経済産業省

資料３

市場価格高騰を踏まえた対応
（ FIP制度の詳細設計等）

2021年9月7日

資源エネルギー庁

１．市場価格高騰を踏まえたリスクマネジメントについて

２．市場価格高騰を踏まえたFIP制度の設計
①市場価格高騰時翌年度の参照価格の取り扱い
②制度開始年度の課題

2020年度冬期の電力需給ひっ迫・市場価格高騰に係る検証中間取りまとめ（案）のポイント

資料８

事象の要因

第34回 電力・ガス基本政策小委（2021年6月15日） 資料8より抜粋

需給ひっ迫の要因

- 断続的な寒波による**電力需要の大幅な増加**とLNG供給設備のトラブル等に起因したLNG在庫減少による**LNG火力の稼働抑制**が主因。
- 背景には、石油火力の休廃止や稼働中原発の減少といった**供給力低下が構造的に存在**する一方、水力の利用率低下、太陽光の発電量変動を補う**調整力の重要性向上**といった背景もあり、**火力に依存した供給構造**が存在。

市場価格高騰の要因

- 需給ひっ迫に伴い、**電力市場において、売り切れ状態が継続的に発生**し、**スパイラル的に買い入札価格が上昇**。
- 電力・ガス取引監視等委員会において、大手電力会社への報告徴収や公開ヒアリング等を通じた検証が行われたが、**相場を変動させることを目的とした売り惜しみ等の問題となる行為は確認されなかった**。

教訓を踏まえた主要対策パッケージ

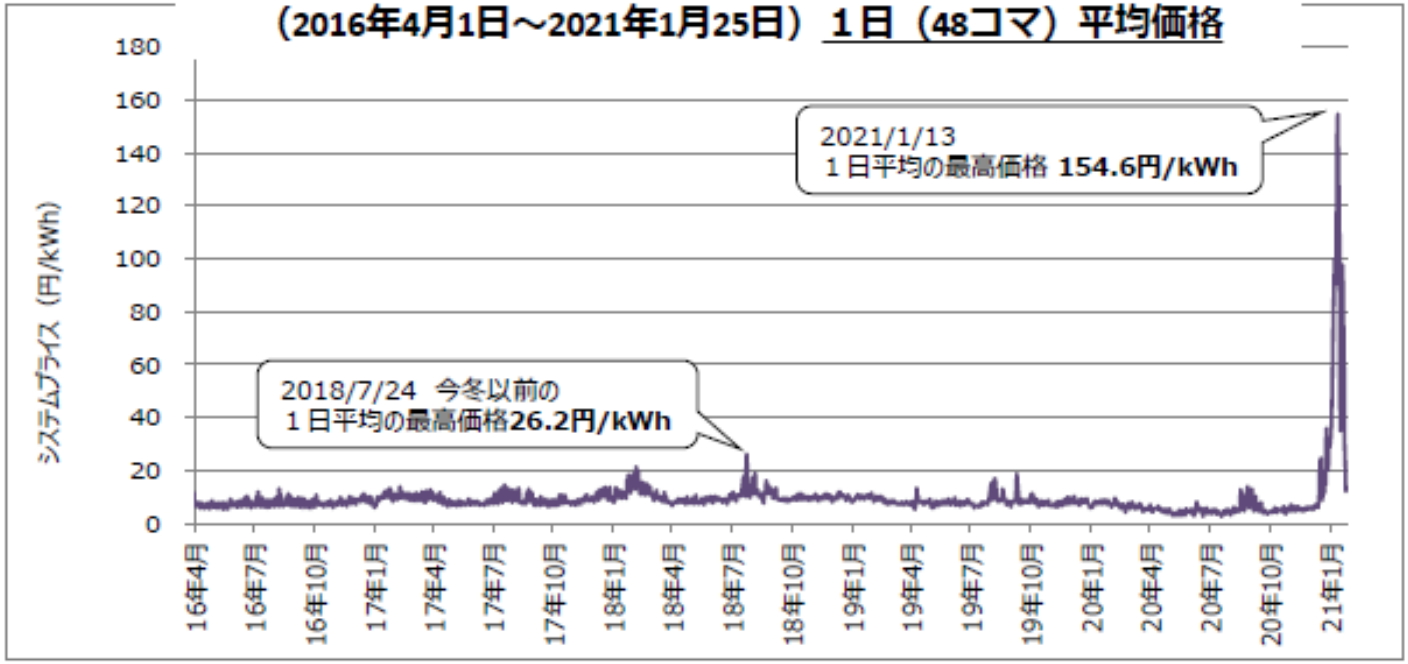
	需給ひっ迫への対策	市場価格高騰への対策
予防対策（来冬までに措置）	• 夏冬の需要ピーク時に kWh(燃料)不足リスクを含めた需給検証を実施するとともに、**燃料の確保状況をモニタリングする仕組み**を導入。 • 発電事業者等による望ましい燃料確保の在り方を示す**「燃料ガイドライン（仮称）」**を策定。	• 市場の信頼性を高めるための**情報開示の充実**や、**スポット市場**への適切な売り入札を促すための**監視を強化**。 • **先渡・先物市場**など、事前に電力を取引するための市場のオークション回数の増加、拠出金の低減、普及啓発などの**ヘッジ市場活性化策**を実施。
緊急時対策	• 燃料不足が懸念される際に、**「警戒対応体制」を構築**し、**事業者間の融通の円滑化**や**需要家への働きかけ**を実施。 • **「でんき予報」**において、kWの情報だけでなく、kWh情報の発信を追加するなど、**情報発信を拡充**。	• 市場のスパイラル的な買い入札価格の上昇を未然に防ぐため、**市場のセーフティネットを導入**（精算金の上限価格を80円/kWh、200円/kWhの2段階で設定）。 • **一般送配電事業者の精算金**（インバランス）収支については、**託送料金等を通じて還元・調整の措置を講じる**。一般送配電事業者に発生したFIT収支余剰についても、国民還元を実施。
構造的対策	• 容量市場により安定供給に必要な供給力を確保しつつ、**カーボンニュートラルとの両立**に向け、**非効率石炭フェードアウト**を着実に進めるとともに、**新規投資の予見性を高める措置**を検討。 • **広域的融通の強化に向けた系統整備**に向けたマスタープランの策定や、**既存系統を最大限活用するための措置**を実施。	• 小売事業者等による適切な市場リスク評価・管理の在り方を示す**「リスクマネジメントガイドライン（仮称）」**を策定。 • 今冬の市場価格高騰を巡り様々な課題が提起されたことを踏まえ、支配的事業者の発電・小売事業の在り方について検討を進める観点から、電取委において、**旧一電の内外無差別な卸売の実効性を高め、社内・グループ内取引の透明性を確保するためのあらゆる課題について、総合的に検討**。

卸市場価格状況（スポット市場システムプライスの推移）

電力・ガス取引監視等委員会第54回制度設計専門会合
（2021年1月25日）資料６より抜粋

- 2020年12月中旬以降、**スポット市場価格が高騰**。１月に入り、**1日（48コマ）平均で100円/kWhを超える日**も出ており、1月13日には**1日平均の最高価格154.6円/kWh**を記録。
- この背景としては、**寒波の到来に伴う電力需要の増加**や、**燃料在庫の減少に伴うLNG火力の出力低下**等の要因が考えられる。

スポット市場　システムプライスの長期推移
（2016年4月1日～2021年1月25日）１日（48コマ）平均価格



※　JEPXより事務局作成。

単位：円/kWh

	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度（~1/25）
システムプライス平均値	16.5	14.7	9.8	8.5	9.7	9.8	7.9	12.1
システムプライス最高値	55.0	44.6	44.9	40.0	50.0	75.0	60.0	251.0

（参考）【論点】リスクマネジメントガイドライン（仮称）の位置付けについて

第36回 電力・ガス基本政策小委（2021年6月15日） 資料7より抜粋

- 第33回本小委員会でも御議論いただいたとおり、事業リスク管理は、本来であれば、**各事業者自身のガバナンスにおいて**、株主との関係で行われるべきもの。
- しかしながら、**電気事業は技術性・専門性が高いことや、電力は国民生活や事業活動に不可欠な財であることに鑑み、事業者におけるリスク管理の一助となるよう**、電気事業者において実施が望ましいと考えられる行為や、標準的なリスク評価手法等を整理していくこととしたもの。
- したがって、本ガイドラインは、事業者に対して義務等を課すものではなく、**事業者が自己の事業リスク管理を実践していくに当たって参照するための指針**として位置付けた上で、**各事業者において、本ガイドラインを参考にしつつ、積極的にリスクマネジメントを進めて行くことが望ましい**のではないか。
- 今後、ガイドラインの作成に際しては、上記の位置付けを明記すると共に、具体的な内容の検討に当たってもこうした位置付けを踏まえて検討を進めていくことが必要ではないか。

（参考）自治体出資が確認できた新電力一覧

第37回 電力・ガス基本政策小委
（2021年7月12日） 資料3より抜粋

● HP等で公表されている情報から、自治体の出資が確認できた新電力については下記の75事業者。

東京エコサービス株式会社	新電力おおいた株式会社	一般社団法人塩尻市森林公社	株式会社西九州させぼパワーズ
一般財団法人泉佐野電力	公益財団法人東京都環境公社	株式会社ぶんごおおのエナジー	株式会社能勢・豊能まちづくり
北海道瓦斯株式会社	株式会社おおた電力	亀岡ふるさとエナジー株式会社	うべ未来エネルギー株式会社
株式会社中海テレビ放送	株式会社いちき串木野電力	ふかやeパワー株式会社	陸前高田しみんエネルギー株式会社
株式会社ジェイコムウエスト	南部だんだんエナジー株式会社	株式会社ところざわ未来電力	東広島スマートエネルギー株式会社
株式会社ジェイコム埼玉・東日本	こなんウルトラパワー株式会社	秩父新電力株式会社	株式会社岡崎さくら電力
株式会社ジェイコム札幌	株式会社CHIBAむつざわエナジー	みよしエナジー株式会社	株式会社ながさきサステナエナジー
株式会社ジェイコム湘南・神奈川	奥出雲電力株式会社	株式会社karch	葛尾創生電力株式会社
株式会社ジェイコム千葉	株式会社成田香取エネルギー	株式会社かみでん里山公社	高知ニューエナジー株式会社
株式会社ジェイコム東京	ネイチャーエナジー小国株式会社	飯田まちづくり電力株式会社	かけがわ報徳パワー株式会社
土浦ケーブルテレビ株式会社	本庄ガス株式会社	銚子電力株式会社	穂の国とよはし電力株式会社
株式会社北九州パワー	大分ケーブルテレコム株式会社	株式会社美作国電力	株式会社ほくだん
株式会社ケーブルネット下関	横浜ウォーター株式会社	加賀市総合サービス株式会社	
株式会社ジェイコム九州	スマートエナジー磐田株式会社	丸紅伊那みらいでんき株式会社	
みやまスマートエネルギー株式会社	そうまIグリッド合同会社	グリーンシティこばやし株式会社	
株式会社とっとり市民電力	いこま市民パワー株式会社	スマートエナジー熊本株式会社	
ひおき地域エネルギー株式会社	長野都市ガス株式会社	福山未来エナジー株式会社	
ローカルエナジー株式会社	Cocoテラスたがわ株式会社	株式会社ミナサポ	
株式会社中之条パワー	おおすみ半島スマートエネルギー株式会社	気仙沼グリーンエナジー株式会社	
株式会社浜松新電力	久慈地域エネルギー株式会社	新潟スワンエナジー株式会社	
株式会社やまがた新電力	松阪新電力株式会社	株式会社かづのパワー	

令和3年5月17日確認時点

各社HP等の公表情報を参考に資源エネルギー庁作成

※令和3年5月17日時点の登録小売電気事業者数は721事業者。
※自治体から直接出資されていることが、事業者自身、自治体、または出資者の公表資料から確認できたもの。

（参考）地域新電力関連団体の取組例①

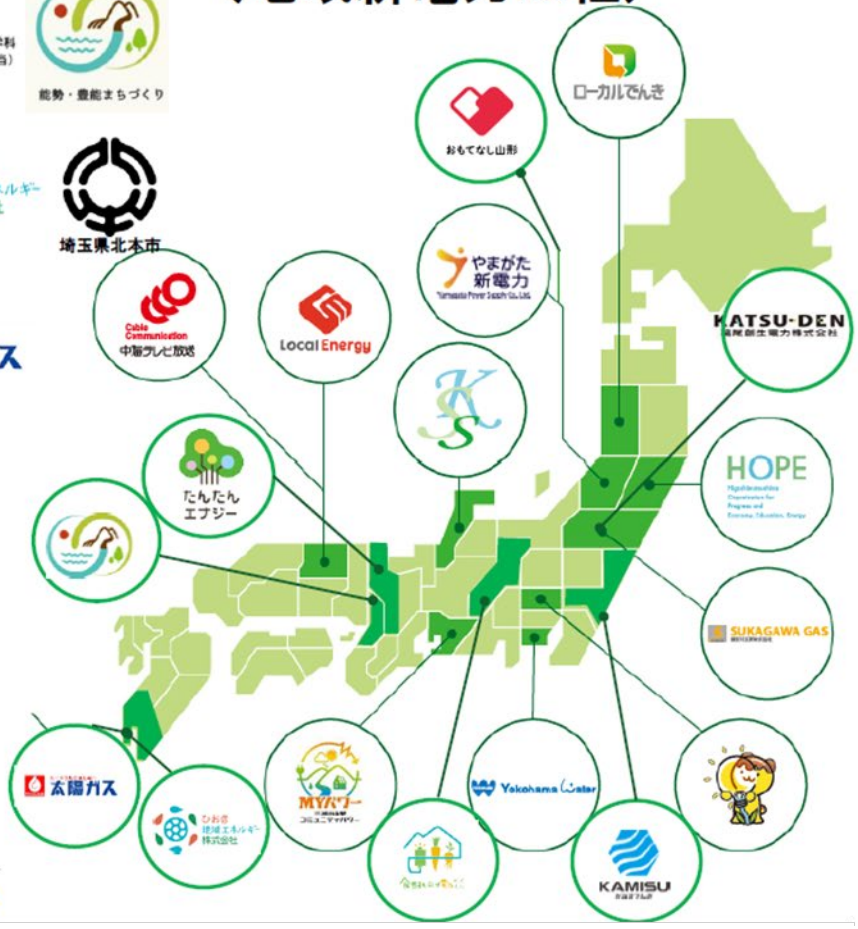
2021年度夏季及び冬季の電力需給見通しを踏まえた地域新電力向け勉強会（2021年6月25日）

（一社）ローカルグッド創成支援機構 会員（2021年6月現在 33社）

ローカルグッド 創成支援機構

- 須賀川瓦斯株式会社
- 荏原環境プラント株式会社
- 一般社団法人 小水力開発支援協会
- 株式会社 中海テレビ放送
- たんたんエナジー
- 能勢・豊能まちづくり
- 鳥取県 米子市
- 一般社団法人 東松島みらいとし機構
- 宮城県 東松島市
- 一般社団法人 日本中小企業経営支援専門家協会
- 京都女子大学 現代社会学部 現代社会学科 環境政策研究室（諏訪担当）
- 能勢・豊能まちづくり
- 一般社団法人 食大学
- ローカルエナジー株式会社
- 清水建設株式会社
- ローカルでんき株式会社
- ひおき地域エネルギー株式会社
- 埼玉県北本市
- 株式会社まち未来製作所
- 横浜ウォーター株式会社
- 株式会社やまがた新電力
- MYパワー
- 太陽ガス
- 一般社団法人 日本有機資源協会
- 加賀市総合サービス株式会社
- 石川県 加賀市
- 秩父鉄電力株式会社
- KAMISU
- 埼玉県 秩父市
- スマートエコエナジー株式会社
- 株式会社アール・エル陸
- KATSU-DEN 葛尾創生電力株式会社
- おもてなし山形

・地域新電力・自治体中心
・日本最大の地域新電力団体
（地域新電力18社）



Copyright © (一社)ローカルグッド創成支援機構. All Rights Reserved.

（参考）地域新電力関連団体の取組例②

2021年度夏季及び冬季の電力需給見通しを踏まえた地域新電力向け勉強会（2021年6月25日）

ローカルグッド取組紹介

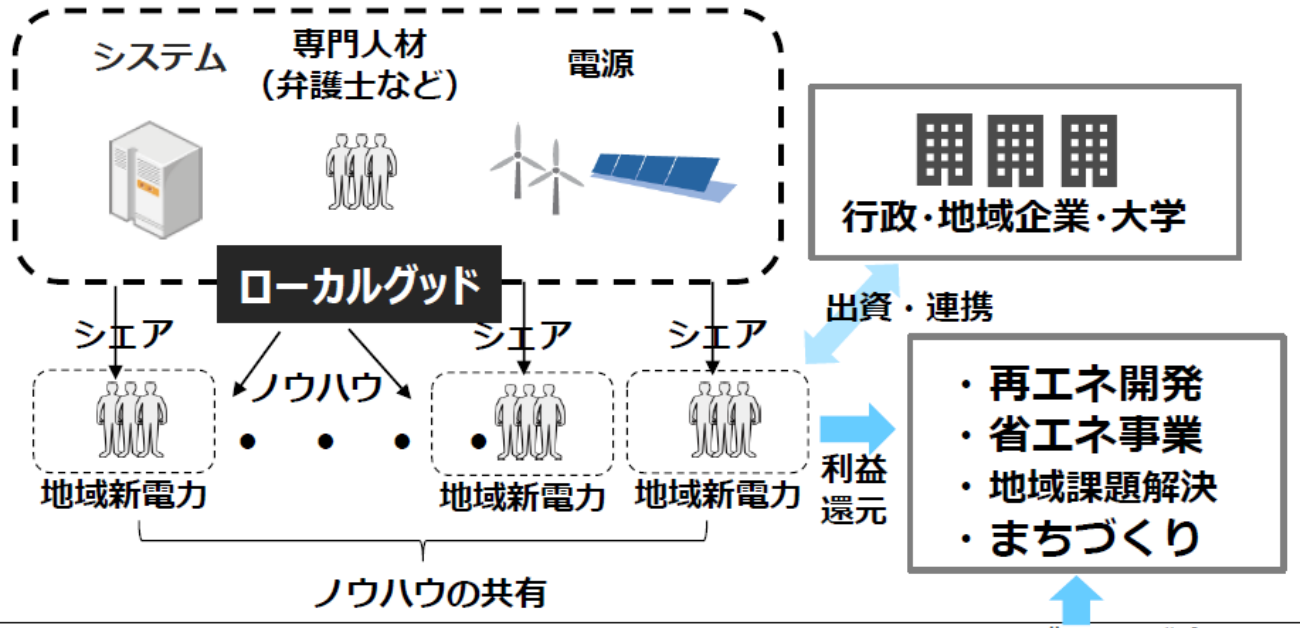
ローカルグッド 創成支援機構

■ **Share**：重たい物はシェアしましょう
①システムのシェア(需給管理、顧客管理、料金計算)
②専門的な顧問弁護士のシェア
③電気のシェア
（**電力融通、共同調達、非FIT再エネ共同開発**）

■ **Open**：ブラックボックスは無くしましょう
①ノウハウの提供・共有(事業戦略・実務、需給管理等)
※未経験でも3週間のトレーニングで需給管理をマスター

■ **DIT(Do It Together)**：共に作り上げましょう
①課題や解決策の共有（**リスクヘッジ取組等の共有**）
②勉強会での審議会情報、業界トピック共有
③容量市場への共同入札（廃棄物発電等）

→ ノウハウ共有により、**ノウハウを地域化（自立した地域発展）**



Copyright © (一社)ローカルグッド創成支援機構. All Rights Reserved.

（参考）地域新電力向け保険商品（三井住友海上）

2021年度夏季及び冬季の電力需給見通しを踏まえた地域新電力向け勉強会（2021年6月25日）三井住友海上提供資料より抜粋

自治体新電力事業者さま専用商品のご案内

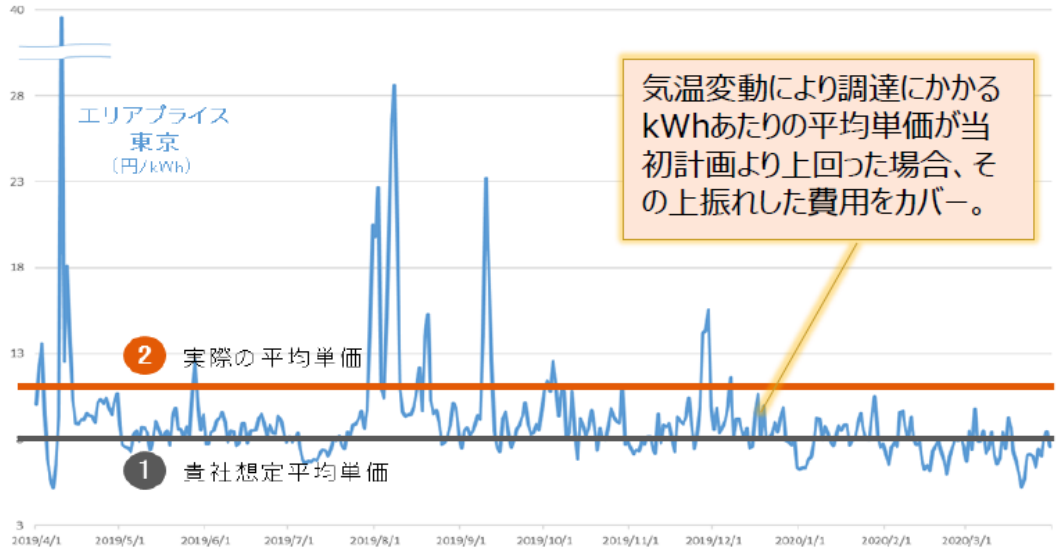
～猛暑や厳冬による電力調達コストの増加を補償する～

自治体新電力サポート保険（天候保険）について

■自治体新電力サポート保険（天候保険）の概要

- 自治体新電力事業者さまの経営の安定化に資することを目的とした、**自治体新電力事業者さま専用商品**です。
- 事業者さまがJEPX（日本卸電力取引所）から電力を調達される際の、想定外の猛暑や厳冬といった**気象要因によるJEPXの価格変動**により被った想定外の費用支出を補償します。

JEPXの価格に基づいて調達する電力（JEPXおよびFIT特定卸供給）について、気温の変動に伴い期初に想定した価格より実際に調達した価格が高かった場合の、その調達コストの上振れ額を補償します。



上記は保険の概要を説明したものです。詳細は代理店・扱者または当社までお問合わせください。

立ちどまらない保険。
MS&AD 三井住友海上

Copyright 2021 © Mitsui Sumitomo Insurance Co., Ltd. All rights reserved.

1

再エネ調達市場価格変動保険加入支援事業補助金

令和4年度概算要求額 2.5億円（新規）

資源エネルギー庁
省エネルギー・新エネルギー部
新エネルギー課

事業の内容

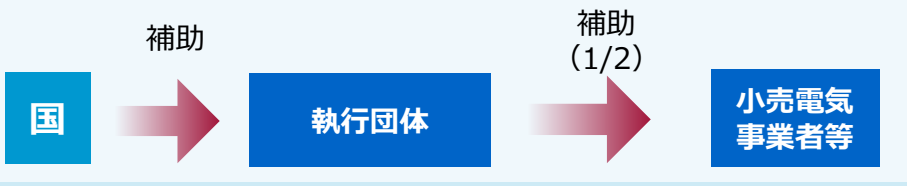
事業目的・概要

- 小売電気事業者が、FIT制度の支援を受けた再エネ電気を調達する場合、電力調達コストは卸電力市場価格連動となることから、安定的な事業運営のためには、市場価格の変動リスクへの備えが必要です。
- しかしながら、地域新電力等の規模が小さい小売電気事業者においては、単独で市場価格変動に対する備えを十分に行う手段が少ない可能性があります。
- 本事業は事業規模が小さく、リスクヘッジ手段を十分に活用できていない地域新電力等に対して民間保険への加入を促すことで、市場価格変動リスクに対応しつつ、安定的な事業運営を可能とし、地域における再エネの導入促進を実現します。

成果目標

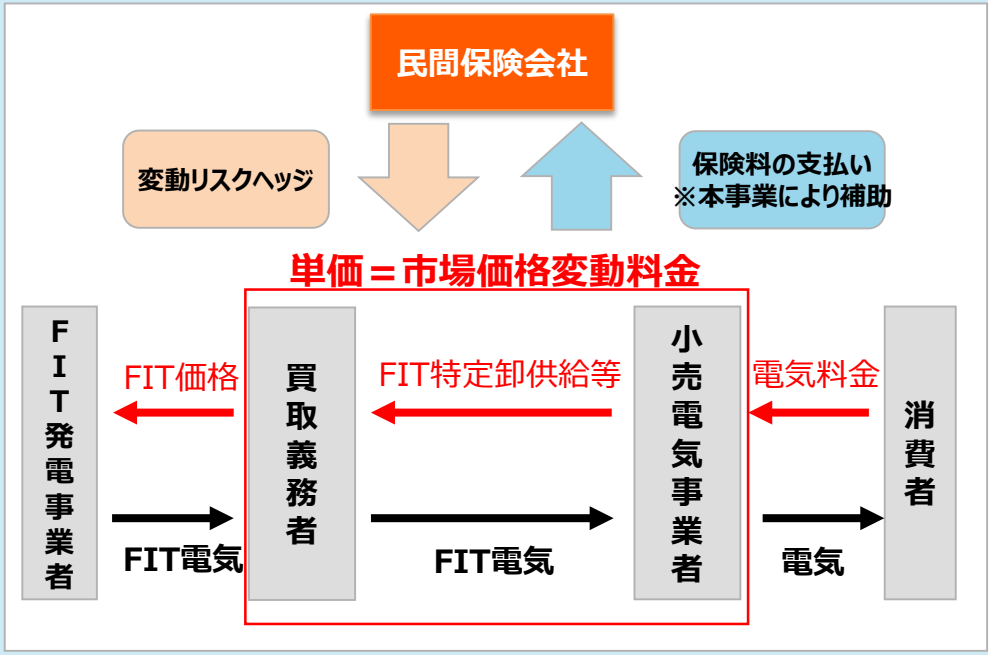
- 令和６年度までに、自治体が出資している地域新電力等の８割が、民間の市場価格変動保険へ加入することを目指します。

条件（対象者、対象行為、補助率等）



事業イメージ

市場変動リスクヘッジのための地域新電力向け民間保険加入促進



- 自治体が出資している小売電気事業者や地産地消に取り組む小売電気事業者等のうち、一定の要件を満たす規模の小さい事業者を対象とします。
- こうした事業者が再エネ電気を調達（再エネ特定供給等）する場合の市場変動価格リスクに備えるため民間保険に加入した場合、保険料の一部を補助します。

１．市場価格高騰を踏まえたリスクマネジメントについて

２．市場価格高騰を踏まえたFIP制度の設計

①市場価格高騰時翌年度の参照価格の取り扱い

②制度開始年度の課題

現行のFIP制度における参照価格の算定方法

＜参考＞エネルギー供給強靱化法に盛り込まれた再エネ特措法改正法 に係る詳細設計（2021 年 2 月）
Ⅰ．市場連動型の FIP 制度　（３）卸電力取引市場の価格の参照方法

なお、2020 年 12 月下旬から翌年 1 月にかけて、寒さによる電力需要の増加等を受けて**スポット市場価格が高騰したが、現在、当該事象については様々な視点から包括的な検証が実施されているところ、まずは、この検証も踏まえ、安定供給や市場制度のあるべき姿の検討が行われることが重要**である。
その上で、FIP 制度における卸電力取引市場の価格の参照方法についても、必要に応じて改めて検討することとする。

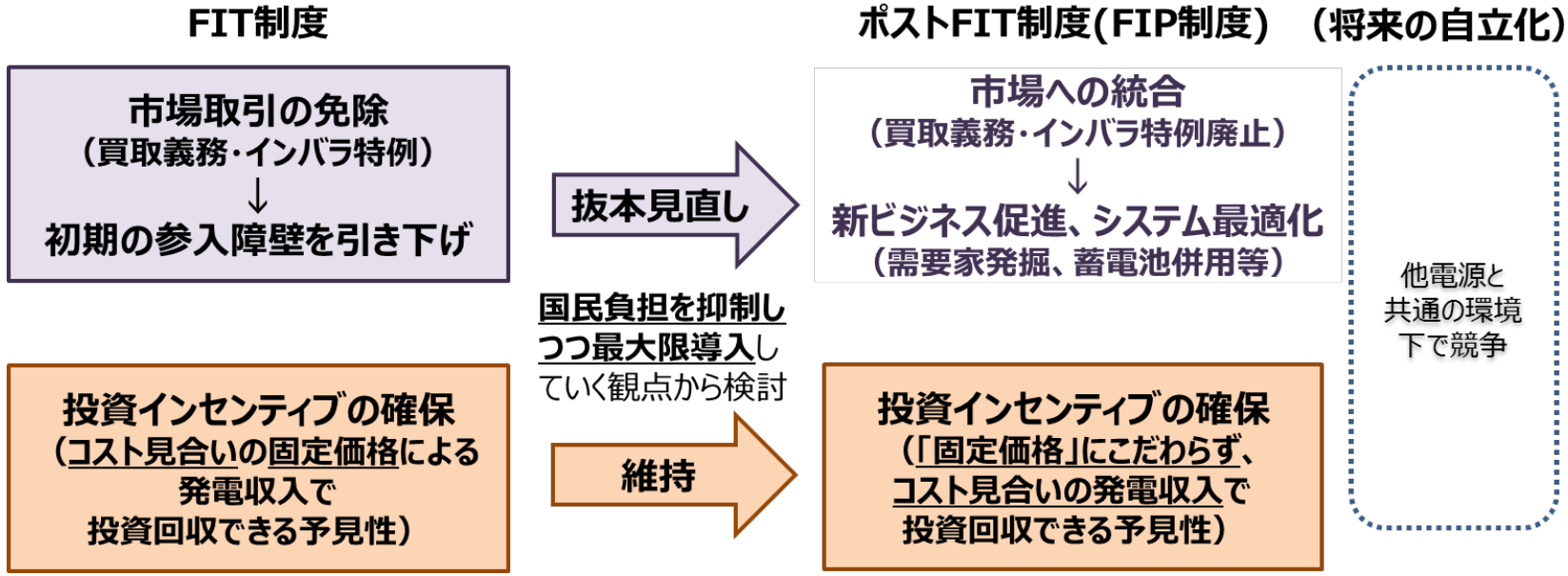
＜参考＞2020 年度冬期の電力需給ひっ迫・市場価格高騰に係る検証 中間取りまとめ
Ⅳ．今後の対策　（２）警戒時・緊急時の対策⑤kWh 不足に対する市場のセーフティネット整備

なお、**市場におけるセーフティネットについては、市場価格自体に上限を設けるという方向性も考えられる。**他方、諸外国においても、こうした検討には様々な意見があるところである。例えば、前日市場の約定価格に上限を設定している欧州においては、上限価格の設定に係る議論において、柔軟な供給力への投資や既存電源の効率的な利用の観点から上限価格を設けるべきではない等、様々な意見があった。また、容量市場のないテキサス（ERCOT）において、今冬、寒波の影響等を背景に、前日市場において 9,000 ドル/MWh（１ドル＝106 円の場合、約 950 円/kWh）を記録する等、需給状況を反映した価格高騰自体は諸外国でも発生している。こうした状況を踏まえ、**市場価格自体への上限の導入については、慎重な検討が必要と考えられる。**

FIP制度の詳細設計に向けた基本的な方針

2020/12/7 再エネ大量導入・次世代NW小委員会（第19回）・
再エネ主力化小委員会（第7回）合同会議 資料1より抜粋

- FIP制度は、再エネの自立化へのステップとして、電力市場への統合を促しながら、投資インセンティブが確保されるように支援する制度。**FIP制度が、FIT制度から他電源と共通の環境下で競争する自立化までの、途中経過に位置付けられるもの**であることを踏まえれば、**FIP制度を構成する各要素について**、FIT制度から他電源と共通の環境下で競争するまでの**途中経過に位置付けられるよう、詳細設計すべきではないか**。
- また、再エネをFIP制度を通じて電力市場への統合を進めていく趣旨からは、詳細設計に当たっては、電力市場への統合が進むか、電力市場全体のシステムコストが低減する方向に働くか、といった観点が重要。こうした点を踏まえると、**FIP制度を取り巻く各要素が電力市場をなるべく的確に反映すべきである**。同時に、再エネ電源がまだ自立しておらず、かつ、国民負担を抑制しながら再エネを最大限導入していく観点からは、**過度に不確実性が高くならないようにすることも大切**。さらに、利用しやすい制度とするためにも、**詳細設計においてはシンプルに仕上げる観点も重要**。
- FIP制度の詳細設計に当たっては、これらを基本的な方針としながら進めていくべきではないか。



図出典：2019/9/19 第１回再エネ主力電源化小委員会　資料４（抜粋）

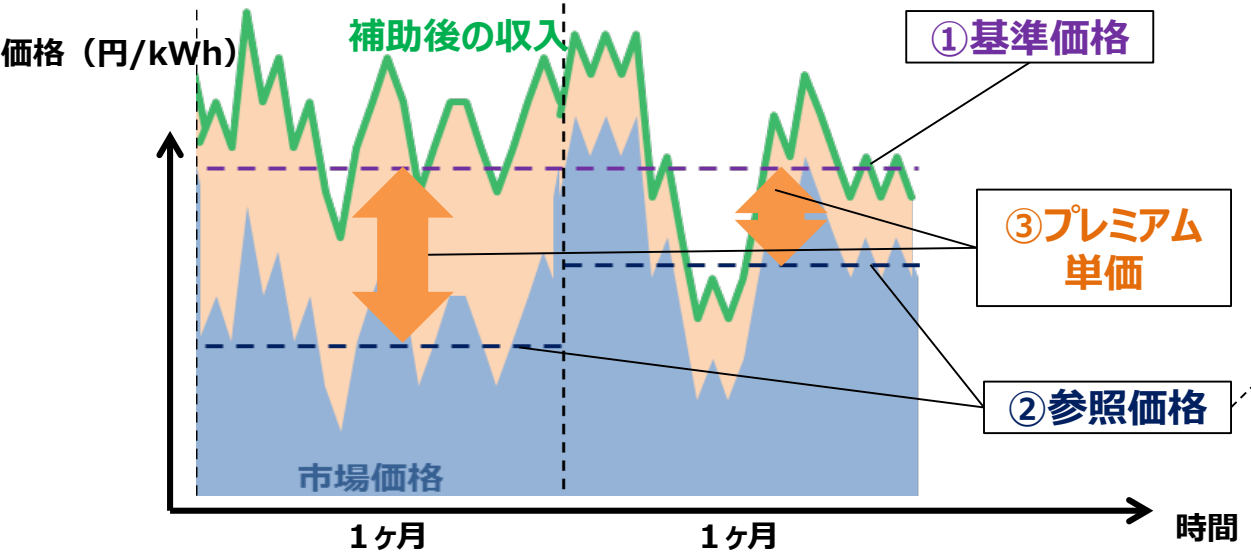
FIP制度における基準価格とプレミアム

- **FIP制度は再エネ電源の投資インセンティブを確保**しつつ、**市場統合を促しながら、電力市場全体のシステムコストの低減を図る**もの。
- FIP制度における**基準価格（FIP価格）**は、FIT制度における調達価格と同じく、再生可能エネルギー**電気の供給が効率的に実施される場合に通常要すると認められる費用等を基礎**とし、**価格目標その他の事情を勘案**して定めるものとされている。
- **プレミアム（供給促進交付金）の額**は、**基準価格（FIP価格）から、参照価格（市場取引等により期待される収入）を控除した額（プレミアム単価）**に、再エネ電気供給量を乗じた額を基礎として、１ヶ月（交付頻度）毎に決定される。

2021/1/12 第23回大量小委、第11回主力化小委合同会議　資料１一部加工

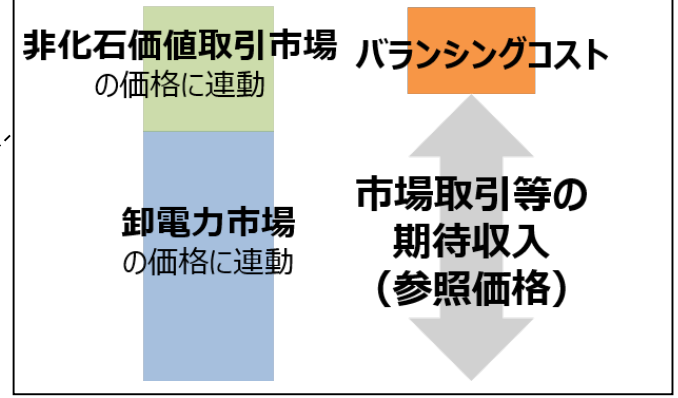
＜プレミアム単価の算定イメージ＞

①基準価格 － ②参照価格 ＝ ③プレミアム単価



＜参照価格算定方法＞

参照価格は市場価格等により機械的に決定される



FIP制度における参照価格の算定方法（これまでの議論）

- これまでFIP制度については、2020年7月以降、大量小委・主力化小委合同会議において議論を行い、2021年2月に「エネルギー供給強靱化法に盛り込まれた再エネ特措法改正法に係る詳細設計」として取りまとめた。その際、昨冬のスポット市場の価格高騰を踏まえた対応については、**FIP制度における卸電力取引市場の価格の参照方法（＝参照価格の設定方法）については、高騰にかかる検証結果を踏まえ、安定供給や市場制度のあるべき姿についての検討が行われた上で、必要に応じて改めて検討する**としていたところ。

- その後、電力・ガス基本政策小委において、2021年6月に「2020年度冬期の電力需給ひっ迫・市場価格高騰に係る検証中間取りまとめ」が取りまとめられた。この中で、市場におけるセーフティネットのあり方について、「市場価格自体への上限の導入については、慎重な検討が必要」とされた。

- これを踏まえ、**FIP制度における卸電力取引市場の価格の参照方法についても、FIP制度の目的が「再エネの電力市場への統合」であることに鑑み、電力・ガス基本政策小委員会の取りまとめに基づき、市場の制度設計と整合的な対応とすることが適切**と考えられる。

- 一方で、今後、同様の市場価格高騰が生じた場合に、参照価格の設定方法に起因して、プレミアムの水準（賦課金投入額）に影響が及ぶため、**FIP認定事業者の予見性確保や国民負担の抑制、市場の制度設計との整合性の観点から、本日は、「市場価格高騰時のFIP制度における卸電力取引市場の価格の参照方法」について、見直しの必要性と方向性についてご議論頂きたい。**

現行のFIP制度における参照価格の算定方法

＜参考＞エネルギー供給強靱化法に盛り込まれた再エネ特措法改正法 に係る詳細設計（2021 年 2 月）

Ⅰ．市場連動型の FIP 制度　（３）卸電力取引市場の価格の参照方法

市場価格を参照する時期（市場参照時期）や、卸電力取引市場の参照価格が更新される頻度（市場参照期間）については、再生可能エネルギーの市場統合を進める観点から、電気の需要が少ない季節には卸市場価格が安くなるといった価格シグナルが事業者に伝わるように設計することが適切である。一方、事業期間全体を通じた期待収入が確保されるようにすることで、事業リスクを抑えること も重要である。

こうした適切な価格シグナルの形成と事業者にとっての基本的な期待収入の確保を両立させるため、卸電力取引市場の参照価格は**「前年度年間平均市場価格＋月間補正価格（＝当年度月間平均市場価格－前年度月間平均市場価格）」**により算定することとした。

月ごとに補正を行うことにより、実質的に、当期の市場価格に近い実績を参照価格に反映し、年間を通じて見れば、基本的な期待収益を確保することができる。また、FIP 認定事業者が燃料調達の工夫やメンテナンスを不需要期に実施する等、季節を跨いだ行動の変容を促すインセンティブとなることが期待される。

2021/1/12 第23回大量小委、第11回主力化小委合同会議　資料１

（参考）市場価格の参照方法、プレミアム交付の流れ（イメージ）

＜市場価格の参照方法＞

：各3① **前年度年間平均市場価格の確定**

0分コマのスポット市場と時間前市場の価格をエリア別に加重平均する。この価格（以下、30分コマ市場価格）について、発電特性を踏まえ、１年間分の加重平均（非自然変動電源は単純平均）をする。

前年度1年分の各コマ単価（エリア別）

スポット市場価格 × **時間前市場価格**

各30分コマの価格を加重平均

加重平均 ×

自然変動電源の発電特性を踏まえた加重平均

※各一般送配電事業者が公表するエリアの供給実績

（非自然変動電源は単純平均）

② 当月の参照価格・調整前プレミアム単価の確定

：当年度当月と前年度同月について、各30分コマ市場価格を発電特性をふまえて加重平均（非自然変動電源は単純平均）し、その差分を補正する。

当月の参照価格（円/kWh） ＝ 前年度年間平均市場価格（円/kWh）＋（当年度月間平均市場価格（円/kWh）－前年度月間平均市場価格（円/kWh））

当月の調整前プレミアム単価（円/kWh） ＝ 基準価格（円/kWh）
－｛当月の参照価格（円/kWh）＋ **非化石価値相当額（円/kWh）－ バランシングコスト（円/kWh）**｝

③ 当月の調整後プレミアム単価の確定

：エリア別に、0.01円/kWhの各30分コマ以外を対象に、以下の調整後プレミアム単価を計算する。

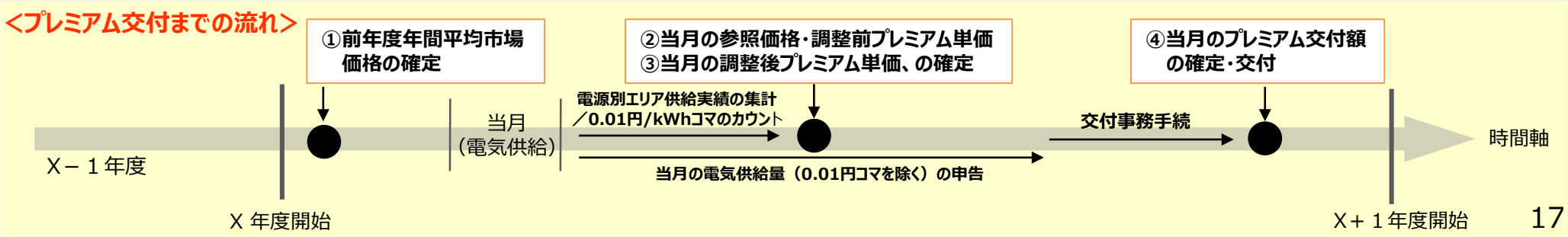
当月の調整後プレミアム単価（円/kWh） ＝ 当月の調整前プレミアム単価（円/kWh）× 電源別エリア全体当月実績（0.01円/kWhコマ含む）合計の電気供給量（kWh）
÷ 電源別エリア全体当月実績（0.01円/kWhコマ除く ）合計の電気供給量（kWh）

④ 当月のプレミアム交付額の確定

当月のプレミアム交付額（円） ＝ 当月の調整後プレミアム単価（円/kWh）× 当該FIP事業の当月の電気供給量（kWh）

※「当該FIP事業の当月の電気供給量」は、当月において認定発電設備を用いて発電し、及び市場取引等により供給した再エネ電気の量（0.01円コマを除く）電気供給量

＜プレミアム交付までの流れ＞



１．市場価格高騰を踏まえたリスクマネジメントについて

２．市場価格高騰を踏まえたFIP制度の設計
①市場価格高騰時翌年度の参照価格の取り扱い
②制度開始年度の課題

論点①　FIP制度における参照価格の設定方法

- FIP制度は、参照価格（≒市場価格）が基準価格を下回る場合には、差額についてプレミアムを交付し、逆に、参照価格が基準価格を上回る場合には、プレミアムをゼロとして交付しない仕組みとしている。すなわち、FIP制度が支援措置であることから、**市場価格が高騰しているときには、市場収入が基準価格を上回る状態になるが、差額を納付させるのではなく、単にプレミアムを交付しないという考え方**。（ネガティブプレミアムは無い）
- 参照価格の設定にあたっては、**各月の参照価格を、「前年度平均市場価格＋月間補正（当年度当月の月平均－前年度同月の月平均）」として算定する**こととしている。これは、需要が少ない春・秋といった時期にはスポット価格が安くなるといった**価格シグナルを事業者に意識させる観点からは、当年度の平均市場価格をベースとして参照することも考えられたところ、事業者の短期の基本的な期待収入を確保する観点も踏まえ、前年度の平均市場価格をベースとして参照することとした**もの。（※）
- この整理に従えば、市場価格高騰した前年度との月間補正を行い、仮に**参照価格がゼロを下回った場合にも、その分の含めてプレミアムが支払われることとなる。**

（※）このような仕組みでなければ、春や秋といった低需要期にプレミアムを交付し、夏や冬といった高需要期に交付しないなどという誤ったメッセージを市場参加者に発することになる。これに対し、このような仕組みとすることにより、夏や冬にもプレミアムが交付されるため、メンテナンスを春や秋など、市場価格の低い時期に合わせるようにする等、市場シグナルを踏まえた行動が期待される。

（参考）ネガティブ・プレミアムの取扱い

＜参考＞再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会　中間とりまとめ（2020 年 2 月）

なお、FIP制度は再エネ導入支援のための価格支援制度であることを踏まえれば、FIP価格が参照価格を下回る場合であっても、**再エネ発電事業者にネガティブ・プレミアムの支払いを求めないことを基本とすることが、合理的**と考えられる。また、FIP価格や参照価格の在り方などについては、制度開始後においても、調達価格等算定委員会が電源毎の実態や入札結果等を踏まえながら適切な見直しをして、ファインチューニングを行うことができる制度とすることが望ましい。

＜参考＞第５回再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会（議事録）

（松村委員）

報告書のほうですが、まず６ページのところ、プレミアムがマイナスになったというときにどうするかに関してです。これは返還するのかという点に関しては、返還するのは避けるべきであるとの意見で整理されている。私自身は、本当に避けるべきなのか、**マイナスを返還させるのだって合理的な選択肢**だと思っている。一方で、ここを仮に不利にする、有利にするということはあったとしても、プレミアムが入札で決まるということだったとすると、その条件まで反映して入札価格を決めることになるので、影響は相対的に小さいので、この段階で避けるべきという記述を落とせというのは非常に不穏当な気がする。このままで、この方針でもよいかと思います。

一方で、この避けるべきと言う言葉の意味は、柔軟に考えるべき。先ほどの積立てとかでも出てきたのですが、もし廃棄費用のための積立額をプレミアムが下回ったらどうなるのを議論したとき、下回った部分を大きくプレミアムが出てきたときに取り返すことが想定されている。それで積み立て不足が起きにくくするということだと思う。これ、同じようにマイナスのプレミアムが出てきたとしても、その後プラスになったら相殺することはあってもよい。事業者のほうが払うことは絶対にない。だから、ずっとマイナスだったら、そのままないということもあるのかもしれないけれど、**逆のときに、相殺することはあってもよいと思います。**

ただ、このことは全く議論されていないので、そうすべきだとここで書くのは明らかにおかしいのだけれど、すべきでないという言葉には、返還はすべきでないが、相殺は含まれない、だから選択肢の一つとしてはあり得るということだと私は理解しています。この文章からだと、そのような読み方は絶対できないということであれば、後からご説明をお願いします。そうでなければこのままで結構です。

論点①　参照価格の設定に係る価格高騰時の課題

- 今後の価格高騰翌年のプレミアムについて昨冬の東京エリアでの高騰の価格等を使用し、簡易的（※）にプレミアムを試算すると以下の通り。

前提条件		
電源種・発電エリア		太陽光発電・東京エリア
基準価格		10円/kWh　(2022度50-250kWの調達価格)
参照価格	前年度年間平均市場価格	高騰時市場価格　(2020年度年間平均市場価格を採用)
	当年度月間平均市場価格	非高騰時市場価格　(2019年度月間平均市場価格を採用)
	前年度月間平均市場価格	高騰時市場価格　(2020年度月間平均市場価格を採用)

(円/kWh)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
①前年度年間市場平均	9.89											
②当年度月間市場平均	7.49	7.85	8.41	9.46	14.20	9.75	8.92	7.33	7.71	7.28	6.79	6.21
③前年度月間市場平均	5.40	4.78	5.67	5.19	7.70	7.50	4.54	4.73	10.32	52.71	6.84	5.77
④月間補正値（②－③）	2.09	3.07	2.74	4.27	6.51	2.25	4.38	2.60	-2.60	-45.43	-0.05	0.44
⑤参照価格（①＋④）	11.98	12.96	12.63	14.16	16.39	12.14	14.27	12.49	7.29	-35.54	9.84	10.33
⑥プレミアム（基準価格-⑤）	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.71	45.54	0.16	0.00
⑦月間総収入（②＋⑥）	7.49	7.85	8.41	9.46	14.20	9.75	8.92	7.33	10.43	52.82	6.95	6.21

※バランシングコスト１円/kWhは簡易試算では外数として扱う。
※非化石価値取引市場における収入は考慮せず。
※本試算の市場価格は将来の予測ではなく、過去の市場価格を用い発電事業者にとって影響が大きいケースをシミュレーションしたもの。

2020/12/7 再エネ大量導入・次世代NW小委員会（第22回）・再エネ主力化小委員会（第10回）合同会議 資料2

（１）交付頻度、市場参照期間、市場参照時期の在り方について（検討）

交付頻度

- 交付頻度については、事業者や金融機関へのヒアリングを行ったところ、１ヶ月程度の頻度で支払いが発生する運転維持費もあり、**資金繰りを安定化させる観点から、交付頻度を１ヶ月とする**ことへの要望がある。
- 事業者にとって、資金繰りは、事業を遂行する上で非常に重要な要素であり、**交付頻度を１ヶ月とする点は、引き続き重視すべき**と考えられる。

市場参照期間・市場参照時期

- 他方、市場統合を進める観点からは、電気の需要が少ない季節には卸市場価格が安くなるといった**価格シグナルが事業者に伝わるようにすること**が重要であり、市場参照期間を１ヶ月とすることは、誤ったシグナルを発することにつながるとの御意見を頂いた。
- この点について、事業者や金融機関へのヒアリングでは、事業リスクの観点から、１ヶ月等の短期参照を望む声もある。
- しかしながら、事業リスクの本質は、月ごとに収益変動が生ずることではなく、事業期間全体を通じて、**期待収入が確保**されないことであると考えられるところ、**参照価格の算定方法を次頁のように工夫することにより、適切な価格シグナルの形成と、事業者にとっての基本的な期待収入の確保を両立させることができる**と考えられるのではないか。

2020/12/7 再エネ大量導入・次世代NW小委員会（第22回）・再エネ主力化小委員会（第10回）合同会議 資料2（一部加工）

（１）交付頻度、市場参照期間、市場参照時期の在り方について

参照価格の算定方法（案）

①**前年度年間平均市場価格**を算出

各30分コマのスポット市場と時間前市場の価格をエリア別に加重平均する。この価格（以下、30分コマ市場価格）について、発電特性を踏まえ、１年間分の加重平均（非自然変動電源は単純平均）をとることにより算出。

※前年度年間平均市場価格を基本とすることにより、プレミアムが需要期に小さく、不需要期に大きくなるといった不適切な価格シグナルを回避。

②**月間補正価格**を算出

1)当年度月間平均市場価格を算出

当年度の１ヶ月分の30分コマ市場価格を、発電特性を踏まえて加重平均（非自然変動電源は単純平均）。

2)前年度月間平均市場価格を算出

上記と同様の計算を前年同月分について実施。

3)月間補正価格　＝　当年度月間平均市場価格－前年度月間平均市場価格とする。

※月ごとに補正を行うことにより、実質的に、当期の市場価格の実績を参照価格に反映。年間を通じて見れば、基本的な期待収益を確保。

③**参照価格**は、①**前年度年間平均市場価格**＋②**月間補正価格**により算定。これを**１ヶ月毎に交付**する。

- このような算定方法とすることにより、FIP認定事業者が燃料調達の工夫やメンテナンスを不需要期に実施する等、**季節を跨いだ行動の変容を促すインセンティブとなる**ことが期待される。

計算イメージ（2022年５月の参照方法を例に）

※金額は仮定

① 2021年度年間平均市場価格：10円/kWh

※ 2021年度のエリア別30分コマ市場価格について、発電特性を踏まえ加重平均した価格（非自然変動電源は単純平均）

② 月間補正価格：　－１円/kWh

1) 2022年5月の平均市場価格：６円/kWh
2) 2021年5月の平均市場価格：７円/kWh
3) ６円/kWh－７円/kWh＝ －１円/kWh

③ **2022年５月の参照価格：9円/kWh**

10円/kWh ＋（－１円/kWh）
＝９円/kWh

※仮に、基準価格が12円/kWhであったとすれば、2022年5月のプレミアムは、12円/kWh-9円/kWh=3円/kWhと算定される。

（参考）諸外国の類似制度における卸電力取引市場の価格の参照方法

2020/10/9 再エネ大量導入・次世代NW小委員会（第20回）・再エネ主力化小委員会（第８回）合同会議 資料１

	ドイツ	フランス	英国	オランダ	イタリア
支援制度	**FIP制度**	**FIP制度** ※CfD形式	**CfD制度**	**FIP制度** ※SDE+制度	**CfD制度**
参照する卸電力市場 ※注１	**スポット市場**	**スポット市場**	■間欠性電源（風力・太陽光等）：**スポット市場** ■非間欠性電源（地熱、水力、バイオマス等）：**先渡市場**	**スポット市場**	**スポット市場**
市場参照期間	**１ヶ月**	■太陽光、陸上風力：**１ヶ月** ■水力、地熱：**１年** ※注２	■間欠性電源：**１時間** ■非間欠性電源：**６ヶ月**	**１年**	**１時間**
市場参照時期	**当期**	**当期**	■間欠性電源：**当期** ■非間欠性電源：**当期**	**当期**	**当期**
交付頻度	**月次**	**月次** ※ 容量市場分のプレミアム控除や、ネガティブ価格時のプレミアム控除は年次精算。	**日次** ※ 電力供給日の28日以内に精算。	**年次** ※ 月次での前払い制度あり。年次で実績値をもとに精算。	**月次**
発電特性をふまえた参照価格の算出方法	■陸上風力、洋上風力、太陽光：**電源別平均** ※電源別に、当該市場参照期間のa. オンライン集計した１時間あたりの発電量×当該１時間あたりの卸電力市場の平均価格を合計し、b. オンライン集計した当該市場参照期間の発電量で除すことにより、算出する。 ■上記以外：**単純平均**	■太陽光、陸上風力：**加重平均** ■水力：**単純平均**	■間欠性電源：**単純平均** ■非間欠性電源：**加重平均** ※ LEBA（London Energy Brokers’ Association）のBaseload Forward Season Contractsの加重平均価格。	■**加重平均** ※ 電源別の平均的なプロファイル（発電特性）コストを差し引くという考え方。	■**単純平均**

注１：ドイツ、フランス、英国、オランダは、卸電力市場の価格指標が全国一律。イタリアは、エリア別の価格をもとに算定。
注２：フランスでは、FIP制度の対象は入札によって決定するが、太陽光・陸上風力・水力、地熱以外のエネルギー源は、 FIP制度施行以降に募集された入札が確認できていないため詳細不明（2020年8月時点）。

（出典）各種公表資料より作成

論点①　価格高騰時の課題を踏まえた参照価格の算定方法の見直し（案）

- 本年２月の大量小委・主力化小委合同会議の取りまとめにおける**参照価格は、「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）」とし、適切な価格シグナルの形成、期待収益の確保、安定的な資金繰りを支えることを両立**しているもの。

- **他方で、昨冬の市場高騰などにより、FIP認定事業者が本来意図していない収益を手にすることは、国民負担抑制の観点から適切ではない**と考えられる。また、**前年度に高騰したものの当年度は高騰していない月は**高額のプレミアム収入が見込めてしまうため、**需給が逼迫していないにも関わらず、FIP電気の発電量が集中し市場価格を低下させてしまう**可能性もある。

- こうした観点を踏まえれば、日本においてスポット価格にネガティブプライスが導入されていないことに鑑み、**参照価格についても「0円/kWh」を下限とすることが市場の仕組みと整合的である。**そのため、**「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）」の算出方法で参照価格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」とみなすこととしてはどうか。**（ただし**バランシングコストについては外数**として扱う）

- なお、本見直しは、参照価格の算定方法を、「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）」としていることに起因するFIP事業者の収入水準を適正化するもの。**基準価格を参照価格が上回った場合に、差額納付（ネガティブプレミアム）が発生しないことに起因する、FIT制度に比べた収入増加は引き続き維持される。**

１．市場価格高騰を踏まえたリスクマネジメントについて

２．市場価格高騰を踏まえたFIP制度の設計

①市場価格高騰時翌年度の参照価格の取り扱い

②制度開始年度の課題

論点②　FIP制度開始年度における対応

- FIP制度については、エネルギー供給強靱化法の施行に合わせて、2022年4月からの運用開始となる。**FIP制度における事業者の収入については、市場価格高騰によってその額が変動することを前段の議論で確認**したところ。
- 具体的には、**市場価格高騰が発生した年度は、価格高騰月の市場での売電収入が増加**する。一方で、**翌年度の参照価格算定において参照する前年度年間平均市場価格が高騰することによって、翌年度年間プレミアムが減少**する。（高騰月のプレミアムは月間補正により増加）
- こうした点については、**制度が円滑に開始された以降は前年度に基準価格を上回る市場収入があることを踏まえれば、FIP事業者が本来向き合うべき市場変動リスク**である。
- 他方で、**2021年の冬季も東京エリアで予備率３%を切る月が見込まれるなど、価格高騰が発生する可能性が否定できない状況**。仮に、2021年度に価格高騰が起こった場合には、2022年度の制度運用開始に当たっては、**FIP電源は前年度の高騰月における市場収入の増加を享受していない中で、年間プレミアムの減少に直面**するケースが想定される。
- こうした**制度開始年度の特殊性**を踏まえ、**円滑な制度導入にあたってどのような対応が必要か**ご議論いただきたい。

論点②　FIP制度開始初年度の参照価格補正

- 制度開始年度のプレミアム算定にあたって、**2021年度高騰/2022年度非高騰の場合に、制度導入年度特有の課題が発生**。

		2021年度市場価格（前年度）	
		高騰	非高騰
2022年度市場価格（当年度）	高騰	市場収入機会：高騰時を含む プレミアム：低い水準	市場収入機会：高騰時を含む プレミアム：標準（高騰月以外）
	非高騰	市場収入機会：高騰時を含まない プレミアム：低い水準（前年度高騰月以外）	市場収入機会：一定 プレミアム：標準

論点②　FIP制度開始初年度の参照価格補正

- 2021年度高騰、2022年度非高騰となった場合の影響について次ページ以降にて補正案も含め2022年度プレミアム簡易（※）シミュレーションを実施。

※非化石価値取引市場における収入は考慮せず。

＜想定ケース＞

2021年度に市場価格が高騰、2022年度は市場価格が非高騰

＜前提条件＞

- ✓ **電源：太陽光**
- ✓ **エリア：東京**
- ✓ **基準価格：10円/kWh(2022年度50-250kWの調達価格)**
- ✓ **参照価格**
  - **2022年度市場価格　→　直近の非高騰年度（2019年）の数値を採用**
  - **2021年度市場価格　→　直近の市場価格高騰年度（2020年度）の数値を採用**
  - **0円/kWhを下回った場合は、0円/kWhとする**

※本試算の市場価格は将来の予測ではなく、過去の市場価格を用い発電事業者にとって影響が大きいケースをシミュレーションしたもの。

現行の参照価格における簡易シミュレーション

（円/kWh）

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
①2021年度年間市場平均	9.89											
②2022年度月間市場平均	7.49	7.85	8.41	9.46	14.20	9.75	8.92	7.33	7.71	7.28	6.79	6.21
③2021年度月間市場平均	5.40	4.78	5.67	5.19	7.70	7.50	4.54	4.73	10.32	52.71	6.84	5.77
④月間補正値（②ー③）	2.09	3.07	2.74	4.27	6.51	2.25	4.38	2.60	-2.60	-45.43	-0.05	0.44
⑤参照価格（①＋④）	11.98	12.96	12.63	14.16	16.39	12.14	14.27	12.49	7.29	0.00	9.84	10.33
⑥プレミアム（基準価格-⑤）	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.71	10.00	0.16	0.00
⑦月間総収入(②＋⑥)	7.49	7.85	8.41	9.46	14.20	9.75	8.92	7.33	10.43	17.28	6.95	6.21

※バランシングコスト１円/kWhは簡易試算では外数として扱う。
※非化石価値取引市場における収入は考慮せず。
※本試算の市場価格は将来の予測ではなく、過去の市場価格を用い発電事業者にとって影響が大きいケースをシミュレーションしたもの。

- 2021度年間平均市場価格が基準価格付近まで高くなり、**価格高騰が起こった冬季（12月～3月）以外のプレミアム収入はゼロ**。
- 参照価格が0円/kWhを下回る場合は0円/kWhとしている。

論点②　FIP制度開始年度における補正手法（案）

- 特に2022年度の制度導入年度に限っては、**仮に2021年冬季に市場価格が高騰した場合**には、事業者にとってはこうした市場の状況を踏まえてFIP制度の活用を避けるインセンティブとなり、再エネの市場統合が進まないおそれがある。
- このため、**特に初年度（2022年度）については、その制度開始に伴う事業者の事業予見性を高める観点から、そのプレミアムの算定に用いる2021年度の市場価格については本年9月1日時点のTOCOM先物価格（太陽光：日中ロード、その他：ベースロードを東西エリア別で採用）を上限として設定する**こととしてはどうか。
- 他方、これはあくまで**制度開始年度特有の課題に対応するための措置**であり、**今後制度運用後に適用されるものではない**ことも併せて確認してはどうか。

TOCOM先物取引市場を上限とした際のプレミアム計算（太陽光）

＜補正内容＞
2021年度冬季(12月~3月）の月間市場平均価格を同月のTOCOM先物取引市場価格（東エリア･日中ロード）を上限として補正。(2021年09月01日時点　12月：15.46(円/kWh)、1月:16.46(円/kWh)、2月:16.85 (円/kWh)、3月:11.22 (円/kWh))

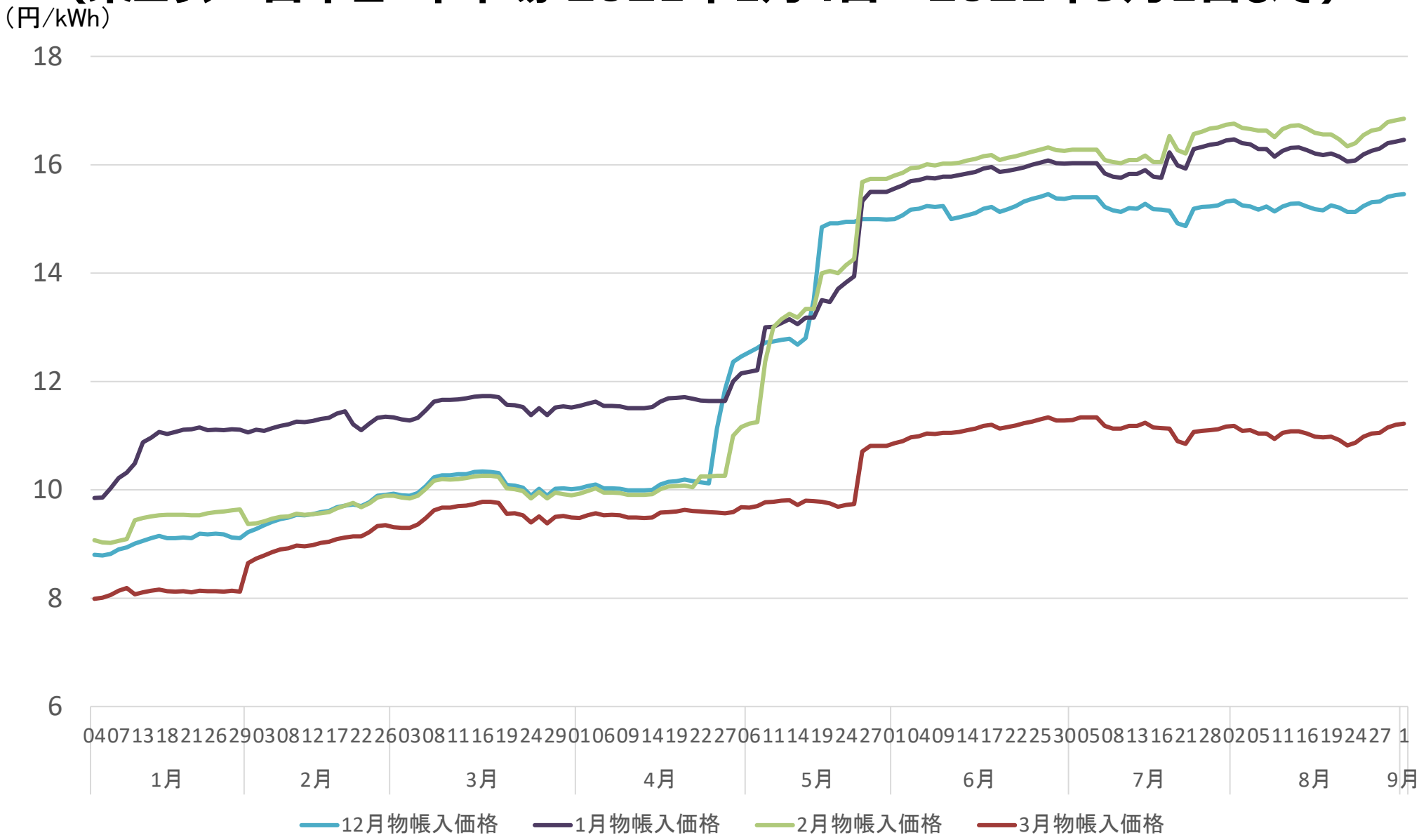
（円/kWh）

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
①2021年度年間市場平均	7.04											
②2022年度月間市場平均	7.49	7.85	8.41	9.46	14.20	9.75	8.92	7.33	7.71	7.28	6.79	6.21
③2021年度月間市場平均	5.40	4.78	5.67	5.19	7.70	7.50	4.54	4.73	10.32	16.46	6.84	5.77
④月間補正値（②ー③）	2.09	3.07	2.74	4.27	6.51	2.25	4.38	2.60	-2.60	-9.18	-0.05	0.44
⑤参照価格（①＋④）	9.14	10.12	9.80	11.33	13.56	9.30	11.44	9.66	4.46	0.00	7.01	7.50
⑥プレミアム（基準価格-⑤）	0.86	0.00	0.20	0.00	0.00	0.70	0.00	0.34	5.54	10.00	2.99	2.50
⑦月間総収入(②＋⑥)	8.35 (0.86)	7.85 (0.00)	8.62 (0.20)	9.46 (0.00)	14.20 (0.00)	10.44 (0.70)	8.92 (0.00)	7.67 (0.34)	13.26 (2.83)	17.28 (0.00)	9.78 (2.83)	8.71 (2.50)

※バランシングコスト１円/kWhは簡易試算では外数として扱う。
※非化石価値取引市場における収入は考慮せず。
※本試算の市場価格は将来の予測ではなく、過去の市場価格を用い発電事業者にとって影響が大きいケースをシミュレーションしたもの。

- **<u>プレミアム収入がゼロとなっていた月も補正により一定程度のプレミアム収入が見込める。</u>**
- 参照価格が0円/kWhを下回る場合は0円/kWhとしている。

（参考）TOCOM先物価格の推移
（東エリア・日中ロード市場 2021年1月4日～2021年9月1日まで）



※「東京商品取引所　東エリア・ベースロード電力 相場表」より作成

（参考） 2021年12月～2022年3月TOCOM各市場価格（9月1日時点）

単位：円/kWh

＜日中ロード・東＞			
12月	1月	2月	3月
15.46	16.46	16.85	11.22

＜日中ロード・西＞			
12月	1月	2月	3月
13.03	15.64	16.02	8.67

＜ベースロード・東＞			
12月	1月	2月	3月
13.4	15.63	15.4	10.6

＜ベースロード・西＞			
12月	1月	2月	3月
12.82	15.26	15.38	8.54

※「東京商品取引所　ヒストリカルデータ」より作成

今後のスケジュール（案）

- 2022年度FIP制度施行に向けて、**事業者が予見性を確保するという今回のFIP制度の補正手法について**は、その趣旨も鑑み、**本日の議論を踏まえた関係省令整備を今後速やかに進めていく**こととしてはどうか。
- 併せて、システム設計・体制構築などを着実に進めていくとともに、事業者や国民に対する周知・広報にも積極的に取り組む。

＜オンライン説明会の実施＞

9月17日（金）
15：00～17：00開催
※申込み受付中

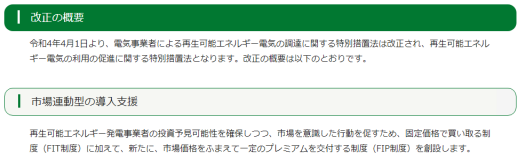
https://www.enecho-briefingform.com/

＜スペシャルコンテンツの掲載＞

https://www.enecho.meti.go.jp/about/special/johoteikyo/fip.html

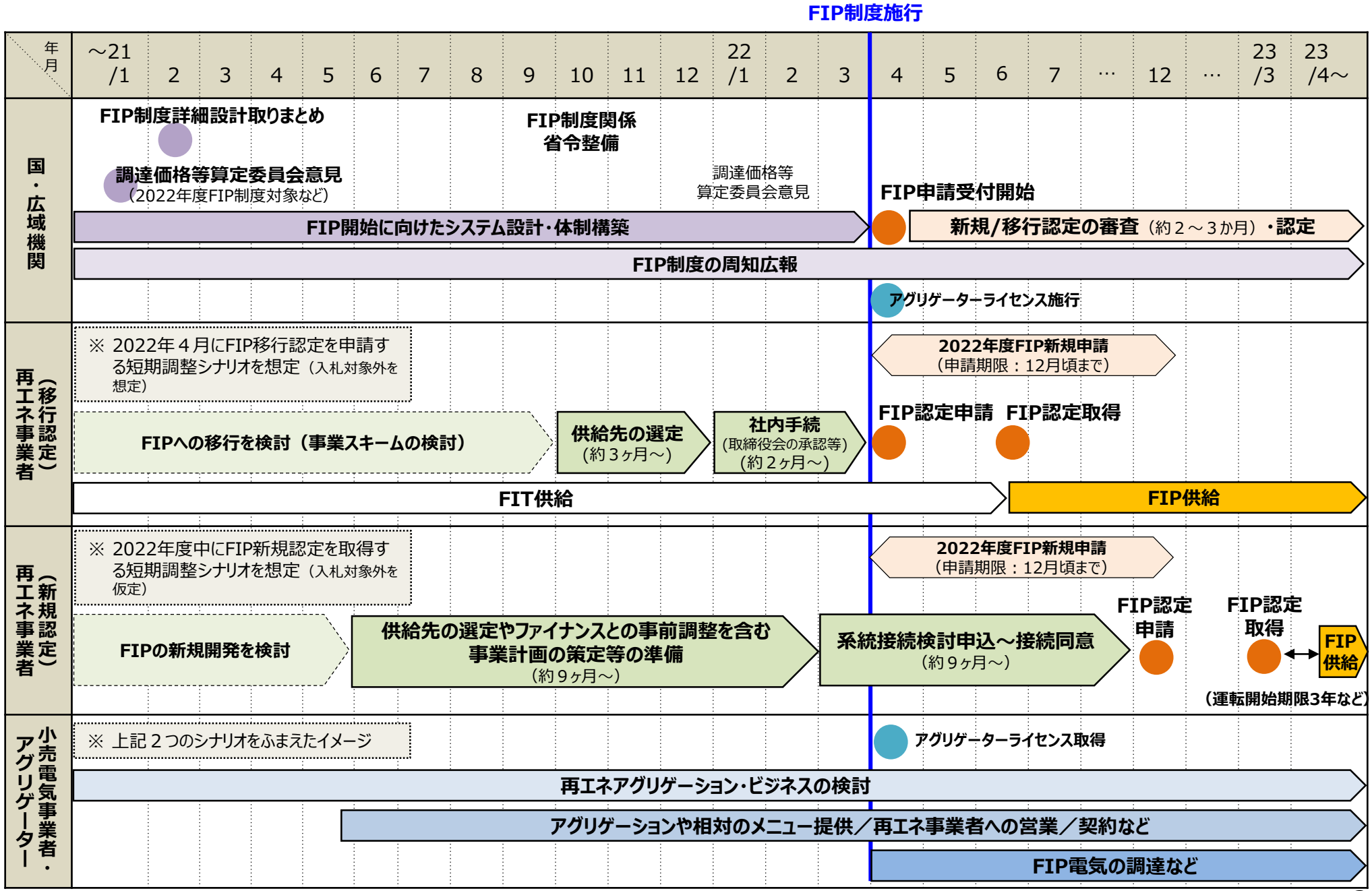
＜PRペーパーの作成＞

＜エネ庁HPの充実＞



https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/FIP_index.html

4．2022年度FIP制度施行に向けたスケジュール（イメージ）



※各手続きに要する期間はあくまでイメージとしての一例であり、当該期間で手続きできることを保証するものではない。