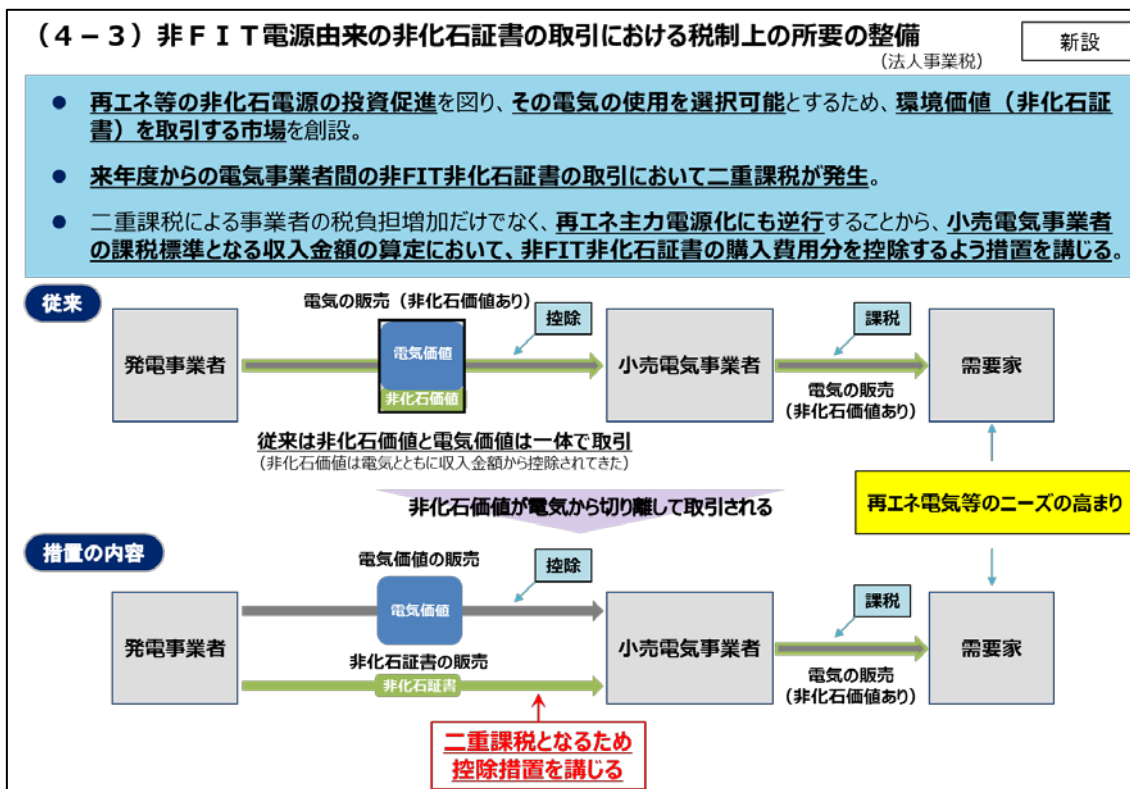
		国税	
取引		法人税の取り扱い	消費税の取り扱い
<p>発電事業者</p> <p>小売電気事業者</p>	非化石証書の販売	<p>□ 会計上、発電事業者の収入として計上される非化石証書販売収益は益金算入。</p>	<p>□ 発電事業者が非FIT非化石証書を販売した時点において、課税売上を認識。</p>
	非化石証書の取得	<p>□ 特になし</p>	<p>□ 小売電気事業者が非FIT非化石証書を取得した時点において、課税仕入を認識。</p>
	非化石証書の使用	<p>□ 会計上、小売電気事業者の費用として計上される非化石証書購入費については税務上、損金として算入。</p>	<p>□ 特になし。</p>

（非 FIT 非化石証書の取引に係る税務上の取り扱いについて(地方税)）

令和2年度税制改正の大綱において、非 FIT 非化石証書の取引に関しては、小売電気事

業者の課税標準となる収入金額の算定において、非 FIT 非化石証書の購入費用分を控除するよう、地方税上の措置が講じられる(税制改正)こととなった。

(参考図 1-25) 非 FIT 非化石証書の取引に係る税務上の取り扱いについて(地方税)



(出所)2019年12月「令和2年度(2020年度)経済産業関係 税制改正について」(抜粋)

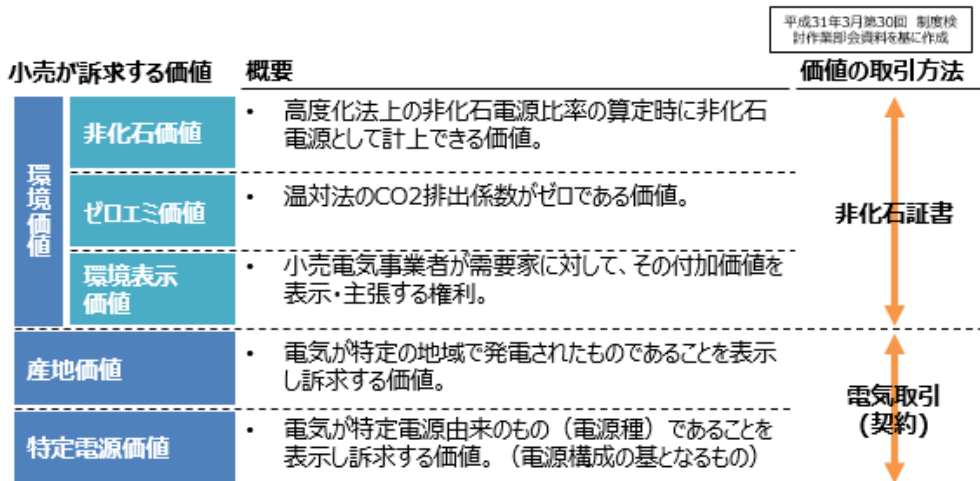
(非 FIT 非化石証書に係る環境表示価値等の取り扱いについて)

電気に付随する価値として、「環境価値」、「産地価値」、「特定電源価値」の3つの価値が存在する。小売電気事業者が調達した電気が非化石エネルギー源に由来する電気の場合、その環境価値(非化石電源としての価値)として、「非化石価値」、「ゼロエミ価値」、「環境表示価値」の3つの価値を有することとされている。なお、非化石証書は、これらの3つの価値を顕在化し証書化したものである。

他方、電源構成表示の根拠となる特定電源価値や産地価値といった価値については、電気の取引における契約によって担保されているものと整理されている³。

³ 現行の「電力の小売営業に関する指針(以下「小売営業GL」という。)」に基づく、非化石証書の持つ環境価値は、「小売供給を行うために発電・調達する電気」に関する電源構成そのものとは異なること等から、非化石証書を使用したとしても小売電気事業者の電源構成には影響しない。」とされている。

(参考図 1-26) 電気に付随する価値の整理



(参考図 1-27 電気の持つ環境価値の整理

電気の持つ環境価値の整理

- 今回の制度設計において、主たる取引対象として想定されるのは、電気の持つ「**非化石価値**」であるが、本来、電気の持つ「**環境価値**」として、いくつかの概念が考えられる。
- このため、**非化石価値に加え、下記の2つの価値を含む「環境価値」について、取引とそれに伴う帰属等についての基本的な考え方を整理**するものとした。

環境価値	価値の内容
①非化石価値	高度化法上の非化石比率の算定時に非化石電源として計上できる価値。
	非化石価値を有する電気の取引を行う際に付随する環境価値
②ゼロエミ価値	温対法上のCO2排出係数が0 kg-CO2/kWhであることの価値。
③環境表示価値	小売電気事業者が需要家に対して、その付加価値を表示・主張する権利。

(出所)2016年11月電力システム改革貫徹のための政策小委員会市場整備ワーキンググループ第3回資料(抜粋)

(非FIT非化石証書の環境表示価値等の取り扱いについて)

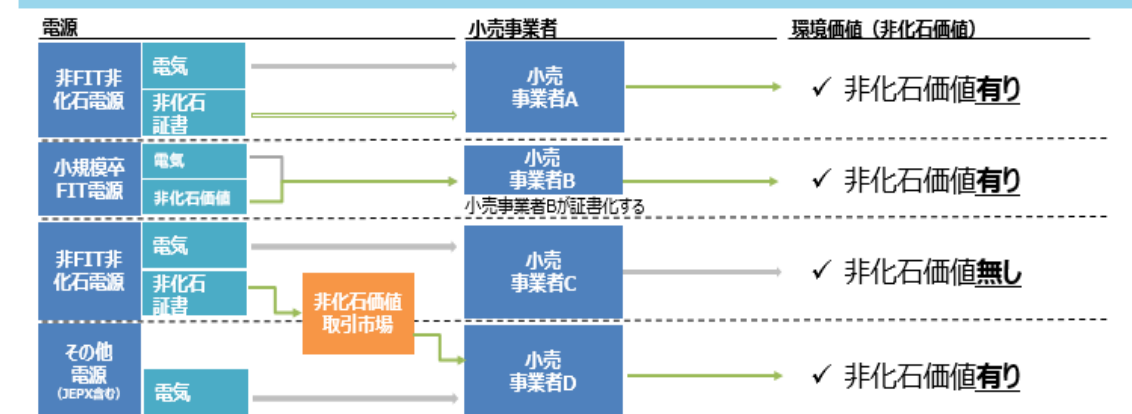
2020年4月発電分以降、非FIT非化石電源から発電された電気に由来する環境価値は、電気とは切り離され、非FIT非化石証書として取引されることになるため、従前の整理を踏ま

えつつ、その取り扱いについて整理をおこなった。

非 FIT 非化石証書の取引に係る非化石価値の取り扱いについては、第 27 回制度検討作業部会での議論を経て第二次中間とりまとめにおいて、また、ゼロエミ価値については、温対法に基づく事業者別排出係数の算出方法等に係る検討会で整理されている。現行の小売営業 GL においては、FIT 非化石証書に係る電源構成及び環境表示価値の訴求方法について、整理がされており、今般、同様の論点について、非 FIT 非化石証書についても整理する必要があった。

(参考図 1-28) 非 FIT 非化石証書の環境価値の整理について

- これまで、**非FIT非化石電源から発電された電気を小売電気事業者が相対契約に基づき調達した場合、当該電気は非化石価値を有する電気として高度化法の非化石電源比率に計上可能とされてきた。**
 - 今般の非FIT非化石証書に係る制度導入に伴い、非化石電源から発電された系統電力の非化石価値は非FIT非化石証書に化体※され、この場合、ゼロエミ価値・環境表示価値も併せて証書に付随する。このため、**小売電気事業者が非FIT非化石電源から電気を相対で調達していても、非化石証書を調達していない場合は、当該電気を高度化法の非化石電源比率に計上することは出来ず、証書に付随する他の環境価値も取得出来ないこととなる。**
- ※第26回制度検討作業部会において、非化石価値のダブルカウントを回避する方策として、非化石電源を保有する発電事業者が相対取引で非化石価値を有する電気を小売事業者に販売する場合においても、すべて証書化して管理を行う方向で議論がなされた。

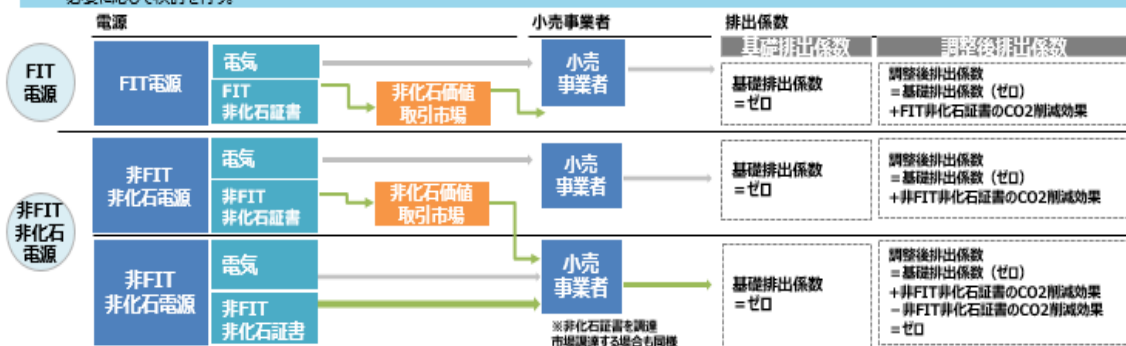


(出所)2018年12月第27回制度検討作業部会資料 3-1(抜粋)

(参考図 1-29) 非 FIT 非化石電源から調達した電気の排出係数の基本的な考え方について

- 非FIT非化石証書の制度導入以降は、非FIT非化石電源の持つ非化石価値をはじめとする環境価値は、非化石証書に化体されているため、小売事業者が非化石電源から電気を調達した場合においても、基本的には当該電気に環境価値は有さないこととなるため、非化石価値が分離された後の電気を調達した場合の排出係数の基本的な考え方について整理する必要がある。
- FIT非化石証書によって環境価値が分離されたFIT電気の排出係数については、第14回排出係数検討会にて議論されており、当該FIT電気を小売電気事業者が調達した場合、当該電気の**基礎排出係数は0**、**調整後排出係数はFIT証書のCO2削減効果**と整理されている。
- **非FIT非化石証書のもつCO2排出削減効果はFIT非化石証書同様に、現時点においては全国平均係数という前頁の整理を踏まえると、非FIT非化石証書によって環境価値が分離された「非FIT非化石電源に由来する電気」を調達した場合においては、基礎排出係数を0とし、調整後排出係数は非FIT非化石証書のCO2削減効果を加算することとしてはどうか。**また、当該電気を調達した小売事業者が、**非化石証書を相対或いは市場で調達し、販売する電気に合わせて使用した場合、調整後排出係数はゼロ**となる。

※上記の整理によって、非化石証書を購入しない限りゼロエミ電気は調達できず、また、現行の調達では、小売事業者間による卸取引の際、証書等で係数を調整することはできないこととされているため、小売事業者間の卸取引において、ゼロエミ電気を調達することはできない。今後、排出係数算出等に係る課題がある場合には、必要に応じて検討を行う。



(出所)2019年3月第16回排出係数検討会資料2(抜粋)

(参考)FIT非化石証書に係る環境表示価値等の取り扱いについて

現行の小売営業GLにおいては、FIT非化石証書を調達する電気に使用した際の環境表示価値や電源構成表示の訴求方法について整理がされている。

iii) FIT電気を販売しようとする場合においてその説明を行うときにのみ問題となるもの

小売電気事業者がFIT電気を販売しようとする場合に、小売電気事業者等が当該電気について説明する際に留意すべき事項は以下のとおりである。

再生可能エネルギーの発電事業者からFIT電気を調達している電気事業者が、再エネ特措法第28条第1項の交付金の形で費用補填を受けている場合、**発電された電気の二酸化炭素を排出しないという特性・メリットは、当該電気の供給を受けた特定の需要家に帰属するのではなく、非化石証書の購入分について購入者に帰属するほかは、費用を負担した全需要家に薄く広く帰属することとされている。**この点を踏まえると、**小売電気事業者がFIT電気を販売する際には、当該電気の販売に応じて、その電気に係る調整後二酸化炭素排出量に相当する二酸化炭素削減相当量を基礎づける量の非化石証書を使用**(非化石証書を償却(費用化)することをいう。以下同じ。)**する場合を除き、当該電気について二酸化炭素が排出されない電気であることの付加価値を訴求しない方法により説明をす**

る必要がある(施行規則第3条の12第2項)。

小売電気事業者が販売するFIT電気の量に相当する量の非化石証書を当該電気の販売に応じて使用しない場合、二酸化炭素が排出されない電気であることの付加価値を訴求しない方法による説明といえるためには、需要家にとっての分かりやすさの観点から、(ア)「FIT電気」である点について誤解を招かない形で説明すること、(イ)当該小売電気事業者の電源構成全体又は電源を特定しないメニューに占める割合を説明すること、及び(ウ)FIT制度の説明をすること、という3要件を満たす必要がある。

iv) 非化石証書を使用した場合においてのみ問題となるもの

小売電気事業者が非化石証書を購入した場合に、小売電気事業者等が当該証書に基づき需要家へ訴求をする際に留意すべき事項は以下のとおりである。

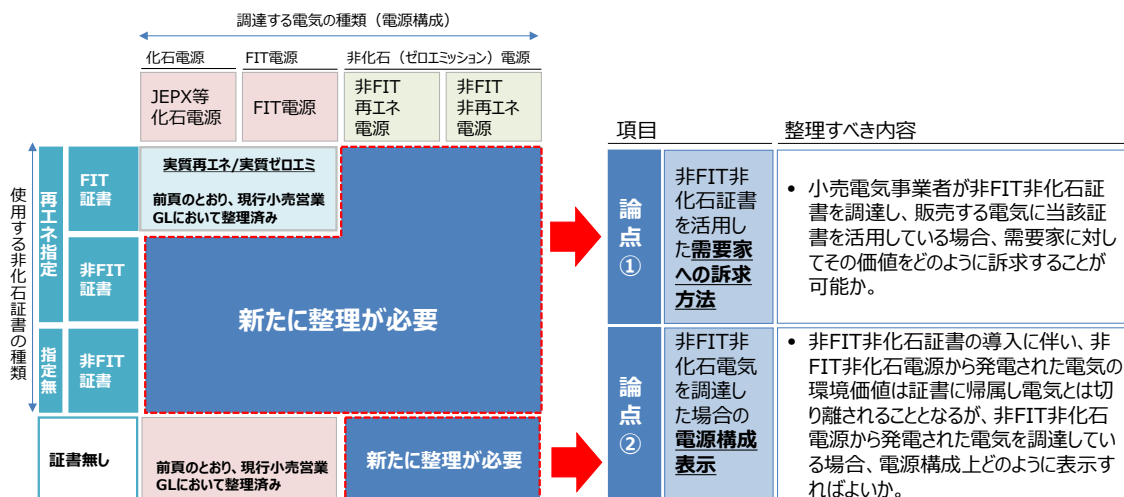
非化石価値取引市場について、非化石証書が化体する非化石価値は「小売供給を行うために発電・調達する電気」に関する電源構成そのものとは異なること(前述の序(3)参照)等から、非化石証書を使用したとしても小売電気事業者の電源構成には影響しない。このため、小売電気事業者が再生可能エネルギー指定の非化石証書を使用したことを理由として「再生可能エネルギー電気を100%発電・調達している」と表示するなど、実際に小売供給を行うために再生可能エネルギー電気を発電・調達しているものとの需要家の誤認を招くような表示を行うことは問題となる。

ただし、再生可能エネルギー指定の非化石証書を電気の販売に応じて使用した 小売電気事業者が「再生可能エネルギー指定の非化石証書の使用により、実質的に、再生可能エネルギー電気●●%の調達を実現している」などと訴求 することや、非化石証書を電気の販売に応じて使用した小売電気事業者が「非化石証書の使用により、実質的に、二酸化炭素排出量がゼロの電源(いわゆる「CO2ゼロエミッション電源」)●●%の調達を実現している」などと訴求 することは、当該事業者が同証書の使用により環境価値の訴求が可能 となることから、実際の電源構成の表示を併せて行うなど、小売供給に係る電源構成と異なることについて誤認を招かない表示である限りにおいては、問題とならない。

(非 FIT 非化石証書に係る環境表示価値等の取り扱いについて)

非 FIT 非化石証書に係る環境表示価値や電源構成表示の訴求方法について検討する上では、以下のような項目について整理が必要であった。

(参考図 1-30) 非 FIT 非化石証書に係る環境表示価値等の取り扱いについて



論点①-1 非 FIT 非化石証書を活用した環境表示価値について

現行の小売営業 GL では、小売電気事業者が非化石証書を取得・使用した場合、電源構成と異なることについて誤認を招かない表示である限りにおいて、例えば、「再生可能エネルギー指定の非化石証書の使用により、実質的に、再生可能エネルギー電気●●%の調達を実現している」などと訴求することは許容されている。

このため、基本的には、非 FIT 非化石証書を活用した場合においても、従前の整理に則して、「実質的に」という表現を補うなど、電源構成と異なることについて誤認を招かない表示である限りにおいては、環境価値を訴求することは問題ないものと整理した。

(非化石証書の種類と環境表示価値について)

非化石証書は、「再エネ指定 (FIT/非 FIT)」と「指定無し」の 2 種類があり、現行の整理に基づくと、いずれの非化石証書でも、小売電気事業者が電気と一体的に使用することによって、実質的に CO2 排出量ゼロ (ゼロエミッション) 電気として販売することができる。

他方、環境表示価値に関しては、再エネ指定証書のみ、電源構成に基づいて、「実質的に再生可能エネルギー電気●●%の調達を実現している」などと訴求することが可能である。こうした観点から、使用する非化石証書の種類と組み合わせる電源の種類によって、需要家への様々な訴求方法が考えられることから、新たに整理が必要であった。

(参考図 1-31) 非化石証書の種類と環境表示価値について

証書のメニューとそれぞれの持つ価値のまとめ

- 非化石証書のうち、下記のように**再エネ指定メニューを創設し**、非化石価値及びゼロエミ価値には差異がないものの、需要家に付加価値を訴求する際に、**電源構成外表示の部分で**、下記の表の通り、**差異が出るもの**としてはどうか。

保有する価値		メニュー指定	
		再エネ指定 (FIT含む)	指定無し
①非化石価値		有	有
②ゼロエミ価値		0kg-CO2/kWh	0kg-CO2/kWh
③環境表示価値	電源構成表示	影響しない (※)	影響しない
	電源構成外表示	①CO2排出係数0と表示可 ②再エネ由来の証書を購入していることを訴求可能。	①CO2排出係数0と表示可 ②なし

差異が発生する

※ FIT再エネ電源と非FIT再エネ電源の違いは、引き続き、電源構成表示の差異によって反映される。

(出所) 平成 28 年 11 月電力システム改革貫徹のための政策小委員会市場整備ワーキンググループ第 3 回資料 3(抜粋)

論点①-2 非化石証書を活用した際の訴求方法について(1)

小売電気事業者が調達する電気の再エネとしての価値を訴求する場合、電源と使用する非化石証書の種類の組み合わせによって、以下のような整理が考えられる。

特に、水力などの非 FIT 再エネ電源の電気に再エネ指定の非化石証書を組み合わせた場合は、電源構成(特定電源価値)と非化石証書の種類(再エネ指定非化石証書)が一致しており、需要家への誤認を与える懸念がないことから、従前とおりの訴求内容(例えば、水力・再エネ)を行うことを認めることとした。

(参考図 1-32) 非化石証書を活用した際の訴求方法について①

<調達する電気が再エネ電気であることを訴求する場合>

		調達する電気の種類（電源構成）			
		化石電源		FIT電源	非化石（ゼロエミッション）電源
		卸電力取引所等化石電源	FIT電源	水力等非FIT再エネ電源	非FIT非再エネ電源
使用する非化石証書の種類	再エネ指定	実質再エネ 現行の小売営業GLにおいて既に整理済※		再エネ （「実質的に」という表現は不要）	実質再エネ
	非FIT証書	実質再エネ	実質再エネ		実質再エネ
	指定無	訴求不可			

※本資料P.15「(参考) FIT非化石証書に係る環境表示価値等の取り扱いについて」参照。

小売電気事業者が調達する電気のゼロエミッション価値を訴求する場合、電源と使用する非化石証書の種類の組み合わせによって、以下のような整理を行った。

(参考図 1-33) 非化石証書を活用した際の訴求方法について②

<調達する電気がゼロエミッション電源に由来する電気であることを訴求する場合>

		調達する電気の種類（電源構成）			
		化石電源		FIT電源	非化石（ゼロエミッション）電源
		卸電力取引所等化石電源	FIT電源	水力等非FIT再エネ電源	非FIT非再エネ電源
使用する非化石証書の種類	再エネ指定	実質ゼロエミ 現行の小売営業GLにおいて既に整理済※		ゼロエミ （「実質的に」という表現は不要）	
	非FIT証書	実質ゼロエミ			
	指定無			実質ゼロエミ	

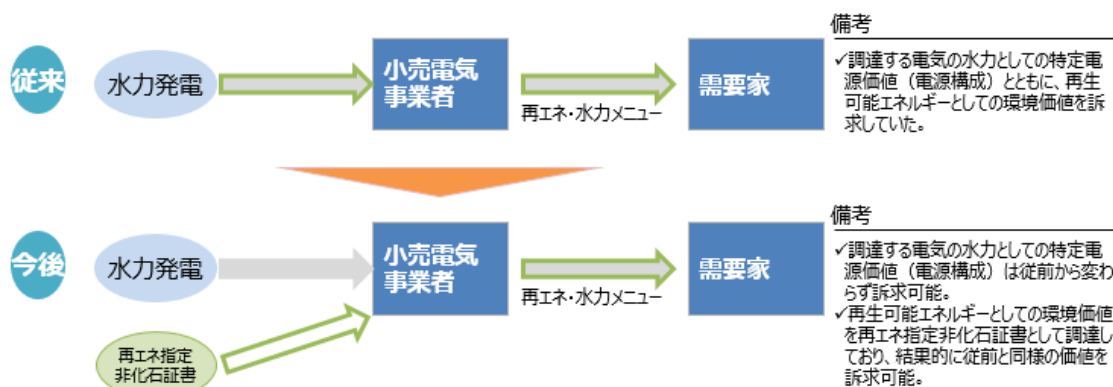
※本資料P.15「(参考) FIT非化石証書に係る環境表示価値等の取り扱いについて」参照。

(事例) 非 FIT 非化石証書を活用した需要家への訴求方法について

大型水力などの非 FIT 非化石電源から相対取引で電気を調達しているいくつかの小売電気事業者が、再エネの環境価値及び水力としての電源特定価値を訴求したメニューを設定して、需要家へ電気を販売している。

今後、当該メニューの継続にあたっては、水力由来の電気を相対で調達することに加え、再エネ指定の非化石証書を相対取引または市場取引によって調達する必要がある。

(参考図 1-34) 非化石証書を活用した需要家への訴求方法について



(非 FIT 非化石電源の電源構成表示について)

非 FIT 非化石証書が導入されると、非 FIT 非化石電源由来の電気の環境価値は証書に帰属し電気とは切り離されるため、非 FIT 非化石電源から発電された電気のみを調達している場合、その環境価値は訴求できない。

例えば、水力発電由来の電気を相対取引によって調達した場合、電源構成表示上は、「水力発電」であるものの、その電気に環境価値は含まれていない。この場合、電源構成表示上、単に「水力発電」由来と表示しただけでは、社会通念上、水力発電の電気は CO2 排出量ゼロや再生可能エネルギーといった環境負荷の低い電力というイメージがあることから、需要家の誤認を招く可能性がある。

このような誤認を避けるため、小売電気事業者が非 FIT 非化石電源に由来する電気を調達しているものの、別途非化石証書を取得・使用していない場合においては、その電気には CO2 排出量ゼロ等の環境価値が含まれていないことについて、需要家への誤認を招かないよう適切に説明する必要がある。FIT 電気の電源構成表示については、現行の小売営業 GL に基づくと、FIT 電気には制度上環境価値がない旨記載することを前提とした上で、非化石証書を使用しない小売電気事業者の場合には、その FIT 電気には環境価値が無い旨を付記することを求めている。そのことを踏まえ、例えば、非 FIT 非化石電源に由来する電気を調達している場合においても、小売電気事業者が所定の非化石証書を使用しない場合には、FIT 電気の電源構成表示のように環境価値が無い旨の説明を求めること等が考えられる。

また、これと同様に、小売電気事業者が非 FIT の再生可能エネルギー電源に由来する電気を調達しながらも再エネ指定無しの非化石証書を取得・使用している場合も、その電気には再生可能エネルギーとしての価値が含まれていない旨の説明を求めること等が考えられる。

(参考図 1-35) 非 FIT 非化石電源の電源構成表示について

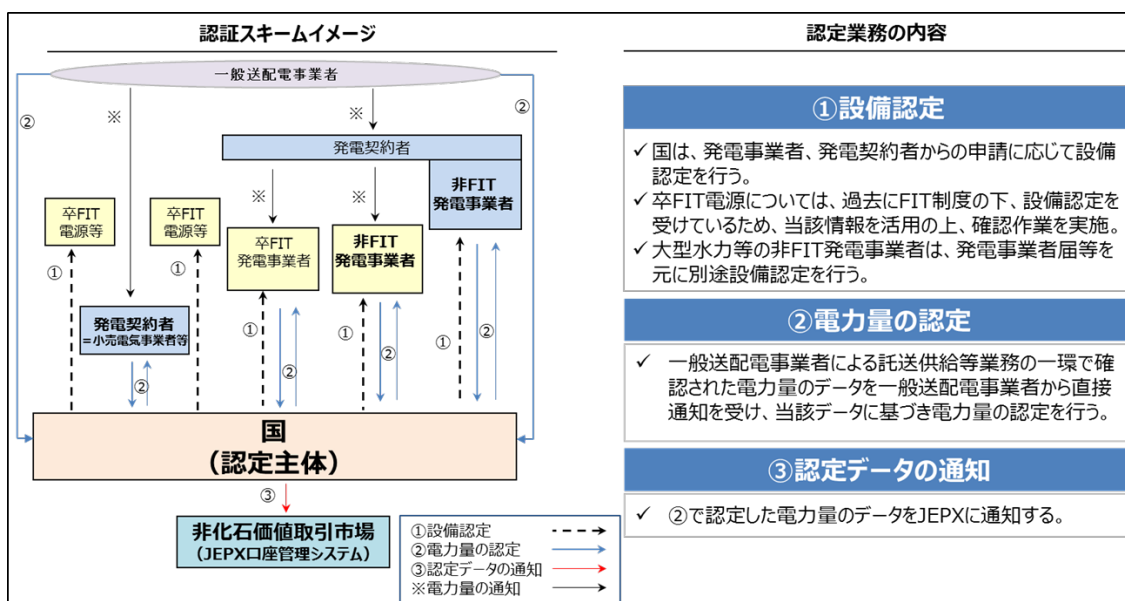


なお、ここで行った非 FIT 非化石証書に係る環境価値の取り扱いにおける整理を踏まえて監視等委員会の制度設計専門会合において小売営業 GL の改正についての議論が行われることになる。小売営業 GL の改正にあたっては、小売電気事業者が 2020 年度の電源構成を公表する際に参照できるよう、2020 年度内のできるだけ早くに検討を行うことが望まれる。

(参考)電力量の認定について

第 25 回制度検討作業部会(2018 年 10 月 22 日)において、国は、非 FIT 非化石証書の信頼性を担保するため、当該発電設備が確かに非 FIT 非化石電源であることを認定(設備認定)するとともに、その電力量が正確な値であることを認定(電力量認定)することとされた。また同作業部会において、電力量認定にあたっては、一般送配電事業者が託送供給等業務で得た電力量データを活用することとされた。

(参考図 1-36) 非 FIT 非化石証書の認証の流れ



(出所) 第 32 回制度検討作業部会 中間とりまとめを基に作成

<一般送配電事業者が把握できない電力量の認定について>

一般送配電事業者が託送供給等業務の一環で把握することができない非化石電源に係る電力量も存在する。具体的には以下のようなものが想定されている。

- ① 一受電地点に電源種の異なる複数の電源が存在する場合
- ② 複数の燃種の混焼発電の場合

そのような場合においても、非化石価値を埋没させずに、できるだけ多くの価値を活用する観点から、なんらかの方法で正確性を担保しつつ、非化石電源に係る電力量として認定することが重要である。

また、正確性の担保の手段としては、他制度において既に認められ、運用されている手法を用いて担保することが考えられた。

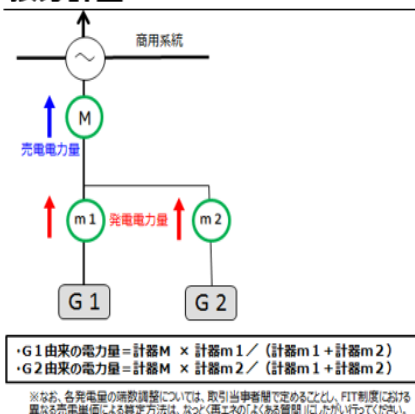
(一受電地点に電源種の異なる複数の電源が存在する場合)

- 電気の計量制度については、第 19 回電力・ガス基本政策小委員会(2019 年 6 月 26 日)において、計量法関係法令に基づく電気の計量制度の解釈、運用等の明確化がなされた。
- 非化石電源に係る電力量認定にあたっては、当該電力量が正確に計量されていることが前提であり、当然、電気の計量制度上の運用が適用されるもの。電気の計量制度の観点から認められているものについては、非化石電源に係る電力量認定にあたっては、同様に認めることが適当である。

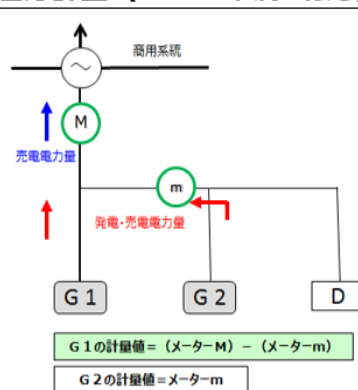
- 具体的には、一つの受電地点に種類の異なる複数の電源が存在するようなケースで、一般送配電事業者が当該受電地点の電力量の合計値のみ把握可能な場合においても、計量法の観点から電源別の電力量の算出が認められている場合は、当該電力量を以て電力量認定を行うこととする。
- 以下のような按分計量や差分計量については、電気の計量制度上認められているものであり、非化石電源に係る電力量認定においても同様に認めることとする。

(参考図 1-37) 一受電地点に電源種の異なる複数の電源が存在する場合

按分計量



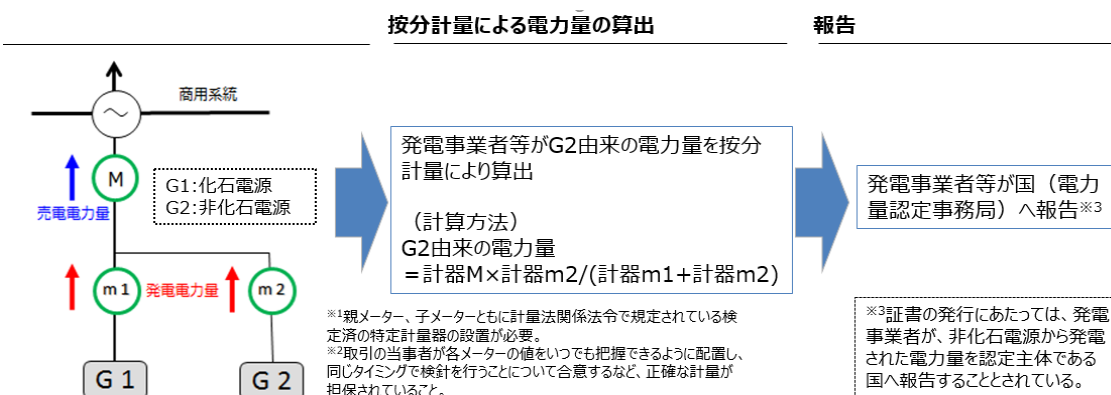
差分計量 (10kW未満に限る)



(一受電地点に電源種の異なる複数の電源が存在する場合(按分計量))

- 電気の計量制度上、一つの受電地点に種類の異なる複数の電源が存在するようなケースであっても、一定の要件 ^{※1,2}を満たした場合、系統連系する受電地点に設置されている電力メーター(親メーター:M)の計量値を、発電設備ごとに設置された電力メーター(子メーター:m1、m2)の計量値によって按分することにより、発電設備ごとの電力量の計量として取り扱うことが可能とされている。
- このため、具体的には一受電地点に非化石電源と化石電源が併設されているような場合等において、系統連系する受電地点に設置されている電力メーター(親メーター:M)の計量値を、発電設備ごとに設置された電力メーター(子メーター:m1、m2)の計量値によって按分することにより、当該非化石電源の電力量認定を行うことを認めることとする。

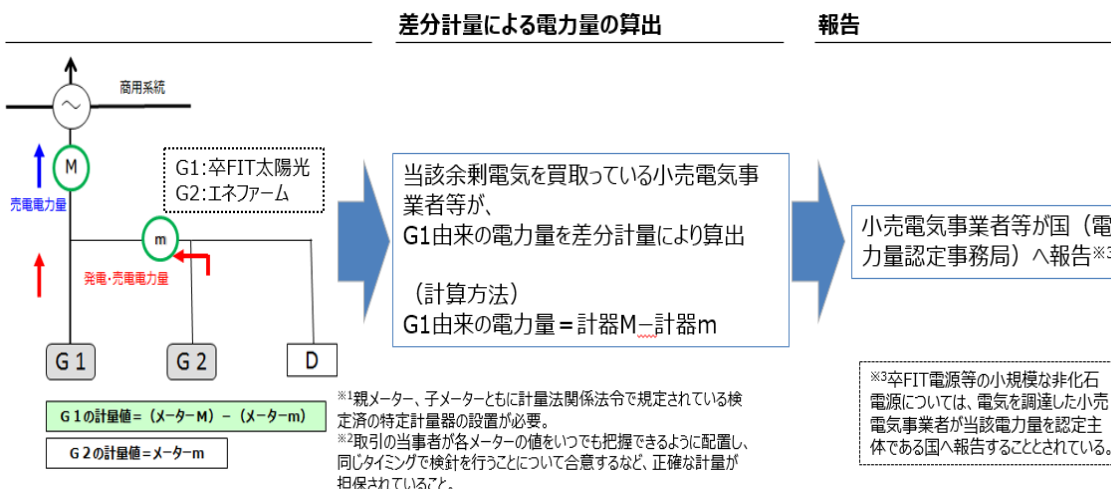
(参考図 1-38) 一受電地点に電源種の異なる複数の電源が存在する場合(按分計量)



(一受電地点に電源種の異なる複数の電源が存在する場合(差分計量))

- 電気の計量制度上、発電設備容量が 10kW 未満の太陽光発電の余剰売電で、一つの受電地点に種類の異なる複数の電源が存在するようなケースであっても、一定の要件 ^{※1,2}を満たした場合、系統連系する受電地点に設置されている電力メーター(親メーター:M)と、2つのうちの1つの発電地点に設置されている電力メーター(子メーター:m)との差分値を電源 G1 の電力量の計量として取り扱うことが可能とされている。
- このため、例えば一受電地点に卒 FIT 太陽光とエネファームが併設されているような場合等において、系統連系する受電地点に設置されている親メーター(M)の計量値と子メーター(m)の差分値を卒 FIT 太陽光発電の電力量として認定することを認めることとする。

(参考図 1-39) 一受電地点に電源種の異なる複数の電源が存在する場合(差分計量)



これまでの事業者等からの問い合わせの概要（事例）【Q11】

【相談の概要】

A社は、既に風力発電（特高の事業用）を運営し、FIT制度によって、小売事業者に売電。
この場所に、新たに太陽光発電を設置し、新たにFIT認定を取得し、一般送配電事業者に売電したいが、計量制度上、こうした取引は可能か？

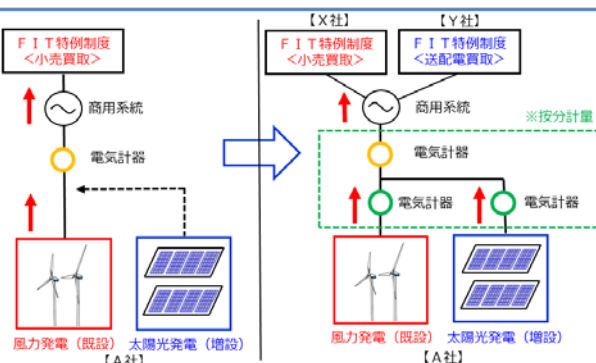
【計量制度上の課題】

A社が、1の発電場所で、複数の電源を設置し、電源ごとに取引を行う場合、

- ・この発電場所全体のメーター（親メーター）と、
- ・発電設備ごとのメーター（子メーター）を設置して、
- ・親メーターの値を、子メーターの値を用いて按分することが必要となる。

しかしながら、A社が、複数者（X社とY社）に対して売電を行おうとすると、A社、X社、Y社が同時に3つのメーターの計量値を計量しなければ、正しく按分することができない（※）。

（※）例えば、A社とX社、A社とY社の取引に係る計量のタイミングが異なる場合、正確な按分ができない。



【計量制度の考え方】

計量法第10条に基づき、「取引又は証明における計量をする者は、正確にその物象の状態の量の計量をするように努めなければならない」とされている。

このため、例えば、A社、小売事業者（X社）、一般送配電事業者（Y社）の3者が、3つのメーターの値をいつでも把握できるように配置し、同じタイミングで検針を行うことについて合意するなど、正確な計量が担保されていることが必要。

これまでの事業者等からの問い合わせの概要（事例）【Q14】

【相談の概要】

Bさんは、既に家庭の屋根に太陽光発電（単体で10kW未満の家庭用）を設置し、FIT制度によって、小売事業者に売電。この場所に、新たにエネファームを併設して、余剰電力もその小売事業者に売電したい。

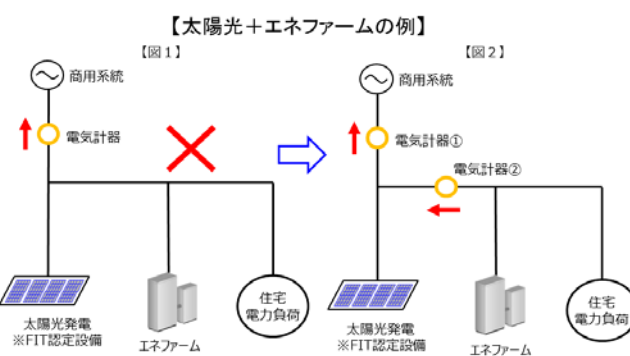
【計量制度上の課題】

Bさんが、FIT電源と、非FIT電源の両方を持っている場合であって、図1のように、1つのメーターで計量を行う場合には、両者を区別することができないため、このような計量は認められていない。

また、図2のように、メーターを2つ設置し、両者の差分をとることが考えられるが、2つのメーターの差分をとると、1つのメーターに認められている誤差（器差）を超えるおそれがあるため（※）、原則として、認められていない。

（※）2つのメーターの差分をとると、両者の誤差が重なり、最大2倍の誤差となるおそれがある。

他方、10kW未満の太陽光発電設備の計量に当たっては、差分によって計量しても、正確な計量ができることが実証された。



【計量制度の考え方】

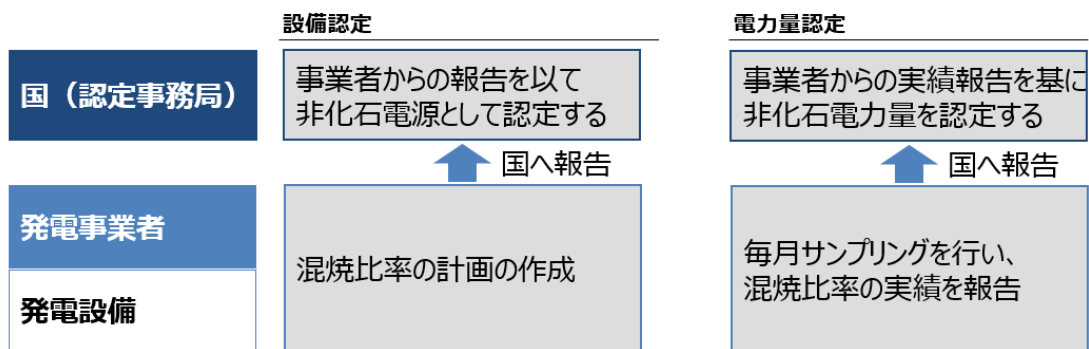
適正な計量の実施を確保できるかどうか検証されていないものについて、原則として、差分計量は認められていない。

しかしながら、各々の設備が10kW未満の太陽光発電設備に係るケースについては、実証事業において差分計量の正確性が確認されたものであるため、差分計量による取引が可能。

(複数の燃種の混焼発電の場合)

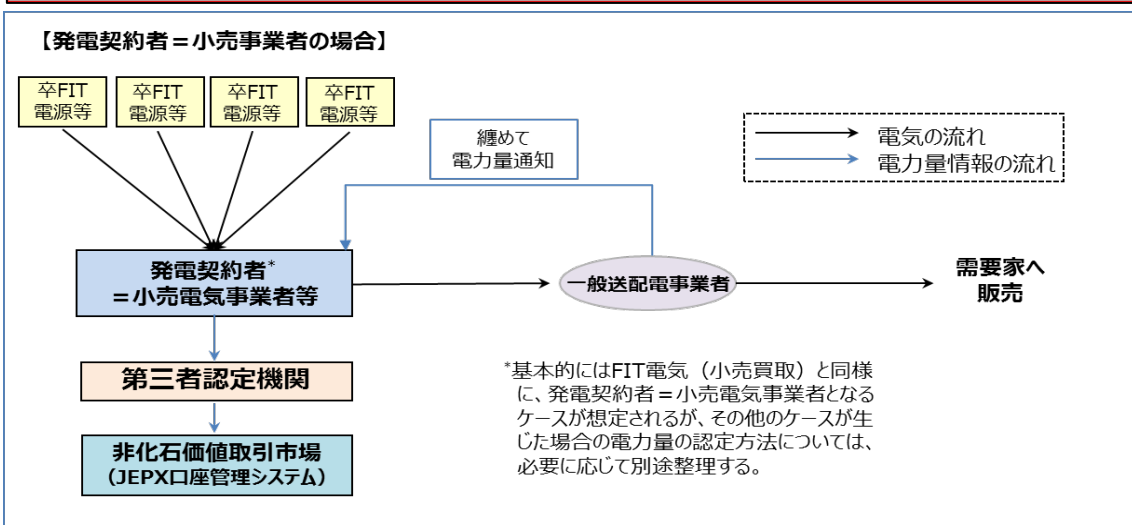
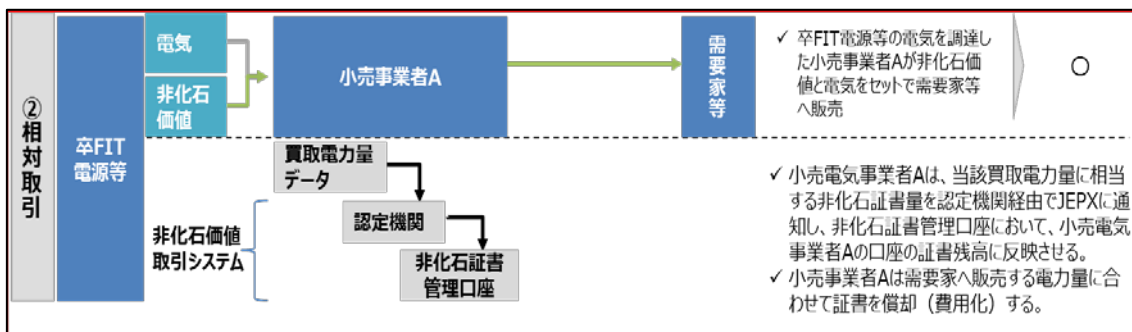
- バイオマス等の混焼発電の場合、一般送配電事業者は当該発電設備から発電される電力量は把握しているものの、託送供給等業務上、燃種毎の発電量までは把握することはできない。
- 他方、FIT 制度においては、混焼発電の場合は、混焼比率に応じて電力量を按分することで FIT 制度の対象となる電気買取電力量を算定している。
- 非 FIT 非化石電源の混焼発電の電力量認定においても、既に運用されている FIT 制度と同様の方法に基づき、混焼比率に応じて電力量を按分することで、電力量認定を行うこととする。
- 具体的には、設備認定の段階で発電事業者より混焼比率の計画の提出及び毎月のサンプリングの実施等を行い、国⁴に報告することとする。

(参考図 1-41) 複数の燃種の混焼発電の場合



⁴ 国及び国の委託事業者を含む

(参考図 1-42) 電気事業者以外の者による卒 FIT 電源の調達について



(出所) 第 32 回制度検討作業部会 中間とりまとめを基に作成

2019 年 11 月の住宅用太陽光発電の固定価格買取期間の終了に伴い卒 FIT 電源の買取ビジネスが検討されているなかで、電気事業者ライセンスを有さないアグリゲーターが卒 FIT 電源を調達した場合の非化石価値の考え方について整理が必要であった。

電気事業者ライセンスを有さないアグリゲーターについては、プラットフォーム研究会において、需要家側エネルギーリソースを活用したエネルギーサービスの類型の1つとして整理が進められている。

(参考図 1-43) 電気事業者以外の者による卒 FIT 電気の調達について①

需要家側エネルギーリソースを活用したエネルギーサービスの現行制度上の位置づけ

- 需要家側エネルギーリソースを活用したエネルギーサービスについては、**1) 活用する需要家側エネルギーリソースがネガワットか、ポジワットか、2) エネルギーリソースの提供先が小売電気事業者、一般送配電事業者、需要家のいずれであるかの組み合わせで整理**することができる。
- このうち、従来「アグリゲーション・ビジネス」として考えられてきた概念は、**需要家のネガワット・ポジワットを小売電気事業者や一般送配電事業者に提供するサービス**であり、以下の**類型①、②、③**が該当する。
- いわゆるP2P電力取引は、**需要家のポジワットを他の需要家に提供するサービス**であり、様々な取引類型が想定されるところ、P2P取引プラットフォームを提供する者や、ポジワットを提供する需要家（プロシューマー）について、電気事業法上の整理を明確化する。（p.11以下で**類型④～⑩**に整理）。

【アグリゲーション・ビジネス】

【P2P電力取引】

類型②ポジワット⇒小売、類型③ネガ・ポジワット⇒送配電

- 需要家のポジワットをアグリゲートして小売電気事業者に提供する行為【類型②】及びネガワット又はポジワット(注)をアグリゲートして一般送配電事業者に調整力として提供する行為【類型③】は、電気事業法上位置付けられておらず、**非規制**である。(注) 需要創出 (上げDR) も存在
- 類型③のアグリゲーターに求める規律については、**調整力公募の要件として技術的信頼性**などを求めることとしている。
- また、VPPのリソースアグリゲーターはこれに該当する。

【DRを調整力として活用する場合に求められる規律】
※2018年度 調整力募集要綱 (東京電力PG) から要件を抜粋

<一般注意事項>
○契約設備がDRを活用したものである場合は、一般送配電事業者との間で託送供給等約款に基づく接続供給契約が締結されていること。

<技術的信頼性>
○DR実績 (DR実証試験による実績を含む) を有すること、又はそれらの実績を有する者の技術支援等により、調整力契約電力の供出を行なううえでの技術的信頼性を確保すること。

<運用条件に関わる事項>
○DRを活用して応札する場合は、アグリゲータが当社からの信号を受信し、個別需要家等への指令を行なうまでの方法を示すこと。

<その他>
○DRを実施可能な需要者を集約し、電力の供出を行なう場合、応札者は、入札要件等について各需要家へ十分説明し、当該取扱いについて理解・承諾を得たうえで応札すること。

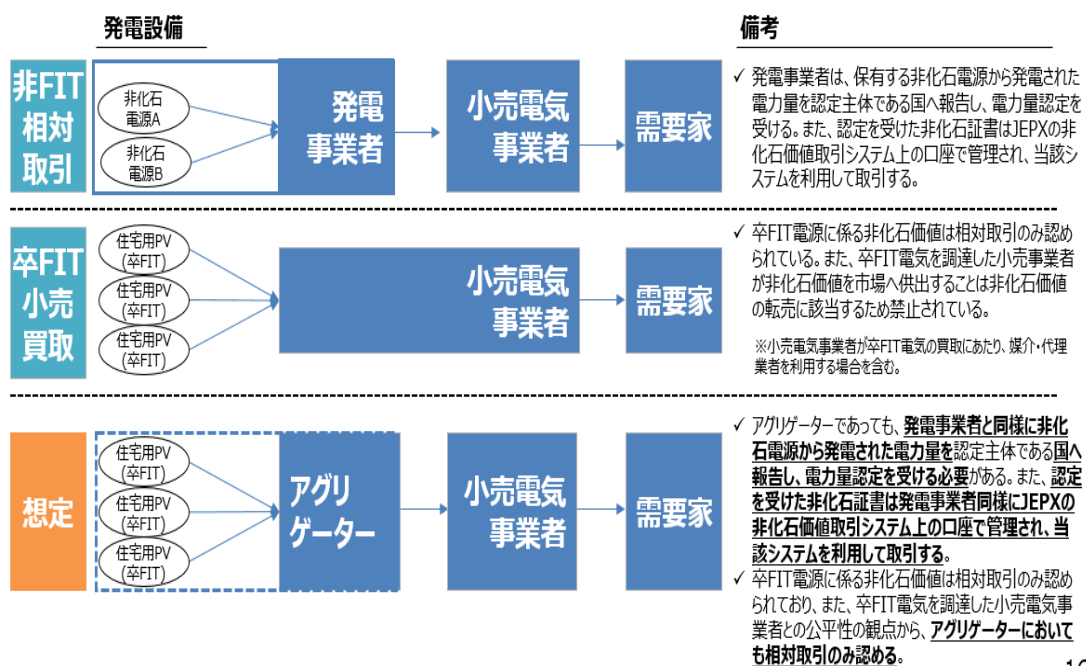
(出所) 第7回次世代技術を活用した新たな電力プラットフォームの在り方研究会資料3(抜粋)

アグリゲーターが卒 FIT 電気を調達した場合の非化石価値の取り扱いの整理を検討する上では、非化石価値の埋没の防止や既存の非化石価値の取引との整合性、といった観点も踏まえつつ、既存の発電事業者あるいは小売事業者のどちらかに準ずる取り扱いとすること

が考えられる(一般送配電事業者でないことは明白)。

卒 FIT 電気については、アグリゲーターが住宅用太陽光発電の保有者である一般家庭の代わりとなって、発電事業者のように電力を小売業者に供給することが今後想定されることから、住宅用 PV 等の非化石価値の取り扱いを考える上では、アグリゲーターを発電業者に準じる者として取り扱うことが適当と考えられるが、今後のアグリゲーターの位置づけの議論に伴い、今後整理をする必要がある。

(参考図 1-44) 電気事業者以外の者による卒 FIT 電気の調達について②



2. 2. ベースロード市場

(1) 背景

石炭火力や大型水力、原子力等の安価なベースロード電源⁵については、大手電力会社が大部分を保有しており、新電力のアクセスは極めて限定的となっている。その結果、新電力はベースロード需要を LNG 等のミドルロード電源で対応せざるを得ず、大手電力会社と比して十分な競争力を有しない状況が生じている。

このため、貫徹小委員会でのとりまとめにおいては、新電力のベースロード電源へのアクセスを容易とするための施策として、ベースロード市場(以下「BL 市場」という。)を創設し、旧一般電気事業者と新電力のベースロード電源へのアクセス環境のイコールフットィングを図り、更なる小売競争の活性化を図ることが適当とされた。また、同市場における取引の実効性を確保する観点から、ベースロード電源を保有する旧一般電気事業者等が発電した電気の一部を、適正な価格で市場供出することを、制度的に措置することとされた。

貫徹小委員会の中間とりまとめにおいて、BL 市場の詳細設計は、遅くとも 2020 年度から電気の受け渡しを開始できるように、今後検討を行うこととされたことを受け、本作業部会で、関連するその他制度・規制との関係も踏まえつつ詳細設計を行い、BL 市場は、2019 年 7 月に開設された。

第二次中間とりまとめにおいて、一般電気事業者等であった発電事業者が、「新電力のベースロード電源へのアクセスを確保する観点から、新電力のベース需要に対し十分な量の電力を市場へ投入するような配慮を行うこと」及び「グループ内の小売電気事業者に対する自己のベースロード電源の卸供給料金と比して不当に高い水準とならないよう、供出価格は、ベースロード電源の発電平均コストを基本とした価格を上限にすること」が示され、適取ガイドライン(以下「適取 GL」という。)に所要の記載を行うとともに、監視等委員会において、事後的に監視を行うこととされた。

また、その上で、「監視に当たっては、供出事業者の供出価格を精査し、必要に応じて、供出事業者に対して、供出価格の見直しを求める等の対応を採ること」とされ、こうした考え方を踏まえて適取 GL の改正及びベースロード市場 GL が作成された。

(2) 「産業用の小売価格」の明確化について

本作業部会において、資源エネルギー庁による事前のチェックが入札価格に抑制的に働くのではないかとの意見があった。

また、「規制改革推進に関する第 5 次答申(2019 年年 6 月 6 日 規制改革推進会議)」において、BL 市場への供出価格の監視について、「産業用(大量の電力を使う工場など)の小売価格も参照しながら、その妥当性を確認すべき」との提言がなされた。

⁵ 発電(運転)コストが、低廉で、安定的に発電することができ、昼夜を問わず稼働できる電源。地熱、一般水力(流れ込み式)、原子力、石炭火力を指す。

第 32 回制度検討作業部会(2019 年 5 月 31 日)での委員・オブザーバー意見

- 今までの議論で一般論として確かに監視等委員会は小売価格から見て卸市場の行動がおかしくないかはちゃんと見るようになっていたし、きょう、午前中の別の会議でもそれに関連した議論が出てきた。一方で、僕は、エネ庁は個々の契約を見るわけではないけれども、産業用の電気だとか、負荷率が高いようなそういう電気一般の平均的な水準、例えば産業用の標準的な料金と比べておかしくないか、ベースロード電源市場で見ておかしくないかはエネ庁で見ると思い込んでいた。
- 以前、議論したときにはエネ庁のほうで標準的な契約との乖離は見ますと、個々の契約には踏み込まないけれども、その標準的な契約はもちろん産業用のはずで、産業用の個々の契約じゃないのだけれども、標準的な料金とこの入札価格がコンシステントかどうか、そのときにはある意味で平均的な価格になっているわけなので、小売の営業費用とかも含めて、それは見ますという意味で二重で見るといって変なんですけれども、個々の契約に踏み込まない監視は依然としてエネ庁でやっていただけたということなのでしょうか。
- 市場が開いて、開いてみたらすごく高い入札価格だったということが後からわかって、これはけしからんというので次から変えるという、最悪の場合1年待つなんていうことにだってなりかねない。だから、ある意味で事前におかしな入札価格にならないよう、合理的に説明できる価格を第1回のときからちゃんと出してほしいという要請があるわけで、したがって相当急ぐ話だと思います。僕はエネ庁さんがちゃんと見てくださると、約款とかを見るとかというのなら、帳簿を見るとかというレベルのことまでする必要のない範囲では、事前にちゃんとやってくださることがプレッシャーになって、後から説明のつかないようなものを出さないという圧力になると思いますので、これから詰めますはいいのですけれども、ぜひとも起こった後で対応するのではなく、あらかじめちゃんとした入札価格になるようにきちんと見ることは、ぜひぜひお願いします。

(参考)規制改革推進に関する第 5 次答申(2019 年 6 月 6 日 規制改革推進会議 抜粋)

ベースロード電源へのアクセスの公平性を確保するベースロード市場の開設

【令和元年度措置】

<基本的考え方>

一定量の電力を安定的にかつ低価格で供給できる電源を「ベースロード電源」といい、石炭火力、大型水力、原子力等がこれに含まれる。これらベースロード電源は大手電力会社が保有しており、新規電力事業者にはアクセスが困難である。そのため、ベースロード電源へのアクセスの公平性を実現するために、「ベースロード市場」の創設が検討され、本年中に開設の予定である。

この市場においては、大手電力会社が供出する価格が競争上適切であること、すなわち、自社内にベースロード電源を卸供給する価格と比べて不当に高くないことが極めて重要である。

<実施事項>

大手電力会社からベースロード市場への供出価格について、自己またはグループの小売部門に対するベースロード電源の卸供給価格を不当に上回らないよう監視することが重要であり、産業用(大量の電力を使う工場など)の小売価格も参照しながら、その妥当性を確認する。

BL 市場への供出価格や供出量の考え方は「ベースロード市場ガイドライン」において明確化されており、大手電力会社等が本ガイドラインに沿って適切に入札を行ったか等については、監視等委員会において事後監視されることとなっている。

一方で、「規制改革推進に関する第 5 次答申」において、供出価格の妥当性を確認する際に参照することとされた「産業用(大量の電力を使う工場など)の小売価格」については、明確化されていない。

このため、BL 市場に電力を供出する大手電力会社等において、入札行動に係る予見可能性が低くなっていると考えられることから、「産業用の小売価格」について、一定程度明確化することが必要であった。

「産業用の小売価格」を直接的に示す指標はないものの、本作業部会において、以下の 2 つの価格⁶が「産業用の小売価格」として考えられることとされた。

- ① 各社が公開している産業用に相当する標準料金メニューの価格
- ② 発受電月報、各電力会社決算資料等から推定される産業用平均単価

一方で、これらに対するいくつかの意見⁷があり、引き続き監視等委員会と連携を取りながら、入札結果の確認を進めることとした。

⁶ 価格には控除されるべき託送費用や小売営業費用が含まれる。

⁷ 「産業用に相当する標準料金メニューは、いかなる負荷率にも対応できるよう最も高い価格が設定されている」、「契約実態に即した産業用価格を算定することは困難である」、「エネ庁では個別の価格確認はできないため大まかな確認とし、個別のものは監視等委員会に任せる整理もある」等、多様な意見があった。

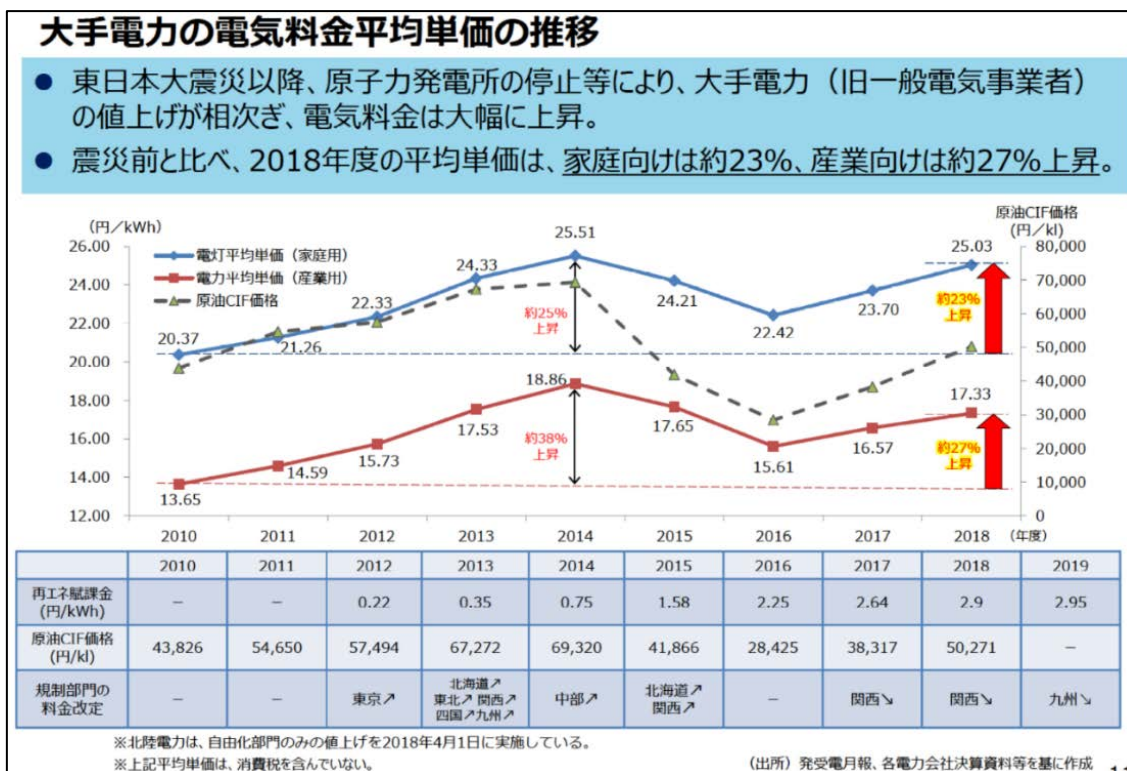
(参考図 2-1)①産業用に相当する標準料金メニューの価格

例:東京電力 EP の標準料金メニュー(特別高圧)

		単位	料金(税込)	
基本料金	20kV供給	1kW	1,630円80銭	
	60kV供給	"	1,576円80銭	
	140kV供給	"	1,522円80銭	
電力量料金	20kV供給	夏季	1kWh	15円07銭
		その他季	"	14円14銭
	60kV供給	夏季	1kWh	14円83銭
		その他季	"	13円92銭
	140kV供給	夏季	1kWh	14円59銭
		その他季	"	13円71銭

(出所)東京電力 HP より抜粋

(参考図 2-2)各電力会社決算資料等から推定される産業用平均単価



(出所)第 19 回電力・ガス基本政策小委員会 資料 3(2019 年 6 月 26 日)

(3) 2019 年度オークション結果について

BL 市場の 2019 年度オークションの結果、全国での約定量は 534.3MW(年間の電力量に換算すると約 46.8 億 kWh)であった。これは、2018 年度の常時バックアップの調達量約 100 億 kWh の約 47%に相当する。⁸

また、3 回のオークションの合計の売り入札量は 7,090.6MW(年間 62,113,364MWh)、買い入札量は 2,462.2MW(年間 21,568,872MWh)であり、売り入札量に占める買い入札量の割合は、おおよそ 3 分の 1 程度であった。

(監視等委員会による監視結果)

監視等委員会による監視結果では、以下のとおり分析されている。

- 売り札は、第 1 回から第 3 回を通して約定価格(8 円/kWh 台～12 円/kWh 台)の近傍に集中。一方、買い札は第 1 回は 0 円/kWh 台～13 円/kWh 台、第 2 回・第 3 回は 3 円/kWh 台～12 円/kWh 台と、比較的広い価格帯に分散。
- オークションの回数を重ねるにつれ、買い札の約定価格からの乖離幅は減少する傾向にあった。

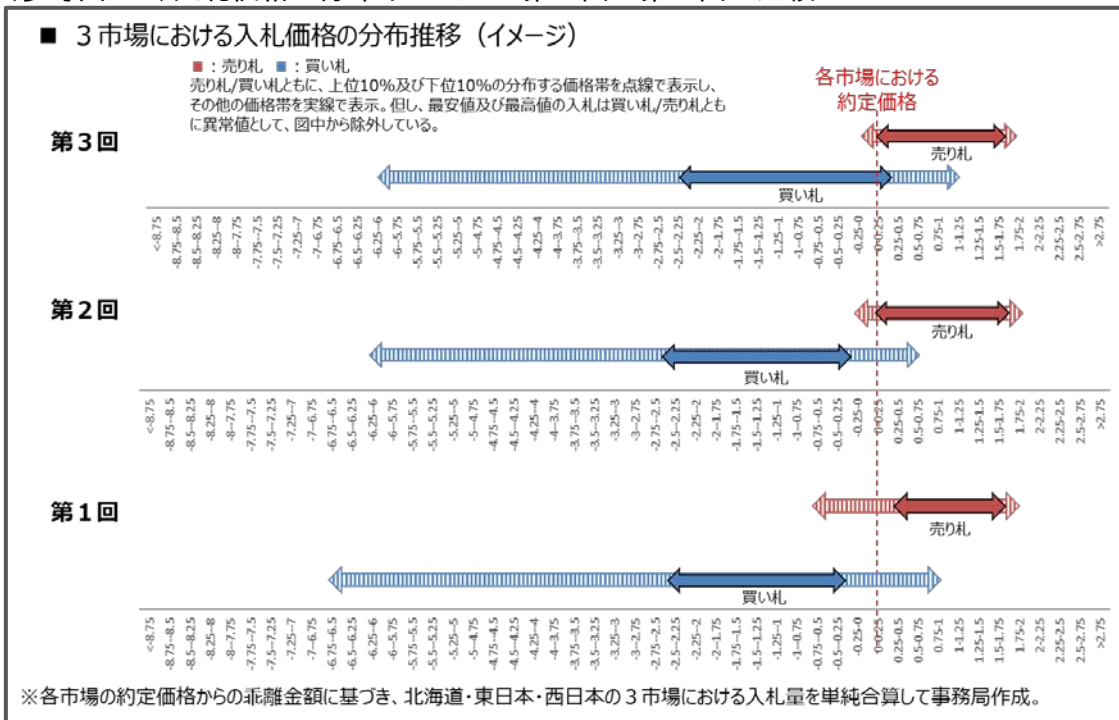
(参考図 2-3) 2019 年度オークション約定結果

商品エリア	約定量年間合計 (MW)	約定量年間合計 (億kWh)	オークション約定価格 (円/kWh)			
			第1回	第2回	第3回	平均
北海道	27.8	2.4	12.47	12.37	12.45	12.43
東日本	308.6	27.0	9.77	9.95	9.40	9.71
西日本	197.9	17.3	8.70	8.47	8.70	8.62
合計	534.3	46.8	—	—	—	—

(出所)「ベースロード市場の監視結果について」(2019 年 12 月 9 日 電力・ガス取引監視等委員会)より作成

⁸ 2019 年 7 月に取りまとめられた第二次中間とりまとめにおいて、常時バックアップと BL 市場は政策目的が一部重複することから、BL 市場からの調達に移行を促すこととされている。

(参考図 2-4) 入札価格の分布イメージ - 第1回～第3回の比較



(出所)「ベースロード市場の監視結果について」(2019年12月9日 電力・ガス取引監視等委員会)より

監視等委員会による各大規模発電事業者に対するヒアリング等の結果、①供出量は、BL市場ガイドラインで定める投入電力量を満たしていたこと、②供出上限価格をガイドラインに沿った方法で設定し、それ以下の価格で市場への供出を行っていたことが確認されている。

今後は、大規模発電事業者の自己又はグループ内の小売部門に対するベースロード電源に係る卸供給価格と推定される価格が、BL市場へ供出した価格を不当に下回っていないか等について、引き続き監視を行うこととされている。⁹

⁹ 2019年度は取引のみが行われており、受渡しは2020年4月から開始となる。

(参考図 2-5) 監視等委員会による 2019 年度オークション監視結果

2. 監視の結果

- 監視等委員会事務局において、各大規模発電事業者の供出状況について詳細な分析を行うとともに、各事業者からその考え方等を聴取すること等により、ベースロード市場ガイドラインに基づく取組がなされていたかどうか確認したところ、以下の通りであった。
 - ✓ 各大規模発電事業者の供出量は、いずれもベースロード市場ガイドラインで定める投入電力量を満たしていた。
 - ✓ 各大規模発電事業者は、供出上限価格をガイドラインに沿った方法で設定し、それ以下の価格で市場への供出を行っていた。
 - 第1回・第2回のオークションにおいてガイドラインに沿った手法で供出上限価格を算定していることが確認できなかった事業者に関しては、指摘した内容を踏まえた上で供出上限価格をガイドラインに沿った方法で設定し、それ以下の価格で市場への供出を行っていることを確認した。

(注) 今回確認した供出上限価格、入札量及び供出価格については、大規模発電事業者の競争情報に該当するため、詳細な数値は非公表としている。

5

(参考図 2-6) 監視等委員会による 2019 年度オークション監視結果(今後の対応)

3. 今後の対応

- 大規模発電事業者の自己又はグループ内の小売部門に対するベースロード電源に係る卸供給価格と推定される価格が、ベースロード市場へ供出した価格を不当に下回っていないか確認を行う。
 - その確認にあたっては、大規模発電事業者の自己又はグループ内の小売部門の収益・費用の構造や小売平均料金を参照する。その際、大規模発電事業者の自己又はグループ内の小売部門の受渡年度における小売取引のうち、以下のような取引について、ベースロード市場へ供出した価格との整合性をヒアリング等を通じて確かめていく。
 - 公共入札の結果、落札価格がベースロード市場への供出価格を下回るような取引
 - 小売市場重点モニタリングの調査の対象となった取引
- 受渡年度の実績が確定した後、実績発電コスト・実績発電量と想定発電コスト・想定発電量との比較に必要な根拠の提出を求め、各事業者の供出上限価格の算定における想定が合理的なものであったか確認する。
- ベースロード市場活性化のため、翌年度以降においても引き続き入念に監視を行う。

6

(出所)「ベースロード市場の監視結果について」(2019年12月9日 電力・ガス取引監視等委員会)より

(2019 年度オークション買い入札結果総括)

各エリアの約定価格と基準エリア(北海道、東京、関西)の 2018 年度平均エリアプライス¹⁰を比較すると、全てのオークションにおいて、基準エリアの平均エリアプライスを下回る水準で市場取引が行われていた。

(参考図 2-7)2019 年度オークション買い入札結果

商品エリア	オークション約定価格 (円/kWh)				基準エリアの 2018年度平均エリアプライス (円/億kWh)
	第1回	第2回	第3回	平均	
北海道	12.47	12.37	12.45	12.43	15.03
東日本	9.77	9.95	9.40	9.71	10.68
西日本	8.70	8.47	8.70	8.62	8.88

(監視等委員会によるヒアリング結果)

2019 年度オークション終了後、監視等委員会が、買手である小売電気事業者に対してヒアリングが実施された。

(参考図 2-8)2019 年度オークション 買手からの聞き取り結果

1. オークション結果の概要 (3) 買手からの聞き取り結果

- 買い入札量が売り入札量を大きく下回ることから、入札に当たっての懸念事項について、複数の小売電気事業者にヒアリングを行った結果、以下のような意見が見られた。
 - 【約定価格について】
 - ベースロード市場に対して期待した価格よりも高い。
 - 概ね事前の想定通りの価格であった。価格を固定化できるというメリットを考えると、妥当な水準ではないか。
 - 【預託金について】
 - ベースロード市場の約定価格とスポット市場の約定価格の価格差を清算するのに充てられるという性質を考えると、預託金が年間約定価格総額の3%というのが高いのではないか。
 - 預託金の金額水準自体は妥当であったとしても、約定日の翌日から最長で21ヶ月間預託金として拘束されると考えると、拘束期間が長いのではないか。また、約定日の翌日に支払うこと自体、社内承認プロセスとの関係で抵抗がある。
 - 【開催時期について】
 - 翌期の相対契約の交渉が本格化するのは12月～2月頃であることから、特に第1回・第2回オークションの開催時期がやや早いと感じる。
 - 早期に一定の数量・価格を固定できること自体はメリットであり、制度が定着すれば、調達に係る有用なポートフォリオの一つになりうる。
 - 【その他】
 - 市場を通じて日々受渡が発生するため、キャッシュフローが平準化される点はメリットである。
 - JEPXへの支払は日々発生する一方、対応する販売代金は2ヶ月後に入金されるものが多く、差が生じてしまうため、相対契約に比して資金繰りが難しい。
 - ベースロード市場ガイドライン上、購入可能量と適格相対契約との関係が不明瞭であり、既存の相対契約がどの程度減少するか分からなかったため、入札量を減少させることも検討した。
 - 市場の状況について公開されている情報が少なく、オークション回数が3回と分析する機会も少ないため、中々応札しようという気にならない。

(出所)「ベースロード市場の監視結果について」(2019年12月9日 電力・ガス取引監視等委員会)より

¹⁰ 2019 年度の基準エリア平均エリアプライスは、北海道：10.74、東日本：9.12、西日本：7.18 (円/億 kWh) であり、2018 年度対比で下落傾向にある。

(ヒアリング等を踏まえた対応)

監視等委員会のヒアリングで示された、BL 市場ガイドライン上で「購入可能量と適格相対契約との関係が不明瞭」との意見等を踏まえ、以下の点について、必要な修正を行うこととした。

- 適格相対契約の内容の明確化
- 記載内容の技術的な修正

また、同様にヒアリングの中で意見のあった、「預託金の扱い」と「開催時期」については、以下の方向とした。

- 「預託金の扱い」については、約定総額の3%の負担が大きいことや拘束期間が長いとの意見があったが、預託金の必要性が否定されているものではなく、また、BL 市場は始まったばかりの制度であることを踏まえると、預託金の割合や拘束期間については、引き続き現行制度を維持する。
- 「開催時期」については、「翌期の相対契約の交渉本格化時期とオークション開催時期にずれがある」との意見があったが、第13回制度検討作業部会(2017年10月30日)において、「市場開設時期・取引量について、各事業者が翌年度の契約交渉等を行うまでに開催しておくことが望ましい」と整理されており、また、「数量・価格の早期固定化はメリットである」との意見もあることから、引き続き現行制度を維持する。

(ベースロード市場ガイドラインの修正:適格相対契約の明確化)

「ベースロード市場ガイドライン」では、市場への供出量や購入可能量からの控除対象となる「適格相対契約」について示されているが、控除量の算定方法が明確でないことから、所要の修正を行うこととした。

(参考図 2-9)ベースロード市場ガイドラインの修正箇所

[現行]	[主な修正]
<p>「旧一般電気事業者等と電力自由化により新規参入した小売電気事業者等との相対契約（以下、「適格相対契約」という）に基づく控除量(h)」</p> <p>一定の負荷率(95%以上)を基準とし、基準に満たない未達量(kWh)を減算して控除することとする。ただし、ベースロード電源の負荷率等に鑑み、少なくとも70%以上の負荷率、かつ、契約期間が6ヶ月以上の契約を対象とし、価格についてもベースロード市場への供出上限価格と著しく乖離がない契約とする。(旧一般電気事業者等が、自エリアが含まれる市場範囲において自己又はグループ内の小売部門と締結した相対契約については控除対象としない。)</p>	<p>※「旧一般電気事業者等と電力自由化により新規参入した小売電気事業者等との相対契約に基づく控除量(h)」</p> <p>旧一般電気事業者等と電力自由化により新規参入した小売電気事業者等との間で一定条件の下で結ばれた相対契約（以下、「適格相対契約」という。）の取引量（以下「適格相対契約量」という。）をベースロード市場における供出量等から控除することとする。具体的な条件としては、ベースロード電源の負荷率等に鑑み、少なくとも契約期間における負荷率が70%以上、かつ、契約期間が6ヶ月以上の契約であって、ベースロード電源の発電平均コストを基本とした価格と著しく乖離がない契約を対象として、一定の負荷率(95%以上)を基準とし、その基準に満たない場合は、その未達量 [kWh] を減算して算定することとする。具体的には、以下の算定式に従って算定する。</p> <p>実績の負荷率=R、供給契約電力=W [kW] とした場合、</p> <p>①R≥95% (h) = W × R × 該当年度の契約期間 [h]</p> <p>②95%>R≥70% (h) = (W × R × 該当年度の契約期間 [h]) - {W × (0.95 - R) × 該当年度の契約期間 [h]}</p> <p>③70%>R 控除なし(対象外)</p>

※下線箇所=修正内容

(4) 常時バックアップからの移行について

2019年度のBL市場の約定量合計は、534.3MW(約46.8億kWh)であり、これは2018年度の常時バックアップ(以下「常時BU」という。)の調達量(約100億kWh)の約47%に相当する。

2019年7月「第二次中間とりまとめ」において、常時BUとBL市場は政策目的が一部重複することから、BL市場からの調達に移行を促すべきとされている。

また、第37回制度検討作業部会等においても、複数の委員から「常時バックアップのあり方についてはしっかり議論を進めていくべき」との意見もあり、常時BUからBL市場での調達への移行策については、引き続き検討を続けることとした。

(参考) 常時BUに対する委員・オブザーバーの主な意見

- 第18回電力・ガス基本政策小委員会(2019年5月28日)議事録抜粋

常時バックアップの話ですけれども、値差収入を使っているところがあるよという話ですけれども、これはもし自分がやるとすれば一番おいしいやり方ですし、制度がこうであれば経済合理的に働けばこうなるということだと思いますので、制度のほうを何とかしていく必要があるかなというふうに思っています。

スポット市場を入札前に持ってくるということで、よくなると思うんですけども、市場価格が高騰しそうだという予測というのは、やはりできるはずだと思うので、外れることもあるかもしれないけれども、統計的にはかなり値差収入が得られるということは、やはりあると思うので、もう少し、これはこれでやっていただくとして、ウオッチは続けていただきたいなと思います。

- 第18回電力・ガス基本政策小委員会(2019年5月28日)議事録抜粋

常時バックアップ制度に関して、2つの改革の方向が出てきています。

(中略)

もし、これでもまだ有利過ぎるということがあるとしたら、それは価格で調整されるべきだと思います。つまり、フレキシビリティがあるということだとすると、ある種、基本料として、最初にオプションを手に入れるためのお金が払われて当然。したがって、ベースロード電源市場がちゃんと機能することが確認された後は、常時バックアップは、全面的に見直すことになると思いますが、価格体系だとか、あるいはそもそもどういふものをターゲットにするのかというようなことも含めて、もちろん廃止も一つの選択肢だと思いますが、そういうことも含めて考えるときに、解決すべき問題だと思います。

- 第37回制度検討作業部会(2019年12月24日)議事録抜粋

常時バックアップが政策目的、一部重複しているんだと、移行を促すことをされているところというのは、やはりBL市場をしっかり羽ばたかせる上では、その足かせになっているのかなという感じがしますので、当初の予定どおり、やはり常時バックアップのあり方というのは、しっかり議論、進めていくということというのは、求められることだろうというふうに思っています。

(参考図 2-10) 現行の常時バックアップ制度

第7回電力・ガス基本政策小委員会
(2018.1) 資料5

(参考) 現行の常時BU

- 常時BUの価格や上限量は、「適正な電力取引についての指針」において、以下のとおり整理されている。

供給者

- 各エリアの旧一般電気事業者（各エリアごとに常時補給電力契約を締結）

契約可能範囲（利用枠）

- 新規参入者が新たに需要拡大をする場合に、その量に応じて一定割合（特高・高圧：3割、低圧：1割）

料金体系

- 基本料金と従量料金の二部料金制、燃料調整制度により燃料価格に連動
※経過措置料金における全電源の平均コストを基に、自社小売への卸供給の料金と比べて不当に高くならないよう設定

必要な手続

- 旧一般電気事業者との契約に基づく期限（広域機関への計画提出期限である前日12時に間に合う期限）までに、必要量を申請。※1
- 月ごとに契約変更可能（2か月ほど前に契約変更申し込み。）
※1年に満たないで契約を減少する場合、割増料金が請求される。

16

※1 2020年1月より、前日9時までに必要量を申請する運用に変更。

(出所) 第7回電力・ガス基本政策小委員会 資料 5-1(2018年1月31日)より

(参考図 2-11) 常時バックアップの見直しについて

第9回電力ガス基本政策小委員会
(2018.5) 事務局資料

(参考) 常時BUの見直しについて（昨年の議論）

常時BUのあり方（利用①について）

- 新電力のベース需要を満たし、卸市場の競争活性化に資する目的として、BL市場(以下、「BL市場」という。)が2019年に創設予定である。
- 他方、常時BUは、新電力の需要を満たす目的で措置されたものであり、2013年にベース需要を満たすよう料金体系が見直されたことや、前述の使用類型（利用①）を鑑みると、常時BUを自身のベース需要を満たす目的で新電力が使用することが考えられる。
- そのため、BL市場創設後は、常時BUの持つ新電力のベース需要を満たす利用用途はBL市場が代替すると考えられる。
- 常時BUが卸市場活性化までの暫定的な措置であり、常時BUの持つ新電力のベース需要を満たすという政策目的がBL市場の政策目的と重複することを踏まえると、常時BUの持つ新電力のベース需要を満たす機能がBL市場にスムーズに移行することが望ましいのではないか。

常時BUとBL市場の利用移行イメージ

常時BU

利用①
ベース需要への利用

利用②
市場との値差収入のために利用

利用③
需給の一致のために利用

➔

BL市場

ベース需要への利用

40 33

(参考) 常時BUの見直しについて (昨年の議論)

第9回電力ガス基本政策小委員会
(2018.5) 事務局資料

常時BUのあり方 (利用①について)

- その際、常時BUの政策目的がBL市場の政策目的と重複するとして常時BUを即座に廃止することは、常時BUの利用データや意見募集結果を鑑みると、適切ではないと考えられる。
- 他方、常時BUからBL市場へ機能がスムーズに移行することを求める観点からは、常時BUとBL市場の政策目的が重複する点において、BL市場が創設された後も、(ベース需要を満たす機能を) 常時BUに依存することのないよう、以下のような措置を行うことが考えられるのではないか。
 - 選択肢① 常時BUの購入可能枠からBL市場の約定分を控除する。
 - 選択肢② BL市場の新電力ごとの購入枠から常時BUの購入分を控除する。
- ②については、各新電力のBL市場における購入可能枠から、単純に前年度の常時BU契約量を控除した場合、BL市場における購入可能枠が限られてしまうため、BL市場への移行がかえって進まないと考えられるのではないか。
- 他方、①については、BL市場の取引が活性化し、購入量が増加することに伴い、常時BUの使用可能量も減少することから、常時BUからのBL市場への移行を促すものと考えられるのではないか。
- したがって、常時BUからBL市場へ機能がスムーズに移行することを求める観点からは①を採るべきではないか。

41

(出所) 第18回電力・ガス基本政策小委員会 資料4(2019年5月28日)より

2. 3. 連系線利用ルールの見直し・間接送電権

(1) 背景

地域間(エリア間)連系線の利用については、従来「先着優先」と「空おさへの禁止」を原則として、広域機関によって利用計画が管理されていた。連系線利用ルールを見直すことで、公正な競争環境の下で送電線の利用と広域メリットオーダーの達成を促し、更なる競争活性化を通じた電気料金の最大限の抑制、事業者の事業機会の拡大を実現していくため、連系線利用ルールを見直すこととし、市場原理に基づきスポット市場を介して行う「間接オークション」を2018年10月より導入した。

加えて、先着優先から間接オークションへの移行や BL 市場等の卸電力市場活性化策の実施に伴い、エリア間値差がより多くの事業者に影響を及ぼしうることを踏まえ、こうした事業者が卸電力市場が分断した際に生じるエリア間値差の負担リスクを軽減する仕組みとして、「間接送電権」が導入され、2019年4月より JEPX において、オークションや実際の受け渡しを開始された。

第二次中間とりまとめにおいて、間接オークションの開始に伴う、スポット市場約定量の変化や間接オークションの開始前後におけるスポット市場での分断率について報告を行うとともに、間接送電権の商品形態を、週間 24 時間で土曜日から金曜日までの商品とすることや、オークションの実施タイミングを、二ヵ月前に 4~5 週間分の週間商品を取引することとされた。

また、間接送電権においては、間接送電権の在り方(電力取引を行わない場合には値差精算を行わず、転売も行わないこととする等)について、市場開設後の状況によっては、事業者の利便性等も踏まえながら、改めて検討していくこととしており、JEPX の「間接送電権の在り方等に関する検討会」(以下「JEPX 検討会」という。)にて引き続き状況確認をすることとされた。

本作業部会においては、初年度の取引状況の確認と JEPX 検討会での結果を踏まえた検討を行った。

(2) 間接送電権の取引状況について

間接送電権市場の2019年4月~11月のオークション結果は、以下のとおり。

- 東京中部 FC(逆)は、売り出された間接送電権は全て約定しており、平均約定価格は約1円/kWhであった。
- 東京中部 FC(順)、北本直流幹線、本四連系線、阿南紀北直流幹線については、一部約定しているが、平均約定価格が非常に低い。
- 関門連系線については、売出量は当期間において 0MW であった。

(参考図 3-1)2019 年 4 月～11 月の間接送電権市場のサマリー

	売出量 (MW)	約定量 (MW)	約定率	平均約定価格 (円/kWh)
北本直流幹線	7,361.0	3,897.4	52.9%	0.07
東京中部FC (順)	16,940.0	30.0	0.2%	0.01
東京中部FC (逆)	5,300.0	5,300.0	100.0%	1.14
本四連系線	29,619.0	18,390.8	62.1%	0.09
阿南紀北直流幹線	2,091.0	1,224.9	58.6%	0.01
関門連系線	0.0	—	—	—

(参考図 3-2)2019 年 4 月～5 月の間接送電権市場オークション結果

 発行・約定有

(単位: kW)

連系線	方向	取引量	受け渡し対象年月							
			2019年6月				2019年7月			
			W1	W2	W3	W4	W1	W2	W3	W4
北本 直流幹線	逆	売出量	0	0	299,000	299,000	0	9,000	79,000	79,000
		約定量	—	—	299,000	299,000	—	9,000	10,000	10,000
		約定価格	—	—	0.10	0.10	—	0.77	0.01	0.01
東京中部 FC(順)	順	売出量	600,000	600,000	300,000	300,000	0	600,000	600,000	600,000
		約定量	0	0	0	0	—	30,000	0	0
		約定価格	—	—	—	—	—	0.01	—	—
東京中部 FC(逆)	逆	売出量	212,000	212,000	0	0	0	212,000	212,000	212,000
		約定量	212,000	212,000	—	—	—	212,000	212,000	212,000
		約定価格	1.00	1.36	—	—	—	1.02	0.99	1.15
本四 連系線	逆	売出量	983,600	841,600	841,600	841,600	841,600	841,600	841,600	841,600
		約定量	0	0	841,600	841,600	841,600	841,600	841,600	841,600
		約定価格	—	—	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
阿南紀北 直流幹線	逆	売出量	69,700	69,700	69,700	69,700	69,700	69,700	69,700	69,700
		約定量	0	0	69,700	69,700	69,700	69,700	69,700	69,700
		約定価格	—	—	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
関門 連系線	逆	売出量	0	0	0	0	0	0	0	0
		約定量	—	—	—	—	—	—	—	—
		約定価格	—	—	—	—	—	—	—	—

(参考図 3-3)2019 年 6 月～7 月の間接送電権市場オークション結果

発行・約定有

(単位: kW)

連系線	方向	取引量	受け渡し対象年月								
			2019年8月					2019年9月			
			W1	W2	W3	W4	W5	W1	W2	W3	W4
北本 直流幹線	逆	売出量	0	369,000	369,000	369,000	0	69,000	69,000	69,000	69,000
		約定量	—	18,800	17,800	18,800	—	61,400	61,400	61,400	69,000
		約定価格	—	0.01	0.01	0.01	—	0.01	0.01	0.01	0.11
東京中部 FC(順)	順	売出量	600,000	600,000	600,000	600,000	600,000	600,000	600,000	600,000	600,000
		約定量	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		約定価格	—	—	—	—	—	—	—	—	—
東京中部 FC(逆)	逆	売出量	212,000	212,000	212,000	212,000	212,000	212,000	212,000	212,000	212,000
		約定量	212,000	212,000	212,000	212,000	212,000	212,000	212,000	212,000	212,000
		約定価格	0.90	1.00	0.99	1.12	1.00	0.90	0.90	0.88	0.88
本四 連系線	逆	売出量	841,600	841,600	841,600	841,600	841,600	841,600	842,600	842,600	842,600
		約定量	841,600	841,600	841,600	841,600	841,600	841,600	842,600	1,000	1,000
		約定価格	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
阿南紀北 直流幹線	逆	売出量	69,700	69,700	69,700	69,700	69,700	69,700	69,700	69,700	69,700
		約定量	69,700	69,700	69,700	69,700	69,700	69,700	69,700	12,000	12,000
		約定価格	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
関門 連系線	逆	売出量	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		約定量	—	—	—	—	—	—	—	—	—
		約定価格	—	—	—	—	—	—	—	—	—

(参考図 3-4)2019 年 8 月～9 月の間接送電権市場オークション結果

発行・約定有

(単位: kW)

連系線	方向	取引量	受け渡し対象年月									
			2019年10月					2019年11月				
			W1	W2	W3	W4	W1	W2	W3	W4	W5	
北本 直流幹線	逆	売出量	0	79,000	379,000	379,000	379,000	299,000	299,000	299,000	299,000	
		約定量	—	67,400	52,400	52,400	63,800	83,800	83,800	83,800	83,800	
		約定価格	—	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.11	
東京中部 FC(順)	順	売出量	0	600,000	600,000	600,000	600,000	0	220,000	220,000	300,000	
		約定量	—	0	0	0	0	—	0	0	0	
		約定価格	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
東京中部 FC(逆)	逆	売出量	0	212,000	212,000	212,000	212,000	0	0	0	0	
		約定量	—	212,000	212,000	212,000	212,000	—	—	—	—	
		約定価格	—	1.01	1.05	1.07	1.10	—	—	—	—	
本四 連系線	逆	売出量	842,600	842,600	842,600	842,600	842,600	842,600	842,600	842,600	842,600	
		約定量	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		約定価格	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
阿南紀北 直流幹線	逆	売出量	69,700	69,700	69,700	69,700	69,700	69,700	69,700	69,700	69,700	
		約定量	4,000	4,000	4,000	4,000	0	0	0	0	0	
		約定価格	0.01	0.01	0.01	0.01	—	—	—	—	—	
関門 連系線	逆	売出量	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		約定量	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
		約定価格	—	—	—	—	—	—	—	—	—	

(参考図 3-5)2019 年 10 月～11 月の間接送電権市場オークション結果

■ 発行・約定有
(単位: kW)

連系線	方向	取引量	受け渡し対象年月									
			2019年12月				2020年1月					
			W1	W2	W3	W4	W1	W2	W3	W4	W5	
北本 直流幹線	逆	売出量	299,000	319,000	319,000	319,000	309,000	309,000	309,000	309,000	309,000	
		約定量	246,700	246,700	246,700	241,700	172,800	309,000	309,000	309,000	309,000	
		約定価格	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.08	0.15	0.15	0.15	
東京中部 FC(順)	順	売出量	300,000	300,000	600,000	600,000	600,000	600,000	600,000	600,000	600,000	
		約定量	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		約定価格	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
東京中部 FC(逆)	逆	売出量	0	0	212,000	212,000	212,000	212,000	212,000	212,000	212,000	
		約定量	—	—	212,000	212,000	212,000	212,000	212,000	212,000	212,000	
		約定価格	—	—	1.30	1.30	1.42	1.50	1.51	1.55	1.60	
本四 連系線	逆	売出量	842,600	842,600	842,600	842,600	842,600	842,600	842,600	842,600	842,600	
		約定量	842,600	842,600	842,600	842,600	706,200	842,600	842,600	842,600	842,600	
		約定価格	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.68	1.08	0.01	0.01	
阿南紀北 直流幹線	逆	売出量	69,700	69,700	69,700	69,700	0	0	0	0	0	
		約定量	69,700	69,700	69,700	69,700	—	—	—	—	—	
		約定価格	0.01	0.01	0.01	0.01	—	—	—	—	—	
関門 連系線	逆	売出量	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		約定量	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
		約定価格	—	—	—	—	—	—	—	—	—	

(3)間接送電権の在り方等に関する検討会での検討状況

2019 年 9 月に開催された「第 3 回間接送電権の在り方等に関する検討会」では、初回オークションの取引結果や今後の検討の進め方等について議論された。

また、JEPX 会員企業に対して、取引実態や商品設計に係るアンケートを実施した。2019 年度内は本アンケート結果も参考に、今後の間接送電権市場の在り方等について議論を進めていくこととされた。

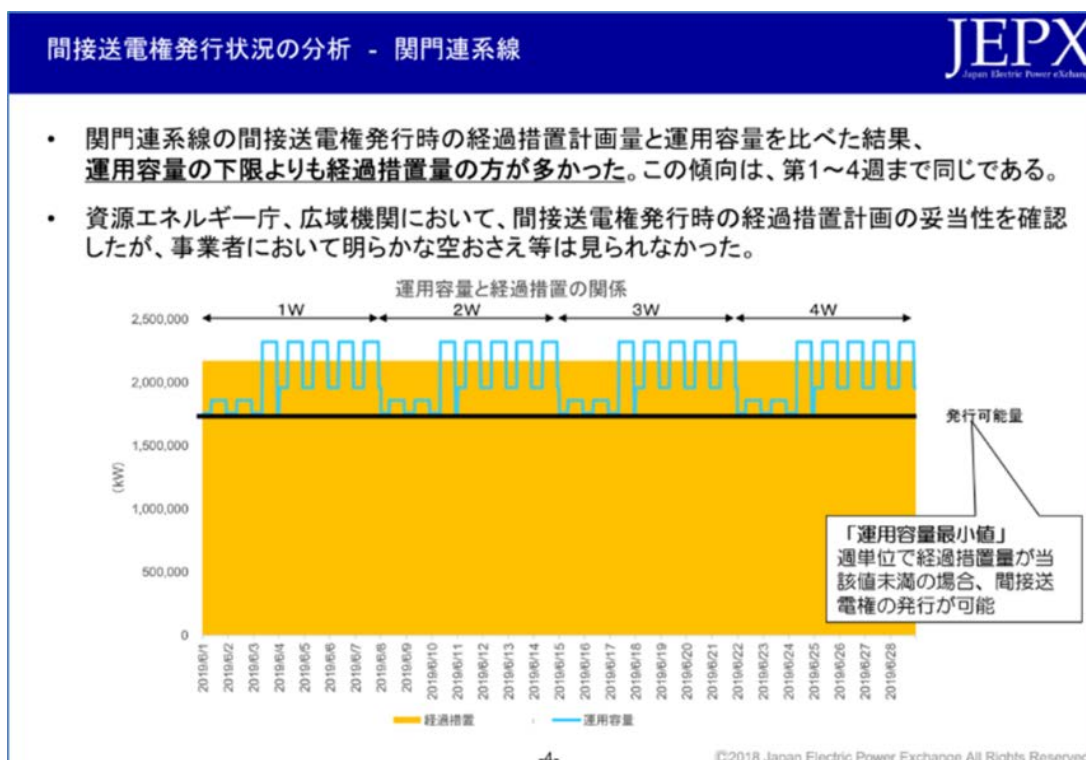
(参考図 3-6)間接送電権の在り方等に関する検討会

名称	間接送電権の在り方等に関する検討会
主催者	日本卸電力取引所（資源エネルギー庁共同事務局）
目的	実務的な観点を中心に踏まえるべく、関係事業者・関係機関等に意見を求めつつ、審議会での議論の方向性を踏まえ、我が国における間接送電権の在り方等に関する詳細設計を行う。
委員（五十音順、敬称略、◎は座長）	◎大橋弘 東京大学公共政策大学院副院長教授 各務達也 中部電力株式会社販売カンパニー需給運用部需給計画グループ長 小西伸平 関西電力株式会社エネルギー需給本部電力取引グループチームマネジャー 小宮山涼一 東京大学大学院工学系研究科准教授 後藤電太 JXTGエネルギー株式会社電気事業部電気需給グループマネージャー 中井恒介 東京ガス株式会社電力トレーディング部電力トレーディンググループマネージャー 中井裕二 株式会社エネット技術本部需給オペレーション室長 堀隆昭 電源開発株式会社エネルギー計画部企画室室長 前川和之 新日本有限責任監査法人シニアマネージャー
オブザーバー	大西健一 電力広域的運営推進機関運用部マネージャー 部坂洋太郎 電力・ガス取引監視等委員会取引監視課取引制度企画室検査調査官

(①間接送電権発行状況の分析 - 関門連系線)

関門連系線は経過措置量が多く、間接送電権の発行が行われなかったため、検討会にて詳細に分析を行ったところ、経過措置が付与された事業者の経過措置計画の妥当性を確認したが、明らかな空おさえ等は確認されなかった。

(参考図 3-7)間接送電権発行状況の分析 - 関門連系線



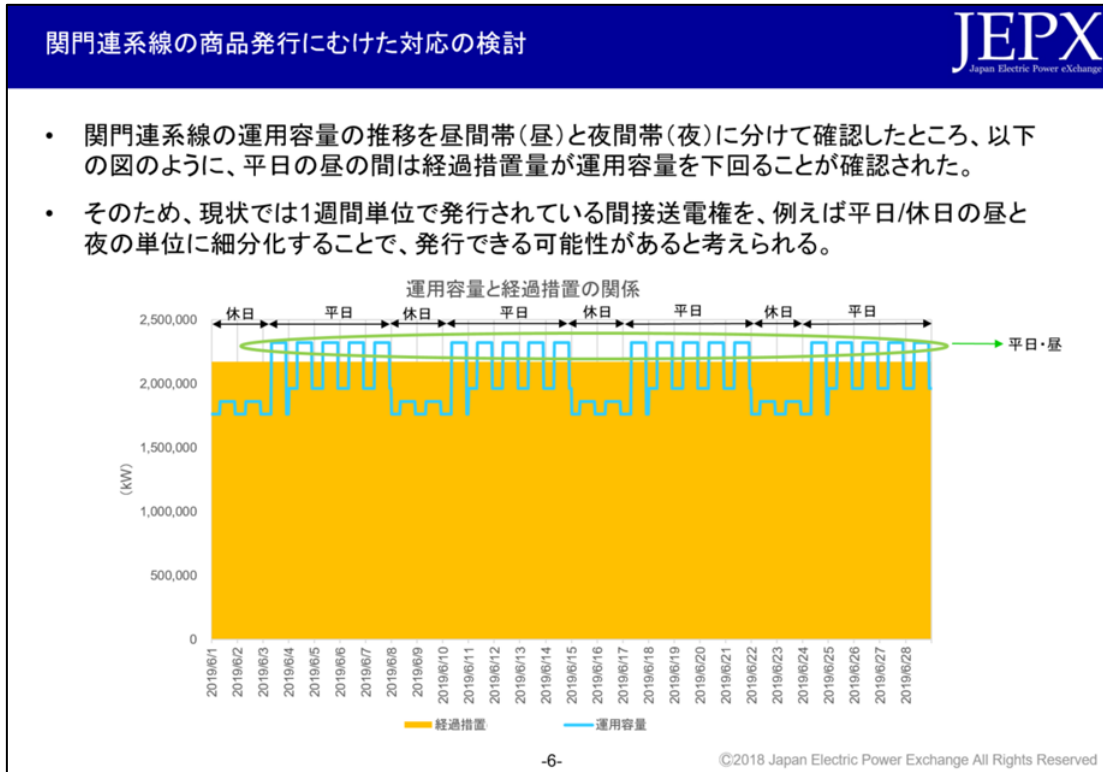
出所： 第 3 回間接送電権の在り方等に関する検討会(日本卸電力取引所)より抜粋

(②関門連系線の商品発行にむけた対応の検討)

関門連系線の運用容量を確認したところ、例えば、「平日昼間」、「休日／平日夜間」に細分化することで、発行できる可能性があることが、検討会にて報告された。

ただし、今回分析が行われた 6 月は端境期であり、電力の高需要期の結果も考慮する必要がある。そのため、引き続き 7 月以降のオークション結果の確認・分析を行い、事業者のニーズも確認しつつ、必要に応じて、商品の細分化も含めて検討を行っていくこととする。

(参考図 3-8) 関門連系線の商品発行に向けた対応検討



出所： 第 3 回間接送電権の在り方等に関する検討会(日本卸電力取引所)より抜粋

2. 4. 容量市場

(1) 背景

容量市場は、①予め必要な供給力を確実に確保することができること、②卸電力市場価格の安定化を実現することで、電気事業者の安定した事業運営を可能とするとともに、電気料金の安定化により需要家にもメリットがもたらされること、③再エネ拡大等に伴う売電収入の低下は全電源に影響していること等を踏まえると、最も効率的、中長期的に必要な供給力等を確保するための手段であるとされ、これまで制度の導入に向けた詳細設計が検討されてきた。

容量市場の初回メインオークションの開催が2020年7月に予定されており、市場管理者である広域機関において、事業者への説明会の開催やメインオークション募集要綱の策定等、オークション開催に向けた準備が進められてきた。

本作業部会では、容量市場の詳細制度設計にあたり議論すべき重要な論点について、広域機関や監視等委員会等と連携し検討を行ってきた。第二次中間とりまとめ以降における主な論点は以下のとおりである。

- 市場競争が限定的なエリアでの約定価格の決定方法
- 発動指令電源の運用
- 発電側基本料金との関係
- 市場支配的な事業者への対応

(2) 詳細設計の方向性

①市場競争が限定的なエリアでの約定価格の決定方法

(背景)

容量市場は、全国単一市場のシングルプライスオークションで実施することとしている。全国単一市場として、全国大で供給信頼度を満たすように容量を確保するが、連系線制約を考慮すると、各エリアの供給信頼度が確保できないことがあり、その場合には、市場分断する。市場分断したエリアは、供給信頼度を満たすまでそのエリアの応札価格の安い順に約定し、約定した電源のうち一番高い応札価格を約定価格とする。

他方、市場競争が限定的となっているおそれがあるエリアにおいては、適正な価格で入札されなかったり、全体の支払額が増加する可能性も考えられる。具体的には、当該エリアにおける供給力の量によっては、コストが非常に高い電源も含めほぼすべての電源が約定する可能性が考えられる。その場合、エリアプライスについてもコストが非常に高い電源に連動して高くなる。その対応として、こうした際の約定方法について整理が必要であると考えられ、検討を行った。

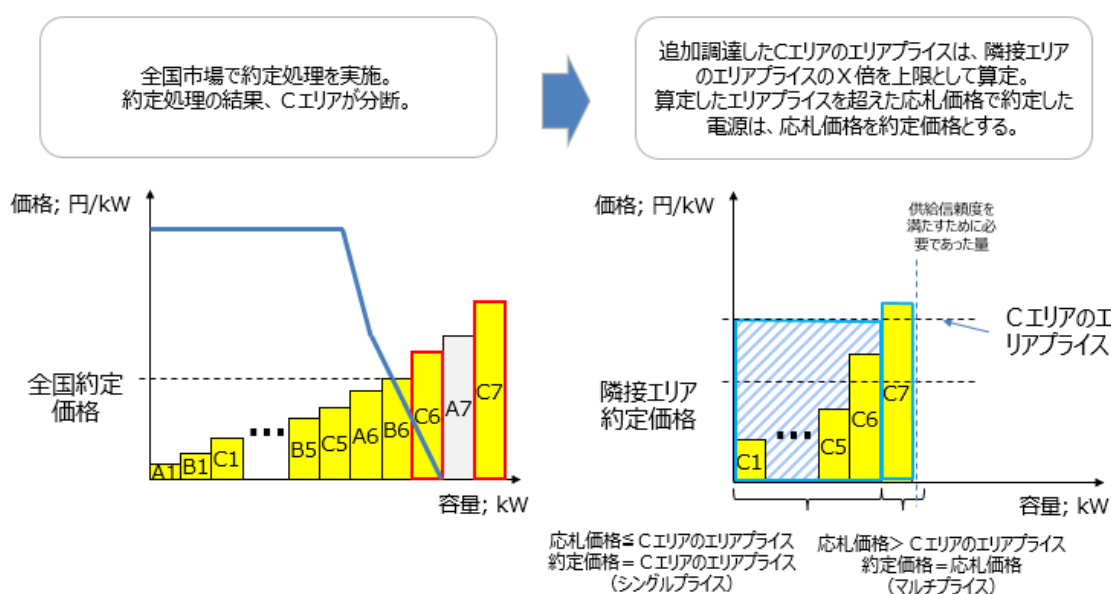
(市場競争が限定的なエリアについての対応)

市場分断が発生した結果、入札された電源が全て落札されたエリア、または落札しなかつ

た電源を応札した事業者が1者の独占状態となっているエリアについては、市場競争が限定的となっているおそれがあるエリアとして、以下のとおり約定価格を決定することとした。¹¹

- ① 市場分断が発生した後に供給信頼度基準を満たすまで追加で供給力を確保する。
- ② 当該エリアのエリアプライスは、約定した電源のうち当該エリアの最も高い応札価格とする。ただし、隣接エリアのエリアプライスの 1.5 倍を超えた場合、隣接エリアのエリアプライスの 1.5 倍を当該エリアのエリアプライスとする。
- ③ 応札価格が当該エリアのエリアプライスを下回る電源については、当該エリアのエリアプライスを約定価格とする。
- ④ 応札価格が当該エリアのエリアプライスを上回る電源については、応札価格を約定価格とする。

(参考図 4-1)市場競争が限定的なエリアでの約定方法のイメージ



②発動指令電源について

(背景)

第二次中間とりまとめにおいて、発動指令電源は、容量確保契約に基づく最大年間 12 回の発動指令に対応することが求められ、発動指令電源が、容量確保契約に基づく発動指令への応答に支障が出ない範囲において、別途、供給力や調整力として卸電力市場や需給調整市場などで活用されることは許容される旨が整理された。

¹¹ 初回オークションでは、シングルプライスとなるエリアプライスの上限として、隣接エリアの 1.5 倍とすることとし、1.5 倍の妥当性については、オークション結果を検証しながら、必要に応じて見直しを行うこととされた。

そのうえで、容量市場における発動指令電源が、需給調整市場で ΔW を落札した場合、一般送配電事業者が容量確保契約に基づき発動指令を行うか、調整力として発動指令を行うかを選択するものとし、発動にあたっては、いずれの契約に基づくものか一般送配電事業者で整理したうえで発動する(以下「選択制」という。)ことを提案したが、選択制とした場合運用上問題ないか再度検討を行った。

(発動指令電源の選択制)

発動指令電源を選択制とした場合、運用断面において需給ひっ迫が想定された場合に、供給力が減少し、運用断面の信頼度が低下する懸念があると考えられる。¹²

そのため、安定供給の観点からは、一般送配電事業者が発電指令電源を確実に持ち、需給ひっ迫時にきちんと備えられていることが重要であり、その点を鑑みて、一般送配電事業者による選択制はとらないこととし、容量市場において落札された発動指令電源は、容量確保契約に基づく発動指令に対応できることを前提にした上で、さらに、調整力としても活用が可能とすることとした。

なお、現在発動指令電源と同じ機能(一般送配電事業者による3時間前までの発電指令により追加的に供給力を提供する)を持つ電源を電源I'として確保しており、この電源I'と同程度の量が発動指令電源に参入すれば、発動指令電源として一般送配電事業者が必要とする量が確保できていると考えられる。

そのため、2020年度に予定されている容量市場の初回メインオークションのあとに開催される振り返りにおいて、発動指令電源がきちんと確保されているか(発動指令電源の確保量の変化)を検証する必要がある。その結果を踏まえ、必要に応じて、発動指令電源の最低確保量を設定する等、運用断面での信頼度確保のあり方を検討することとする。

③発電側基本料金との関係

第二次中間とりまとめにおいて、監視等委員会が検討を行っている発電側基本料金についても、容量市場に参加する電源の入札行動に影響を与えるものと考えられ、その具体的な考え方についての検討が進められることが望ましいとされた。

(発電側基本料金の導入について)

そのため、発電側基本料金が導入された場合の容量市場の入札行動へ与える影響の整

¹² 一般送配電事業者が「選択する」という仕組みとした場合、発動指令電源が需給調整市場で ΔkW を確保した量だけ、火力がバランス停止することにより需給ひっ迫時に当日稼働する供給力の量が減少する可能性があることに留意が必要。また、オブザーバーから、調整力が広域運用された後は需給ひっ迫時に他のエリアの余力を使い切っている可能性があり、「選択する」仕組みをとることによって追加する供給力の量が減少すると、需給ひっ迫が解消できず供給力不足に繋がる懸念があり、「選択する」仕組みで運用上問題ないか確認が必要であるとの意見があった。

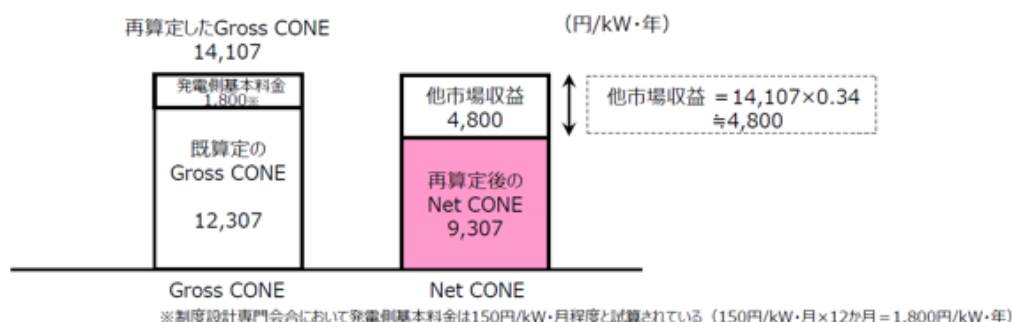
理(例.Net CONE の考え方へ適用の有無、初回メインオークションに向けた対応)について、広域機関の容量市場の在り方等に関する検討会において検討を行うこととし、その検討結果については、本作業部会にて議論のうえ、監視等委員会へ報告を行うこととした。

初回メインオークションにおける発電側基本料金の取扱いは以下のとおり整理された。

- 発電側基本料金は固定費(kW 課金)であり、Gross CONE に加算する。なお、加算する発電側基本料金の額は、制度設計専門会合において提示された 1,800 円/kW・年(=150 円/kW・月×12 か月)を用いる。
- 他市場収益は、容量市場以外からの収益の割合の見込み量により設定することとしたこれまでの議論を踏まえ、Gross CONE 全体に対する他市場収益の割合により算定する。なお、その割合は、発電側基本料金と同様の制度を導入している英国の他市場収益の割合(34%)を参考としつつ、我が国の状況を踏まえて今回算出した 4,800 円を他市場収益として用いることとする。
- なお、今後の包括的な検証等を踏まえ、Gross CONE 等に大きな変動があった場合には、必要に応じて見直すこととする。

(参考図 4-2)我が国の Net CONE の再算定について(第 22 回容量市場の在り方等に関する検討会 資料 3)

<ul style="list-style-type: none"> ■ 英国を参考とし、他市場収益の割合は英国と同程度として算定した場合の再算定値は以下となる。 <ul style="list-style-type: none"> ➢ Gross CONE : 14,107円/kW・年 (発電側基本料金の1,800円/kW・年を加算) ➢ 他市場収益 : 4,800円/kW・年 (英国の比率(34%)を参考に算定) ➢ Net CONE : 9,307円/kW・年 ■ Net CONEの算定方法は、<u>容量市場の開始前より発電側基本料金を導入し、Net CONEを一定の数値と置きつつ確認する市場運営の類似性を踏まえ、今回の英国の比率を参考として算出した4,800円を他市場収益として用いることとしてはどうか。</u> ■ なお、今後の包括的な検証等を踏まえ、Gross CONE等に大きな変動があった場合には、必要に応じて見直すこととしてはどうか。



④市場支配的な事業者への対応

(背景)

第一次中間とりまとめにおいて、「市場において支配的な事業者が存在する場合、その市場支配力の行使により、売り惜しみや価格のつり上げといった悪影響が懸念される」ことから

こうした悪影響を防止するために必要な措置を検討していく必要があるとされ、また、第二次中間とりまとめにおいても、今後の容量市場の設計の詳細を固めていく中で、市場支配的事業者への具体的な監視方法についても検討していくこととされた。

したがって、容量市場における市場支配力の行使を監視・規制するための具体的な方策について検討を行った。

(市場支配的事業者の定義)

市場支配的事業者の判定方法については、定量的な評価が可能なこと、判定結果が明瞭であることから、主要供給者指数(PSI)評価によることとする。PSI 評価は入札結果から市場分断の状況等を踏まえて支配的事業者を判定する一方、発電事業者は応札の前に予め自身が支配的業者に該当するか否かを把握しておくことが適当である。したがって、前年度の入札結果に基づく PSI 評価によって、市場支配的事業者の判定を行うこととする。

なお、初回メインオークションは前年度の入札結果がないため、現状各エリアの供給力の大半を占めている全国で 500 万 kW 以上の発電規模を有する旧一般電気事業者、JERA 及び電源開発を確認対象事業者とする。

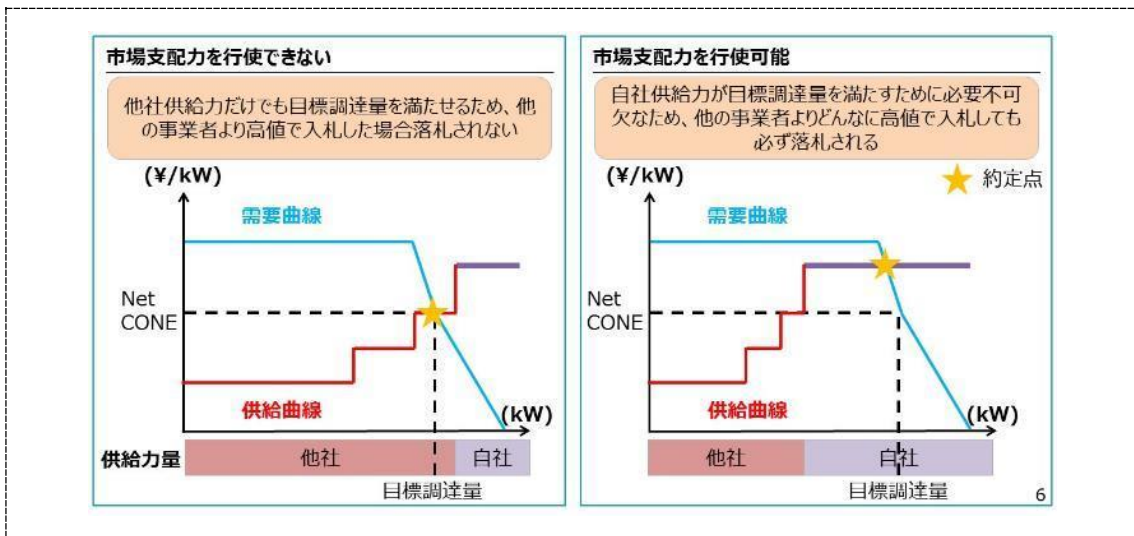
(参考図 4-3)市場支配的事業者を特定するための指標

概要	メリット・デメリット
旧一般電気事業者、JERA及び電源開発を指定 <small>初回オークション</small> <ul style="list-style-type: none"> 現状、各エリアの供給力の太宗を占める旧一般電気事業者、JERA及び電源開発を市場支配的事業者として定義する 	<ul style="list-style-type: none"> ➕ 現状の供給能力のシェア実態に整合 ➖ 新電力シェアの増大など市場構造の変化をタイムリーに捉えることができない
市場シェア <ul style="list-style-type: none"> ある発電事業者の供給力が市場全体に存在する供給力に占める割合を計測 一定以上のシェアを持つ事業者を市場支配的事業者と定義 	<ul style="list-style-type: none"> ➕ 定量的評価が可能 ➖ 市場シェアが何%以上の場合に市場支配的と判定するか閾値の設定方法が不明瞭
主要供給者指数 (Pivotal Supplier Index) <small>2回目以降</small> <ul style="list-style-type: none"> 総需要を満たすために、ある発電事業者の供給力が不可欠かどうかを試算 ある事業者の供給力を除いた市場全体の供給力が、需要より小さい場合市場支配的と判定される 	<ul style="list-style-type: none"> ➕ 定量的に特定事業者の市場支配力の有無を把握可能 ➕ 結果は市場支配力があるかないか明瞭な判定のため結果の解釈に恣意性が入り込まない
残余需要分析 (Residual Demand Analysis) <ul style="list-style-type: none"> 需要曲線から特定事業者以外の供給曲線を引き当てた、残りの需要曲線の価格弾力性を評価 残余需要の価格弾力性が低い場合は、市場支配力行使可能と判定される 	<ul style="list-style-type: none"> ➖ 需要曲線の形状が市場管理者によって設定される容量市場では、主要供給者指数評価により市場支配的と判定された事業者は同じ残余需要に直面するため、検証の付加価値が小さいのではないかと

<主要供給者指数(PSI)について>

総需要を満たすために、ある事業者の供給力が必要不可欠な場合(ある事業者の供給力を除いた市場全体の供給力が、市場全体の需要より小さい場合)、当該事業者は高値入札を行っても確実に限界電源となることができるため、価格操縦が可能となる。

(参考図 4-30)主要供給者指数(PSI)のイメージ

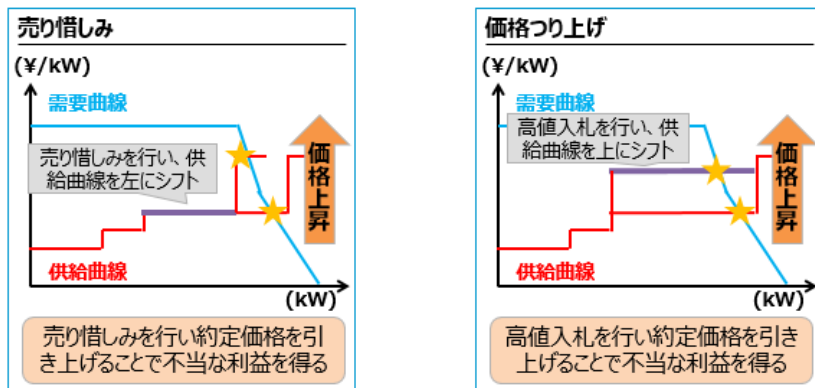


(市場支配力行使の種類)

約定価格が日本全体で必要な供給力の維持に最低限必要な水準を上回ることとなると、小売電気事業者が支払うべき容量拠出金の額が増加し、ひいては電気の利用者の利益の保護を阻害するおそれがある。

したがって、市場支配的事業者が、正当な理由なく、稼働が決定している電源を応札しないこと(売り惜しみ)または電源を維持するために容量市場から回収が必要な金額を不当に上回る価格で応札すること(価格つり上げ)によって、本来形成される約定価格よりも高い約定価格が形成される場合には、容量市場の趣旨に反すると考えられる。

(参考図 4-4) 市場支配力行使の種類



(売り惜しみ)

容量市場への参加は任意とされているが、リクワイアメントを満たすことが難しい等の特段の事情がある電源以外は、容量市場に参加することが経済合理的な選択であると考えられる。したがって、オークションに参加しない正当な理由は限定的であると考えられ、以下の事

由が考えられる。

- ✓ 実需給年度において、計画停止または休廃止を予定している、若しくは補修工事等によって、リクワイアメントを達成しうる稼働見通しが不確実である場合
- ✓ 実需給年度において、FIT 認定を予定している等、入札対象外電源となる見込みである場合
- ✓ 上記の他、容量市場へ参加できないやむを得ない理由がある場合

(売り惜しみに対する監視の在り方)

売り惜しみに対する監視方法として、市場支配的事業者には、応札しなかった電源に対して、当該理由の説明を求めるとともに、その根拠となる資料の提出を求めることとする。

加えて、リクワイアメントを達成するために、運用上のリスク等を考慮して期待容量を下回る容量で入札することなども想定されるため、まずは期待容量と応札容量を比較し、売り惜しみの可能性が疑われる電源については、過去の稼働実績(3 カ年分)および、その理由(リクワイアメントを達成するための運用上のリスクの考慮等)、根拠となる資料の提示を求めつつ、実態を踏まえて、売り惜しみとの関係を整理することとする。

(価格のつり上げ-既設電源に対する入札行動)

市場支配的事業者が、電源を維持するために容量市場から回収が必要な金額を不当に上回る価格で応札することで、本来形成される約定価格よりも高い約定価格が形成される場合には、価格のつり上げに該当すると考えられる。

一般的には、発電事業者間の相対的な競争環境の観点から、既に相対契約を締結している等、運転を継続することが確実な電源は落札の確実性が重視されると考えられる。また、休廃止を検討している電源は、実需給年度の電源を維持・稼働するために、最低限必要な「維持管理コスト(電源を維持することで支払うコストから他市場収益を差し引いた額)」を入札価格とし、約定する場合には稼働継続し、約定しない場合には休廃止を決定するといった入札行動が経済合理的であると考えられる。

したがって、市場支配的事業者が、「維持管理コスト」で入札をしている場合には、価格のつり上げには該当しないとみなしてよいと考えられる。なお、維持管理コストを超えた入札に対しては、価格つり上げに該当していないか、その合理性を監視していく必要がある。

その際、実需給年度(メインオークションの4年後)に発生するコストを見積る事が適切であると考えられるものの、実需給年度のコストを見積もることが困難な場合には、直近の実績値等(過去複数年の実績平均)を参考として算定することが考えられる。

(参考図 4-5)維持管理コストの算定項目例

算定項目(例)	概要
固定資産税 (+)	当該電源を保有することによって発生する固定資産税額
人件費 (+)	当該電源の維持に関連して必要となる人員に対する給料手当等
修繕費 (+)	当該電源の維持に関連して必要となる修繕費
経年改修費 (+)	当該電源の維持に関連して必要となる設備投資のうち資本的支出の額
発電側基本料金 (+)	当該電源に係る発電側基本料金の額
事業税 (+)	当該電源の維持によって得られる収入に対して発生する事業税の額
他市場収益 (-)	容量市場以外の市場(相対契約を含む)から得られる収益から対応する限界費用(燃料費等)を差し引いた額

- ・ 上記の項目に関わらず、実需給年度に電源を維持することで支払うコストが存在する場合には、当該コストを入札価格に含めることを妨げない。
- ・ 経過措置が適用される電源に対して、算定された維持管理コストに各年度の控除率の逆数を乗じなければ電源の維持が困難な場合において、当該控除率の逆数を乗じた価格で入札することを妨げない。

(価格のつり上げ-新設電源に対する入札行動)

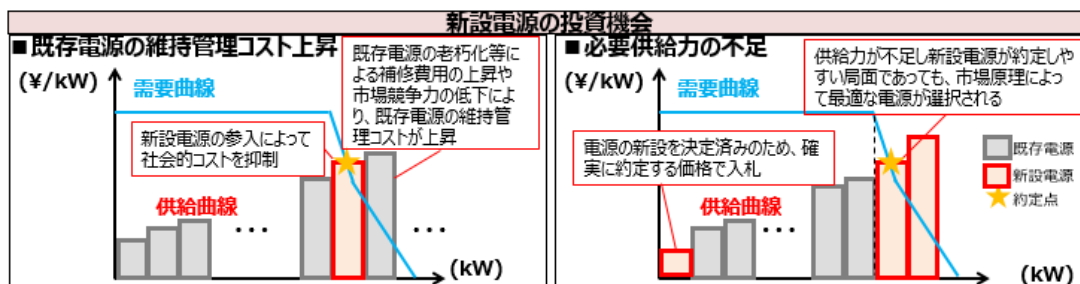
オークション時点で稼働していない新設電源¹³の入札行動については、既設電源の入札行動と分けて整理する必要がある。

一般的に、メインオークションが行われる実需給の4年前時点で実質的に投資判断が行われているような電源については、その判断に際して、容量市場に加え、相対契約やスポット市場等で十分な収益を得られることを見越していることが想定され、確実に約定する価格で入札することが予想される。

一方で、メインオークション時点では投資判断を決定しておらず、約定した場合にのみ当該電源等の建設・稼働を決定するような場合においては、各事業者の投資判断に資する価格で入札しても、①参加機会は全ての発電事業者に均等に与えられていること、②市場支配力を有する事業者の売り惜しみ行為が抑止されていることを踏まえれば、市場原理によって自ずと最適な電源が約定されるため、約定価格のつり上げにはつながらないと考えられる。

¹³ 新設電源とは、新たに建設、リプレースされる電源であり、オークション時点では稼働していないものの、実需給時点での稼働を計画しており、はじめてオークションで落札される電源をいう。

(参考図 4-6)新設電源の投資機会



(価格のつり上げに対する監視の在り方)

価格のつり上げに対する監視は、市場支配的事業者の入札電源のうち、約定価格に直接的に影響しうる約定価格付近の電源、売り惜しみによる価格つり上げと同様の効果を有する入札価格の上位電源を監視対象とする。

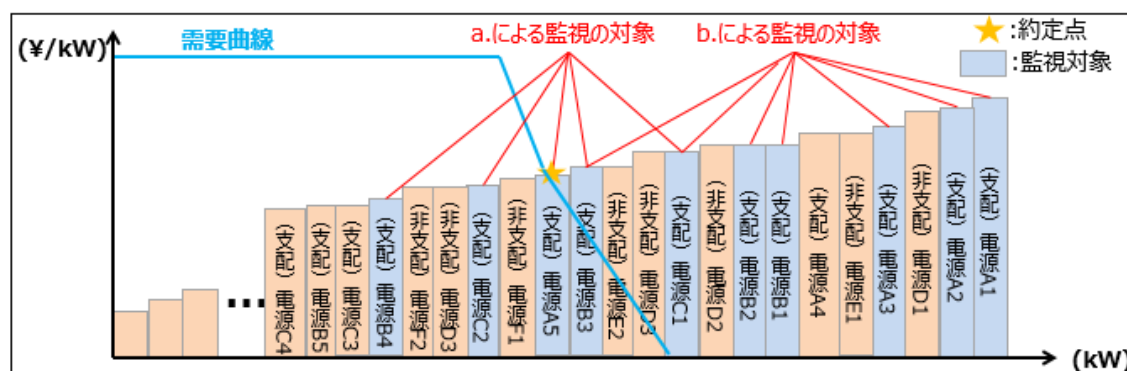
- 約定価格を決定した電源と、その上下 2 電源ずつ
 ※市場分断が起きた場合は、分断されたエリア毎に該当する電源を抽出する
- 市場支配力を有する事業者毎に、最も高い価格で入札した電源から 3 電源ずつ
 ※ただし、約定価格以上で入札された電源に限る
- その他、監視主体が任意に抽出した電源

※ただし、監視主体が価格のつり上げを行っている可能性があると判断した場合に限る

なお、非支配的事業者の入札は、原則として監視の対象とはしないものの、限定的な状況(分断されたエリア毎の支配的事業者の入札電源が全て約定価格未満である場合等の限定的な状況)にあつては、約定価格を決定した電源について、監視対象とする。

また、監視対象の電源に対し、入札価格の算定方法及び算定根拠についての説明を求めることとして、監視の主体は、監視等委員会である。

(参考図 4-7)監視対象となる電源イメージ



(ペナルティの適用について)

監視等委員会において、監視の結果、事業者から客観的かつ合理的な説明が得られない場合には事業者に対して注意喚起を行うこととし、また、売り惜しみや価格のつり上げの事実が判明した場合には必要な手続きを踏まえた上で、事業者名及び当該行為の内容を公表する。

さらに特に公正を害する行為が判明した場合には、一定期間のオークションへの参加制限、期待容量の評価引き下げ等のペナルティの対象となりうる。

(応札結果の検証)

容量オークション結果の検証結果については、広域機関において、毎年、容量市場の市場競争の状況についての検証レポートを公表する。

(ガイドライン等の作成)

本作業部会での議論の内容に基づき、適正な電力取引についての指針の改正案及び容量市場における入札ガイドラインを作成した。

(今後の検討)

以下の事項について、初回メインオークションの結果等を踏まえて、必要に応じて、引き続き検討を行うこととする。¹⁴

売り惜しみ	<ul style="list-style-type: none">事業者としてペナルティが恐いので出さないけれども、でも一定の確率でちゃんと動きますというような電源は需要から差し引くような制度を検討いただきたい。	<ul style="list-style-type: none">供給計画と応札容量の整合性等、事業者からのヒアリングを踏まえつつ、広域機関と共に引き続き検討する。
価格のつり上げ	<ul style="list-style-type: none">監視対象の会社と議論するのではなく、むしろ、監視対象ではない会社がどのような入札価格で入れているのか、こののを考えるのが大事。	<ul style="list-style-type: none">初回オークションの入札結果を踏まえ、非支配的事業者の入札価格の算定方法について、必要に応じて任意でヒアリングする。
ペナルティ	<ul style="list-style-type: none">約定価格を決定した電源が価格つり上げに該当する場合には、約定価格をゼロとして、その次点の電源の入札電源を約定価格とするような措置も考えていただきたい。	<ul style="list-style-type: none">現状においても、特に公正を害する行為が判明した場合には、一定期間のオークションへの制限、期待容量の評価引き下げ等のペナルティとなりうる。初回オークションの入札結果を踏まえ、約定価格の選及訂正を行うことによる約定プロセスやスケジュールへの影響等に留意しつつ、ペナルティの在り方について引き続き検討する。
監視の在り方	<ul style="list-style-type: none">容量市場が始まる中で毎年の検証、包括的な検証の中で様々な角度で検証いただいて、適時適格な見直しを行っていただきたい。	<ul style="list-style-type: none">初回オークションの結果や、広域機関による検証結果を通じて、新たな課題が発見された場合には、監視の在り方についても、引き続き見直しの議論を行う。

¹⁴ その他、経過措置が適用される電源に対して、算定された維持管理コストに各年度の控除率の逆数を乗じなければ電源の維持が困難な場合における当該電源の入札に対しては、「逆数入札した電源が約定価格となる場合には、それよりも低い逆数入札をしていない電源を約定価格として、以降の逆数入札した電源にマルチプライスを適用することが望ましい」との意見や、「控除率の逆数を乗じた入札を行った場合には、それだけ落札されないリスクが高まるため、今のままで良いのではないか」との意見があった。

2. 5. 需給調整市場

(1) 背景

貫徹小委員会中間とりまとめにおいては、需給調整市場の詳細設計を行い、一般送配電事業者が調整力を市場で調達・取引できる環境を整備することが適当であるとされた。

諸外国においても需給調整市場を開設し、調整力を市場の仕組みを活用して前週や直前に調達している。同時に、欧米においては需給調整の広域化にも取り組んでおり、例えば欧州は卸電力市場の広域統合から、需給調整市場の広域統合へ、ルール整備と実証を加速している。

我が国においても、再生可能エネルギーの導入が進む中で、調整力を効率的に確保していくことは重要な課題である。他方で、需給調整市場の詳細検討に当たっては、需給調整の実運用とも密接に関わるため、慎重な検討が求められる。また、各一般送配電事業者による需給調整が中央給電指令所(以下「中給」という。)のシステムを活用して行われ、地域間連系線の運用も一定のルールの下で広域機関も含めたシステムを用いて行われていることから、市場設計はこうしたシステムの改修が必要となる。

本作業部会においては、日々の需給調整に支障を生じさせないことの重要性を認識しつつも、広域化等による需給調整の効率化や、調整力確保に係る市場メカニズムの採用による透明性の向上、DR 事業者や新電力等の新規事業者を含めた形での調整力の確保といった諸課題に対応することは、2020 年以降の電力システムにとって必須の課題であるとの認識のもと、需給調整市場の詳細制度設計を検討した。

第二次中間とりまとめにおいて、需給調整市場で扱う商品要件について、商品区分を明確化し、三次調整力②以外のベースラインの詳細設定や簡易指令システムの適用範囲等、引き続き広域機関で検討を進めていくこととされた。

また、広域運用の早期実現に向けた検討が一般送配電事業者において行われ、2021 年度より三次調整力②の広域調達・運用、三次調整力①の広域運用を開始、2022 年度より、三次調整力①の広域調達を開始することとされ、以降、2023 年度より一次調整力～二次調整力までの段階的な広域調達・広域運用実現を検討することとされた。

2021 年度の以降の段階的な広域調達・広域運用の実現に向けては、共通プラットフォームの開発、広域的な運用・調達の詳細など、広域機関における需給調整市場検討小委員会において引き続き客観的な審議を行うとともに、重要な事項については、必要に応じて本作業部会において引き続き検討を行うこととされた。

本作業部会においては、広域機関における需給調整市場小委員会の検討結果の報告をうけて、検討を行った。

(2)取引規程について

第12回需給調整市場小委員会において、三次調整力②については、広域機関における市場設計に関する検討を完了し、市場運営者である一般送配電事業者にて市場開設に向けた準備を進めることとされた。

これを受け、一般送配電事業者において、2021年度に取引を開始する三次調整力②を対象とした10社共通の取引規程(入札、約定、アセスメント、ペナルティ等に係るルールを規定)を策定し、2019年9月5日～10月4日にかけて意見募集が行われた。

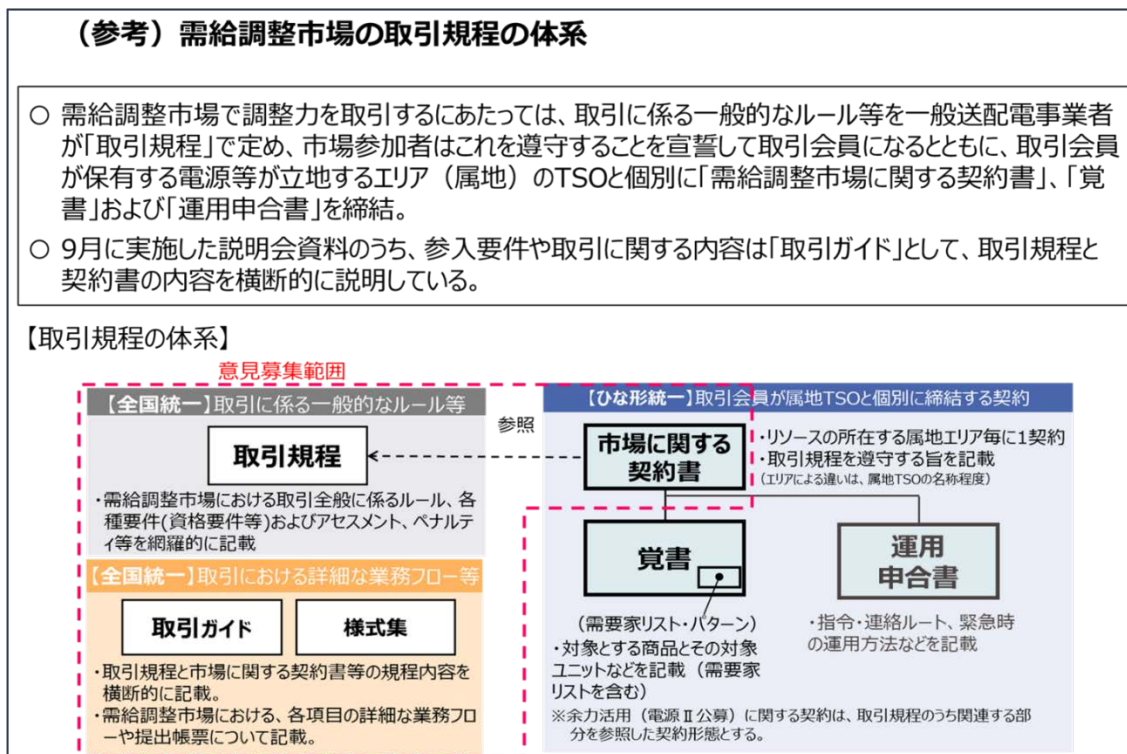
意見募集の概要

- 意見募集期間:2019年9月5日～10月4日(30日間)
- 意見募集対象:取引規程、取引ガイド、業務フロー、様式集、需給調整市場に関する契約書
- 意見提出件数:297件(21事業者)

(参考図 5-1)取引規程記載事項

第1章 総則	第4章 取引の実施	第10章 精算
第1条(目的)	第25条(取引)	第42条(電力量の計量)
第2条(定義)	第26条(取引対象のΔkW)	第43条(調整電力量の算定)
第3条(休業日・営業日および営業時間)	第27条(取引の実施方法)	第44条(料金の算定期間)
第2章 取引共通	第28条(実施日)	第45条(決済の対象)
第4条(取引会員資格)	第29条(ΔkWの入札単位)	第46条(支払義務の発生)
第5条(資産上の要件)	第30条(入札受付時間)	第47条(事業税相当額)
第6条(欠格事由)	第5章 入札	第48条(消費税等相当額)
第7条(加入手続)	第31条(入札方法等)	第49条(単位および端数処理)
第8条(審査手続および取引会員資格の取得)	第6章 約定処理	第50条(料金等の授受)
第9条(任意脱退)	第32条(約定)	第11章 違約処理
第10条(当然脱退)	第33条(約定の通知)	第51条(違約処理)
第11条(脱退の効果)	第34条(計画等の提出)	第52条(取引停止)
第12条(取引資格)	第7章 調整の実施	第53条(違約者の入札の扱い)
第13条(リソース等が満たすべき要件)	第35条(調整の実施の原則)	第12章 雑則
第14条(電力制御セキュリティの確認)	第36条(約定した発電機または需要家リスト・パターンの差替え)	第54条(知的財産権の取扱い)
第15条(システム売買方式による取引等)	第37条(発電機または需要家リスト・パターンにおけるトラブル対応)	第55条(取引情報の機密保持)
第16条(禁止行為)	第38条(ΔkWの供出協力)	第56条(揭示事項)
第17条(需給調整市場システムへのデータ登録)	第8章 アセスメント	第57条(市況の報告)
第18条(調整電力量料金に適用する単価の登録)	第39条(アセスメント)	第58条(システム障害の特例措置)
第19条(需要家リスト・パターンの登録)	第9章 ペナルティ	第59条(市場運営者の免責)
第20条(規程類の遵守)	第40条(ペナルティ)	第60条(臨機の処置)
第3章 事前審査	第41条(アセスメント要件不適合時の対応)	第61条(言語)
第21条(性能確認)		第62条(改定)
第22条(確認項目)		第63条(反社会的勢力の排除)
第23条(性能データに関わる提出資料)		第13章 売買手数料
第24条(実働試験の実施方法)		第64条(売買手数料)

(参考図 5-2)取引規程の体系



出典：第 15 回需給調整市場検討小委員会 資料 2 より

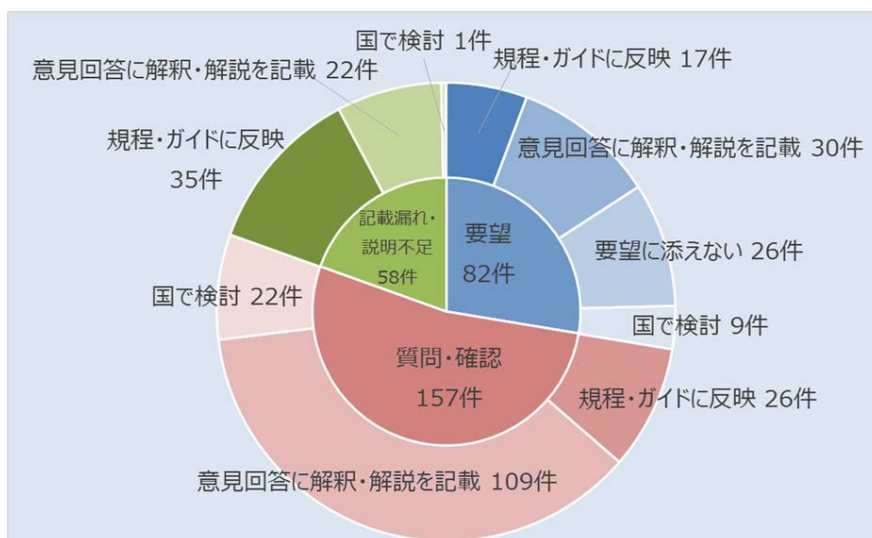
(意見募集の結果について)

意見募集の結果、提出された意見は、「要望」が 82 件、「質問・確認」が 157 件、「説明資料等における記載漏れ、説明不足に起因する意見」(記載漏れ、説明不足)が 58 件あった。

このうち、「質問・確認」、「記載漏れ、説明不足」については、取引規程等の記載を分かりやすく改善するなど必要な修正を行い、「要望」については、これまでに整理された制度設計の趣旨に適合し、運用上の支障も想定されないものは、取引規程等に反映することとされた。

また、提出意見 297 件のすべてに対して、一般送配電事業者のホームページ上に回答が公表された。

(参考図 5-3) 提出意見の分類



(国の検討に関連する意見)

意見募集で提出された意見のうち、国の検討に委ねられるものは、以下に集約された。

- 単価設定の考え方
- 電力量単価の変更時期
- 売買手数料
- その他

(参考図 5-4) 国の検討に委ねられた意見

項目	意見	審議会等の検討状況
単価設定の考え方	<p>【質問・確認】「一般的な発電原価から著しく離れた水準と認められる価格での応札」を禁止しているが、著しく離れたとは具体的にどのような意味か。</p> <p>【質問】ΔkW単価を極端に安く、kWh単価を高く設定する場合が想定されるが、対策はどのように考えているか？</p> <p>【質問・確認】 禁止行為のうち、一般的な発電原価から著しく離れた水準と認められる価格形成とは、JEPXの取引規程で禁止行為として定められている水準と同程度か？</p> <p>【質問・確認】 取引規程には一般的な発電原価から著しく離れた水準と認められる価格形成が禁止と規定されているが、需要BG内の自家発電機を活用して下げDRで調整力を提供する場合は、kWh単価は自家発電機燃料費やネガワット調整金を考慮した設定にしてもよいか？</p> <p>【要望】 需要家リスト・パターンの場合のV1、V2の単価の設定方法の考え方、ガイドライン等を定めていただきたい。</p>	<ul style="list-style-type: none"> • ΔkW価格、kWh価格ともに、十分に競争的な状況であれば自由に価格設定できるようにすることが合理的 • 競争が十分でないおそれがある場合は、市場支配力を有する可能性のある事業者について、一定の規律を設けることを検討する • 競争が十分に機能している状況においては、余力活用の仕組みで活用される調整力とあわせ、需給調整市場を通じて調達された調整力についても、GCまでの自由なkWh価格の変更を認めることが合理的
電力量単価の変更時期	<p>【質問・確認】「調整力公募についても、(中略)、需給調整市場システムにV1、V2等の単価の登録をしていただく方法に変更する予定」との記載があるが、変更時期(いつを予定しているか。また、調整力公募のV1、V2等単価の変更期限いつまでとなるか。調整力公募と三次調整力②の変更期限は同じタイミングとなるのか。</p>	<p>【12/17 制度設計専門会合事務局提出資料】</p>
売買手数料	<p>【要望】 売買手数料は、既存の電源だけでなくアグリゲーター等の新規参入者の事業性も踏まえた水準としていただきたい。</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 今後の扱いは国と調整要
その他	<p>【要望】 需給調整市場開設前までに発電リソースのアグリゲーションを認めて欲しい。発電リソース及び需要家設備が混ざるパターンも認めて欲しい。</p> <p>【要望】 小規模リソース(家庭用蓄電池やV2H)のポジティブをVPPに活用できるよう制度化を希望する。</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 調整力公募ガイドライン考え方の整理などを行い、まずは電源 I'での活用から検討する方向 【制度設計専門会合】

(出所) 第 15 回需給調整市場検討小委員会(2019 年 12 月 23 日) 資料 2 より

(売買手数料について)

需給調整市場の運営費用は、一般送配電事業者及び取引会員からの売買手数料で賄うことで検討が進められており、システムの維持、改修等に必要な経費¹⁵を踏まえつつ、JEPXにおけるスポット市場の売買手数料と同様に、年度毎に定めることされている。

昨年実施された意見募集においては、売買手数料を設定することへの反対意見はなく、「既存の電源だけではなく、アグリゲーター等の新規参入者の事業性も踏まえた水準としていただきたい」との意見があった。こうした意見も踏まえ、売買手数料は、市場運営に実際に要する経費(実費)に基づいた額とし、取引規程にもあるように、固定額ではなく Δ kW 約定量に応じた従量制とすることが適切であるとされた。

なお、一般送配電事業者が、市場における申込み等の受付対応、資格審査、市場運営・監視、システム管理・改修等の業務に基づき、市場運営に生ずる費用から売買手数料を見積もったところ、概算で 0.02 円/ Δ kW 程度となる見通しである。

費用費目	: 人的費用、システム関連費用、その他費用
費用合計	: 10.1 億円(概算)
売買手数料	: 単価: 0.02 円/ Δ kW (Δ kWは年間 250 億 Δ kW にて試算) ^{16, 17}

¹⁵ 初期開発費用（需給調整検討小委員会において取り上げられている商品導入にかかる開発費用）を除き、今後の制度変更や事業者ニーズによる画面変更等の新たなシステム改修が発生した場合等、費用に変動が生ずる可能性はある。

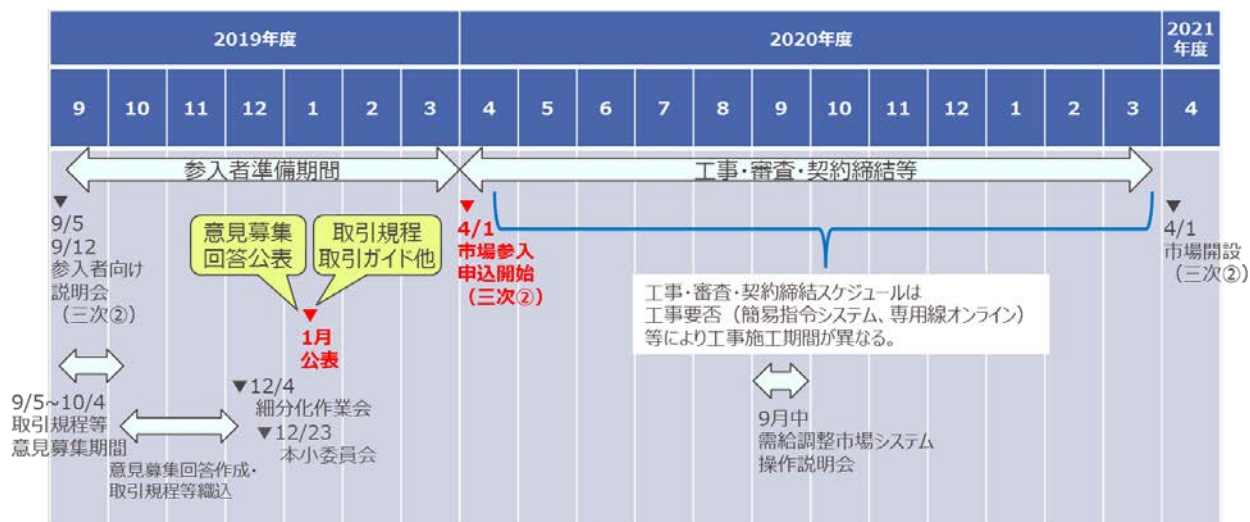
¹⁶ 売買手数料は、取引において売り手（調整力提供事業者）と買い手（一般送配電事業者）の双方から徴収することとされている。このため算定諸元となる年間 Δ kW値は、売り手/買い手分で2倍し算出している。

¹⁷ スポット取引における2019年度の売買手数料は、0.03 円/kWh（従量制）と JEPX から公表されている。

(今後のスケジュールについて)

意見募集の結果を踏まえ修正された取引規程等については、既に一般送配電事業者のホームページで公表されており、2020年4月1日より、三次調整力②を対象とした市場参入の申込が開始されている。

(参考図 5-5) 需給調整市場(三次調整力②)開設スケジュール



(出所) 第15回需給調整市場検討小委員会 資料2 (2019年12月23日)より作成

3. 今後の検討の進め方

本中間とりまとめ(第三次中間とりまとめ)について、パブリックコメント手続を実施し、広く一般の意見を求める。

今後開設される市場については、資源エネルギー庁、広域機関、JEPX、監視等委員会といった関係機関において、関係事業者の協力の下、具体的な開設準備を進めていく。

パブリックコメント手続や市場開設準備作業を通じ、各市場に関して追加の論点が生じた際には、本作業部会を含め関係機関において、必要に応じ然るべき検討を行っていく。また、既にいくつかの市場が新たに立ち上がった、また、立ち上がりつつある現状において、各市場が協調しながら干渉しあうことなく機能していくことが重要であり、こうした観点から、各市場の相互の関係等について考察を深めるとともに、必要に応じて対応を検討していく。

電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会開催状況

開催回数	開催日時	議題
第1回	平成29年3月6日 15:00～17:00	(1)今後の市場整備の方向性について (2)詳細設計を行う上での留意事項について (3)今後の進め方について
第2回	平成29年3月28日 17:00～19:00	(1)事業者ヒアリングについて (2)その他
第3回	平成29年4月10日 12:45～14:45	(1)事業者ヒアリングについて (2)地域間連系線の利用ルール等に関する検討会 平成28年度(2016年度)中間取りまとめについて
第4回	平成29年4月20日 10:00～12:00	(1)事業者ヒアリングについて (2)その他
第5回	平成29年5月15日 13:00～15:00	(1)事業者ヒアリングについて (2)意見募集の結果について (3)その他
第6回	平成29年5月22日 14:00～16:00	(1)海外有識者ヒアリングについて (2)事業者ヒアリングについて (3)その他
第7回	平成29年6月6日 10:00～12:00	(1)需給調整市場について (2)インバランス制度について
第8回	平成29年6月30日 16:00～18:00	(1)ベースロード電源市場について (2)その他
第9回	平成29年7月26日 10:00～12:00	(1)インバランスの当面の見直しについて (2)間接オークション導入に伴う会計上の整理について (3)既存契約見直し指針について (4)中間論点整理(案)
第10回	平成29年9月6日 10:00～12:00	容量市場について
第11回	平成29年9月19日 8:30～10:30	需給調整市場について
第12回	平成29年10月6日 16:00～18:00	容量市場について
第13回	平成29年10月30日 10:00～12:00	(1)間接送電権について (2)ベースロード電源市場について

第 14 回	平成 29 年 11 月 10 日 16:00~18:00	(1)需給調整市場について (2)容量市場について
第 15 回	平成 29 年 11 月 28 日 14:00~16:00	(1)需給調整市場について (2)非化石価値取引市場について (3)その他
第 16 回	平成 29 年 12 月 12 日 9:30~12:00	(1)容量市場について (2)ベースロード電源市場について
第 17 回	平成 29 年 12 月 26 日 12:00~14:00	(1)中間論点整理(第 2 次)(案)及び非化石価値取引市場について(案) (2)各市場等の制度設計に係る意見募集のご案内について
第 18 回	平成 30 年 1 月 30 日 13:00~15:00	事業者ヒアリングについて
第 19 回	平成 30 年 3 月 2 日 9:00~11:00	(1)事業者・団体ヒアリングについて (2)意見募集の結果について
第 20 回	平成 30 年 3 月 23 日 10:00~12:00	(1)需給調整市場について (2)容量市場について (3)その他
第 21 回	平成 30 年 4 月 10 日 9:00~11:00	(1)間接送電権について (2)容量市場について
第 22 回	平成 30 年 4 月 26 日 16:00~18:00	(1)間接送電権について (2)容量市場に関する既存契約見直し指針について (3)ベースロード電源市場について (4)その他
第 23 回	平成 30 年 5 月 18 日 16:00~18:00	(1)容量市場について (2)中間とりまとめについて
第 24 回	平成 30 年 7 月 17 日 14:00~16:00	(1)中間とりまとめに関するパブリックコメントについて (2)需給調整市場について (3)その他
第 25 回	平成 30 年 10 月 22 日 10:00~12:00	(1)非化石価値取引市場について (2)その他
第 26 回	平成 30 年 11 月 26 日 10:00~12:00	(1)非化石価値取引市場について (2)間接送電権について
第 27 回	平成 30 年 12 月 17 日 16:00~18:00	(1)非化石価値取引市場について (2)容量市場について
第 28 回	平成 31 年 1 月 30 日	(1)容量市場について

	10:00~12:00	(2)非化石価値取引市場について (3)需給調整市場について
第29回	平成31年2月28日 16:00~18:00	(1)容量市場について (2)非化石価値取引市場について (3)ベースロード市場について (4)東北東京間連系線に係わる特定負担者の取り扱いの明確化について
第30回	平成31年3月19日 10:00~12:00	(1)非化石価値取引市場について (2)容量市場について (3)ベースロード市場について
第31回	平成31年4月22日 16:00~18:00	(1)非化石価値取引市場について (2)容量市場について (3)その他
第32回	令和元年5月31日 14:30~16:00	(1)非化石価値取引市場について (2)第二次中間とりまとめについて (3)その他
第33回	令和元年7月25日 10:00~12:00	(1)第二次中間とりまとめに関するパブリックコメントについて (2)ベースロード市場について (3)非化石価値取引市場について (4)事業者ヒアリングについて
第34回	令和元年9月13日 10:00~12:00	(1)容量市場について (2)その他
第35回	令和元年10月28日 10:00~12:00	(1)非化石価値取引市場について (2)ベースロード市場について (3)容量市場について
第36回	令和元年12月6日 10:00~12:00	(1)非化石価値取引市場について (2)間接送電権について (3)容量市場について
第37回	令和元年12月24日 16:00~18:00	(1)非化石価値取引市場について (2)ベースロード市場について
第38回	令和2年1月31日 13:00~15:00	(1)容量市場について (2)非化石価値取引市場について (3)需給調整市場について
第39回	令和2年4月7日 10:30~12:00	(1)容量市場について (2)ベースロード市場について
第40回	令和2年5月29日	(1)容量市場について

	10:00～12:00	(2) 第三次中間とりまとめ(案)について
--	-------------	-----------------------

※網掛け回は第三次中間とりまとめに関する議論を実施

電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会委員名簿

※五十音順、敬称略 ◎は座長、○は座長代理
(令和2年5月現在)

- | | |
|--------|---------------------------------------|
| 秋元 圭吾 | 公益財団法人地球環境産業技術研究機構システム研究G
グループリーダー |
| 安藤 至大 | 日本大学経済学部 教授 |
| 大橋 弘 | 東京大学大学院経済学研究科 教授 |
| ○大山 力 | 横浜国立大学大学院工学研究院知的構造の創生部門 教授 |
| 小宮山 涼一 | 東京大学大学院工学系研究科 准教授 |
| 曾我 美紀子 | 西村あさひ法律事務所 パートナー 弁護士 |
| 武田 邦宣 | 大阪大学大学院法学研究科 教授 |
| 廣瀬 和貞 | 株式会社アジアエネルギー研究所 代表 |
| 又吉 由香 | みずほ証券株式会社 上級研究員 |
| 松村 敏弘 | 東京大学社会科学研究所 教授 |
| ◎横山 明彦 | 東京大学大学院 工学系研究科 教授 |

電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会

オブザーバー名簿

※五十音順、敬称略
(令和2年5月現在)

阿部 公哉	東北電力ネットワーク株式会社 電力システム部技術担当部長
小川 博志	関西電力株式会社 エネルギー・環境企画室長
菅野 等	電源開発株式会社 取締役常務執行役員
上手 大地	イーレックス株式会社 経営企画部長
國松 亮一	一般社団法人日本卸電力取引所 企画業務部長
佐藤 悦緒	電力・ガス取引監視等委員会事務局長
菅沢 伸浩	東京ガス株式会社 執行役員 電力事業部長
竹廣 尚之	株式会社エネット 取締役 経営企画部長
都築 直史	電力広域的運営推進機関 理事・事務局長
花井 浩一	中部電力株式会社 執行役員 経営戦略本部 計画部 部長
渡辺 宏	出光興産株式会社 上席執行役員 エネルギーソリューション事業本部長

(関係省庁)

環境省