

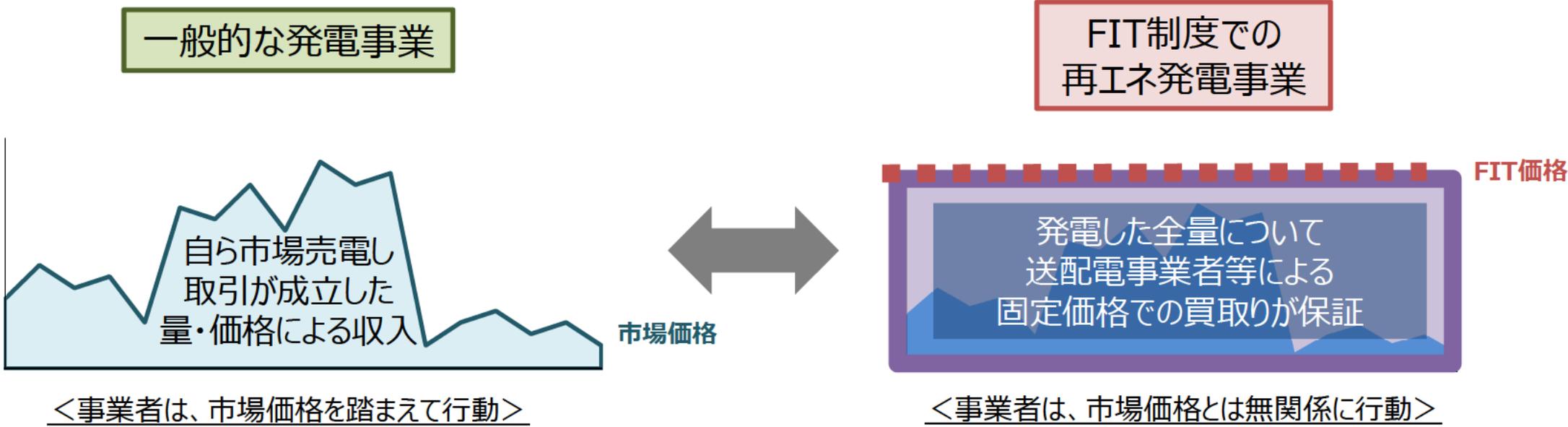
# FIP制度について

2021年9月17日

資源エネルギー庁

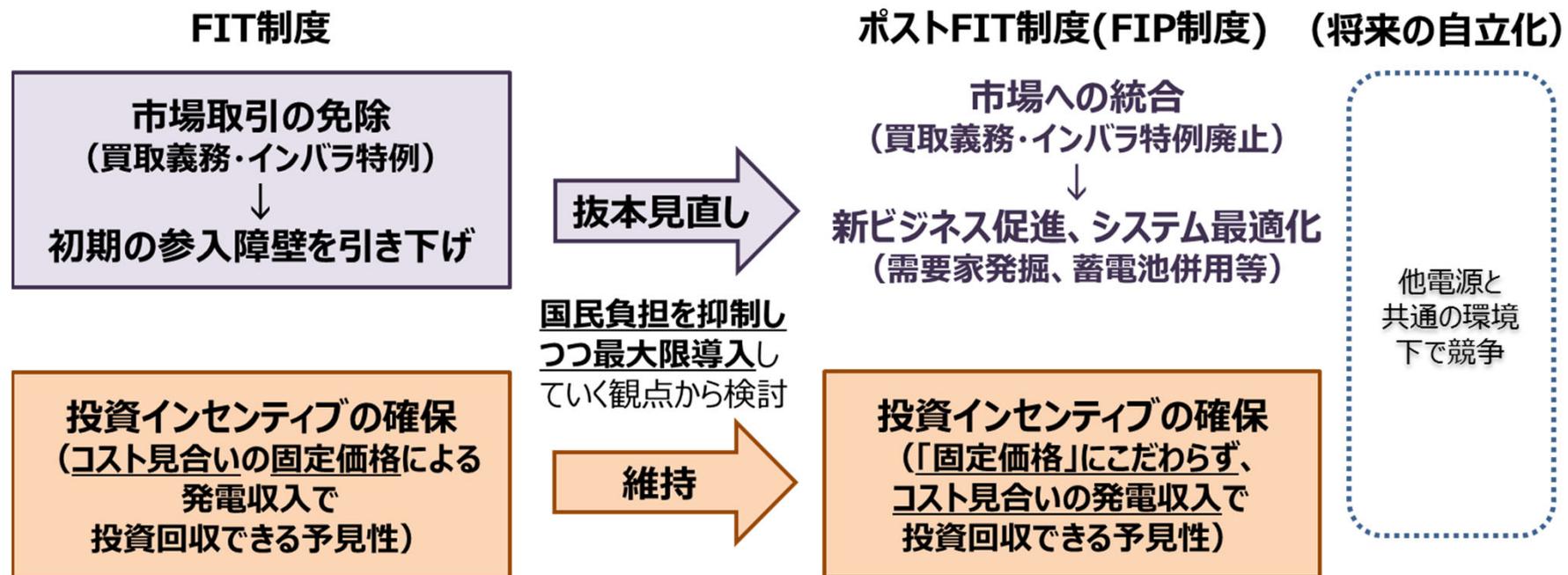
# FIP制度の導入に至る経緯

- **FIT制度では**、再エネ発電事業の実施にあたり、①発電した電気の送配電事業者等による買取保証や②インバンスリスクを免除する特例により、**再エネ事業者は市場取引を免除され、市場における売れ残りやインバンス（計画値と実績とのズレ）のリスクから遮断**されている。これにより、**再エネ発電事業への参入障壁を引き下げる効果**があった。
- 一方で、市場取引を免除され、発電した電気の固定価格での買取りが保証されることにより、再エネ事業者はその時々の**電気の需給状況やそれを反映した市場価格を踏まえることなく、発電・売電量（=収入）が最大となるように行動**する。
- このため、蓄電池の活用等による市場の需給・価格に応じた売電や発電予測精度の向上など、**再エネ発電事業を高度化し、電力市場への統合を進める**ことによる、**電力システム全体のコスト低減**や、**再エネの更なる導入余地の拡大**にも資する取組が、進みづらかった。



# FIP制度の詳細設計に向けた基本的な方針

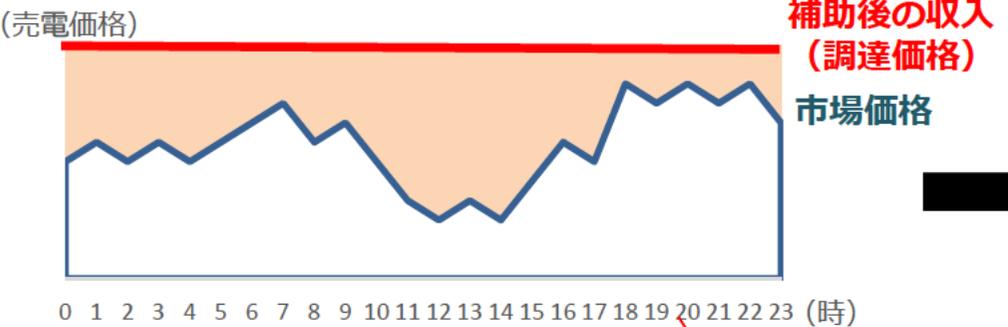
- FIP制度は、再エネの自立化へのステップとして、電力市場への統合を促しながら、投資インセンティブが確保されるように支援する制度。**FIP制度が、FIT制度から他電源と共通の環境下で競争する自立化までの、途中経過に位置付けられるもの**であることを踏まえれば、**FIP制度を構成する各要素について、FIT制度から他電源と共通の環境下で競争するまでの途中経過に位置付けられるよう、詳細設計すべきではないか。**
- また、再エネをFIP制度を通じて電力市場への統合を進めていく趣旨からは、詳細設計に当たっては、電力市場への統合が進むか、電力市場全体のシステムコストが低減する方向に働くか、といった観点が重要。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。



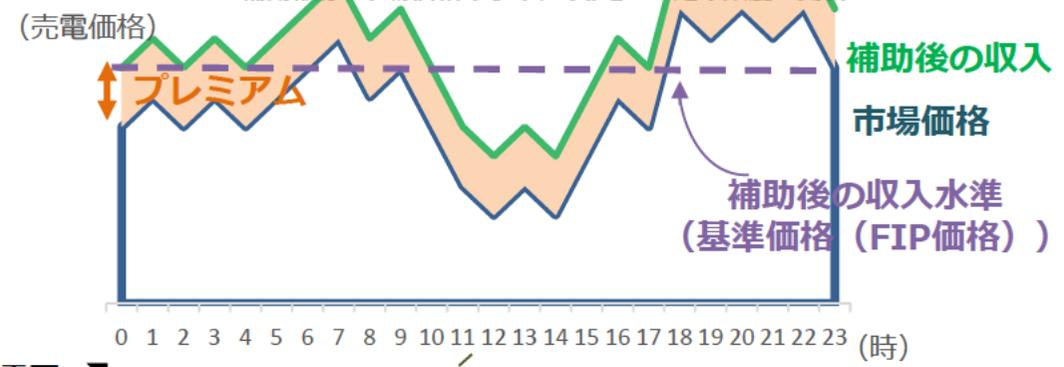
# 市場連動型の導入支援（FIP制度）

- **大規模太陽光・風力等**の競争力ある電源への成長が見込まれるものは、欧州等と同様、**電力市場と連動したFIP（Feed-in Premium）制度**へ移行。
- FIP制度の下では、再エネ発電事業者が、**需要が大きく市場価格が高くなるような季節や時間帯に電気供給する工夫**をすることが期待される。

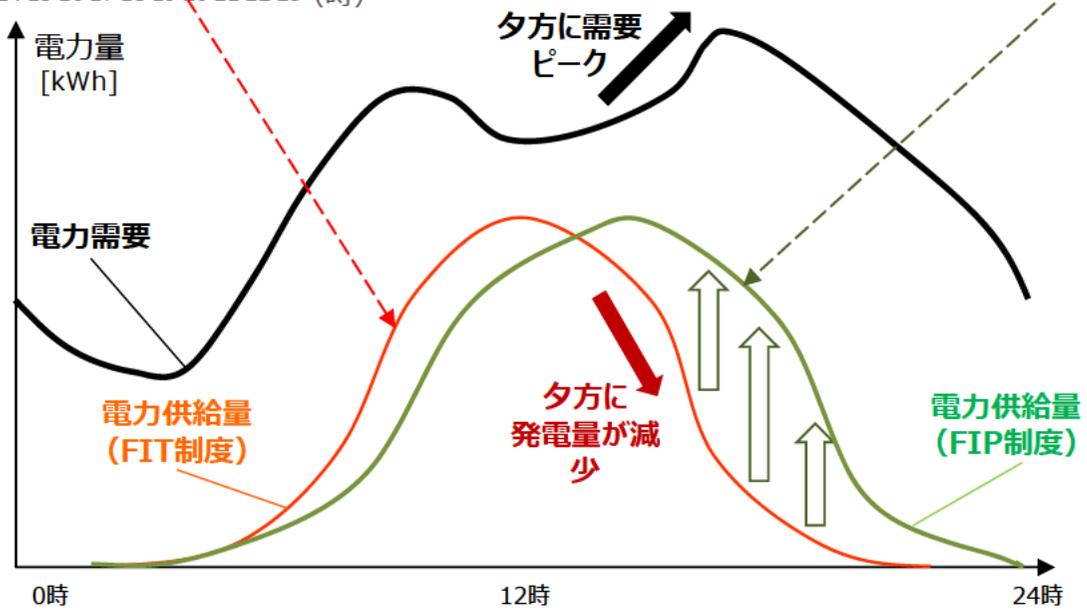
**FIT制度** 価格が一定で、収入はいつ発電しても同じ  
 → 需要ピーク時（市場価格が高い）に供給量を増やすインセンティブなし



**FIP制度** 補助額（プレミアム）が一定で、収入は市場価格に連動  
 → 需要ピーク時（市場価格が高い）に蓄電池の活用などで供給量を増やすインセンティブあり  
 ※補助額は市場価格の水準にあわせて一定の頻度で更新



**1日の電力需要と太陽光発電の供給量**



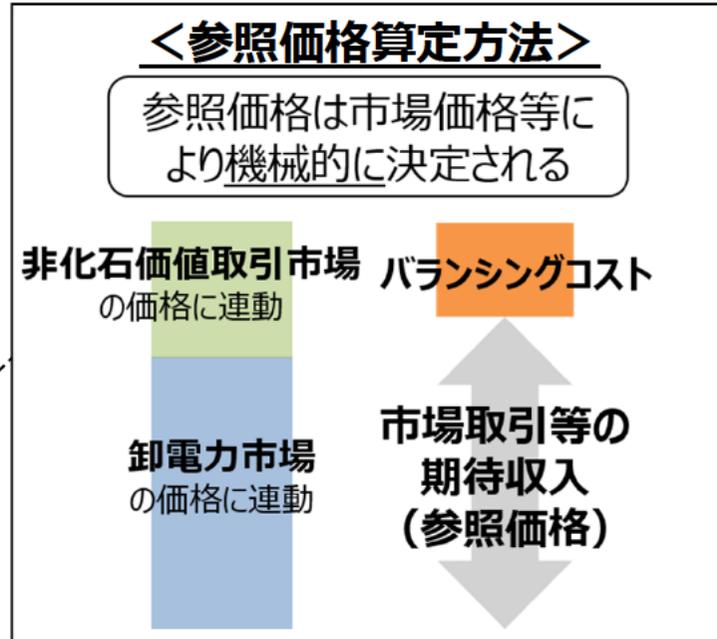
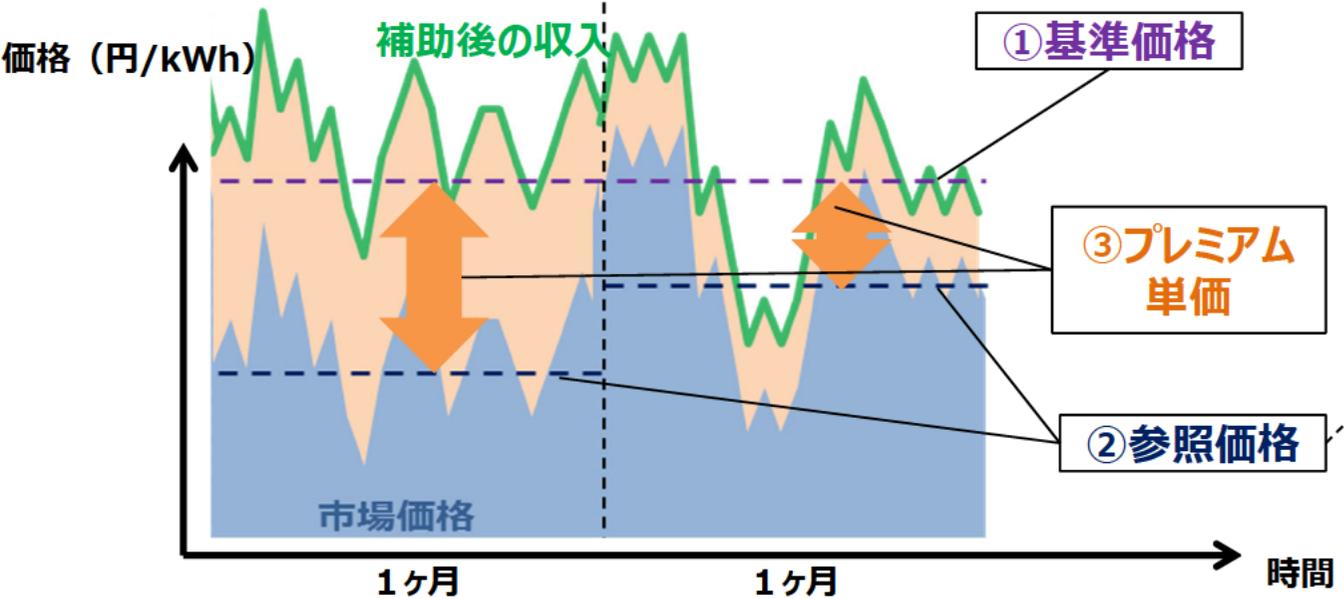
# FIP制度における基準価格とプレミアム

- 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。

## <プレミアム単価の算定イメージ>

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

①基準価格 - ②参照価格 = ③プレミアム単価



# (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>

### ① 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。

$$\begin{array}{ccc} \text{前年度1年分の各コマ単価 (エリア別)} & & \\ \text{スポット市場価格} & \times & \text{時間前市場価格} \\ & & \text{各30分コマの価格を加重平均} \end{array}$$

加重平均  
 $\times$

### 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。

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

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



### 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。

$$\begin{aligned} \text{当月の調整後プレミアム単価 (円/kWh)} &= \text{当月の調整前プレミアム単価 (円/kWh)} \times \frac{\text{電源別エリア全体当月実績 (0.01円/kWhコマ含む) 合計の電気供給量 (kWh)}}{\text{電源別エリア全体当月実績 (0.01円/kWhコマ除く) 合計の電気供給量 (kWh)}} \end{aligned}$$



### ④ 当月のプレミアム交付額の確定

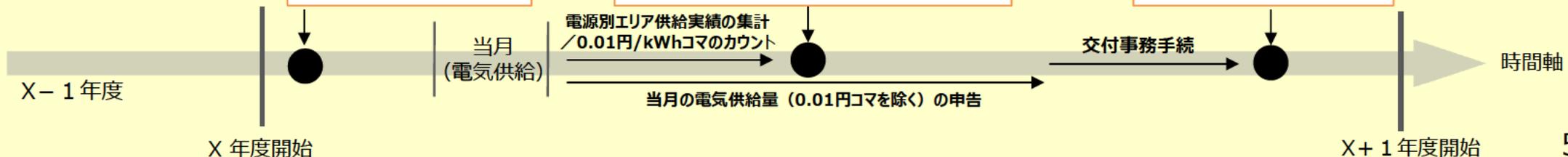
$$\begin{aligned} \text{当月のプレミアム交付額 (円)} &= \text{当月の調整後プレミアム単価 (円/kWh)} \times \text{当該FIP事業の当月の電気供給量 (kWh)} \\ &\text{※「当該FIP事業の当月の電気供給量」は、当月において認定発電設備を用いて発電し、及び市場取引等により供給した再エネ電気の量 (0.01円コマを除く) 電気供給量} \end{aligned}$$

## <プレミアム交付までの流れ>

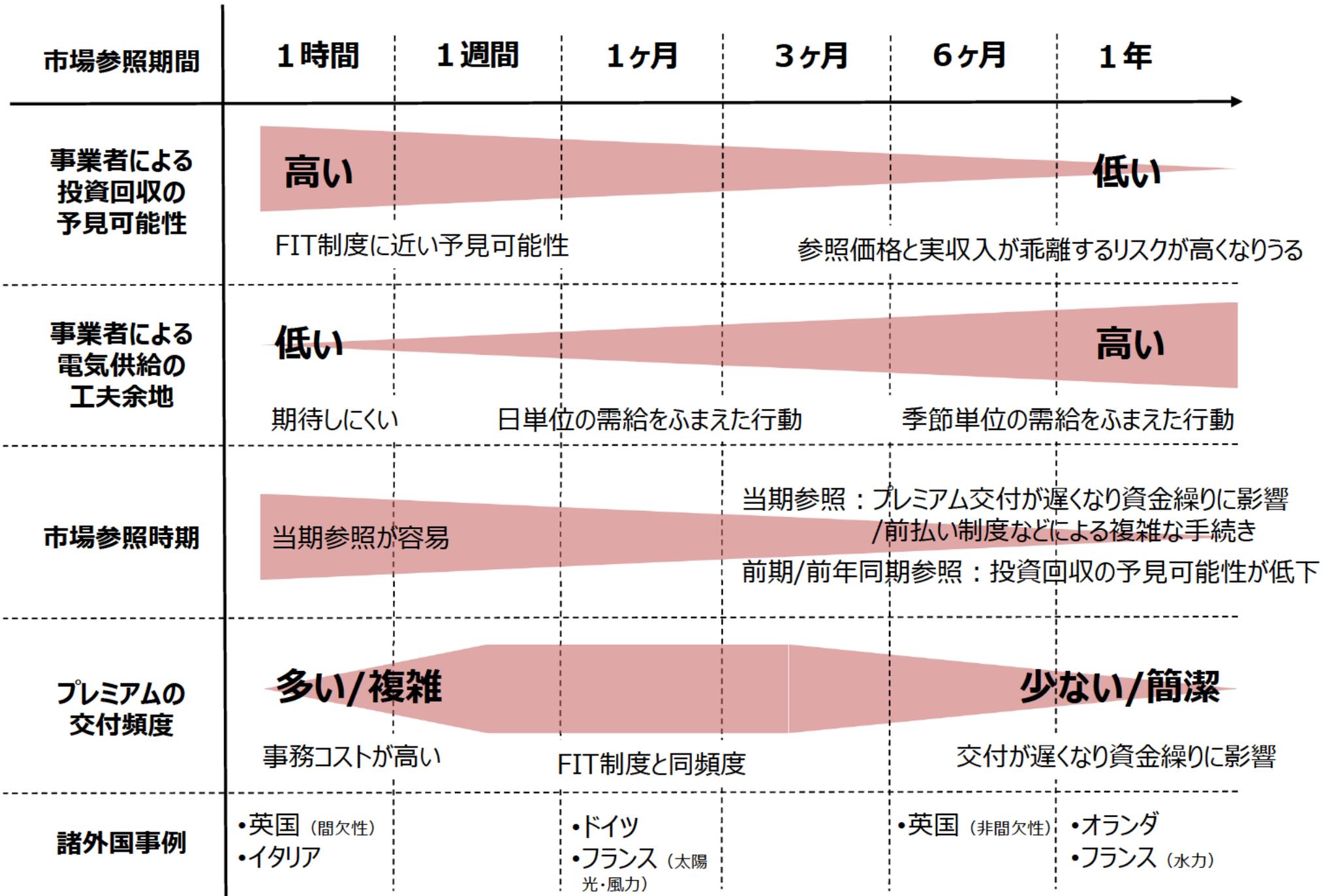
① 前年度年間平均市場価格の確定

② 当月の参照価格・調整前プレミアム単価の確定  
③ 当月の調整後プレミアム単価の確定

④ 当月のプレミアム交付額の確定・交付

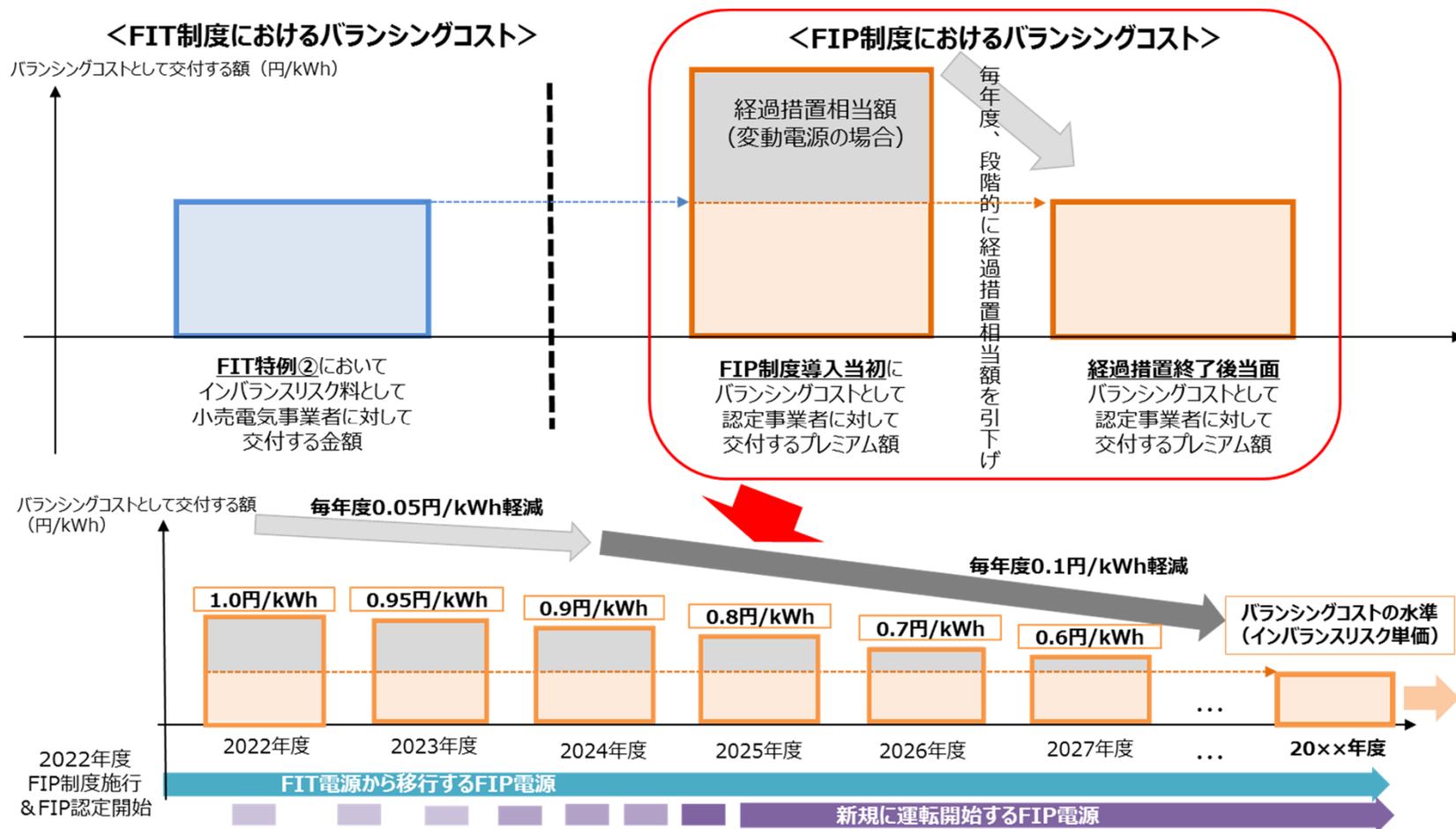


# (参考) 市場参照期間等の検討に当たっての観点 (イメージ)



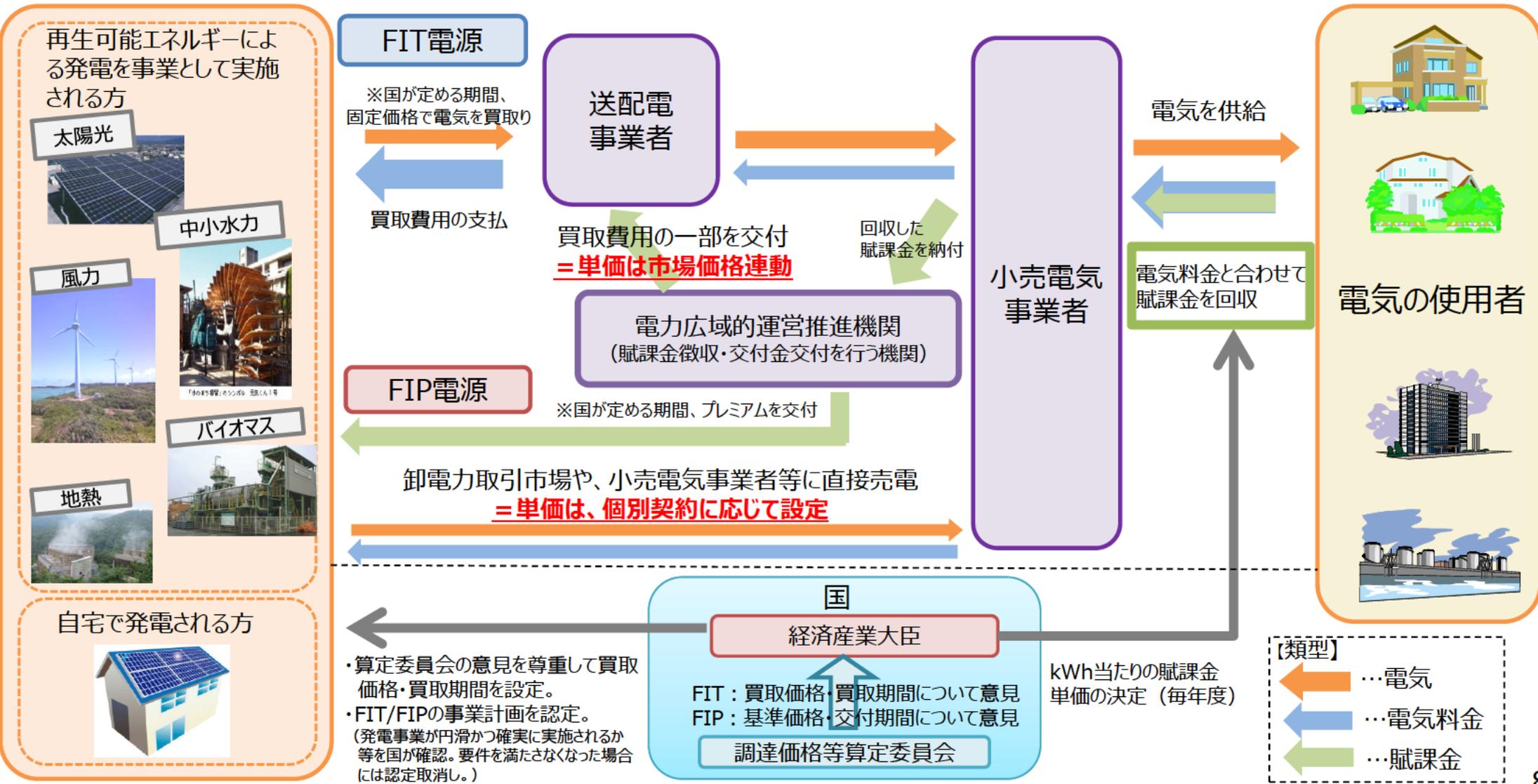
# (参考) FIP制度当初のバランシングコストについて

- **制度開始当初は、バランシングコスト（計画値同時同量に対応するためのコスト）の水準に配慮。** 具体的には、**2022年度は1.0円/kWhとし、施行から3年間は、緩やかに0.05円/kWhずつ低減、4年目以降は0.1円/kWhずつ低減させ、「バランシングコストの目安 = FITインバンスリスク料と同額」**を目指す。加えて、中長期的には、周辺ビジネスの環境に応じて、バランシングコスト自体の低減を目指すこととしてはどうか。
- こうした仕組みにより、FIP制度開始当初、**FITからの移行へのインセンティブ**を持たせ、市場を創出。



# 再エネ促進法（改正再エネ特措法）における支援制度

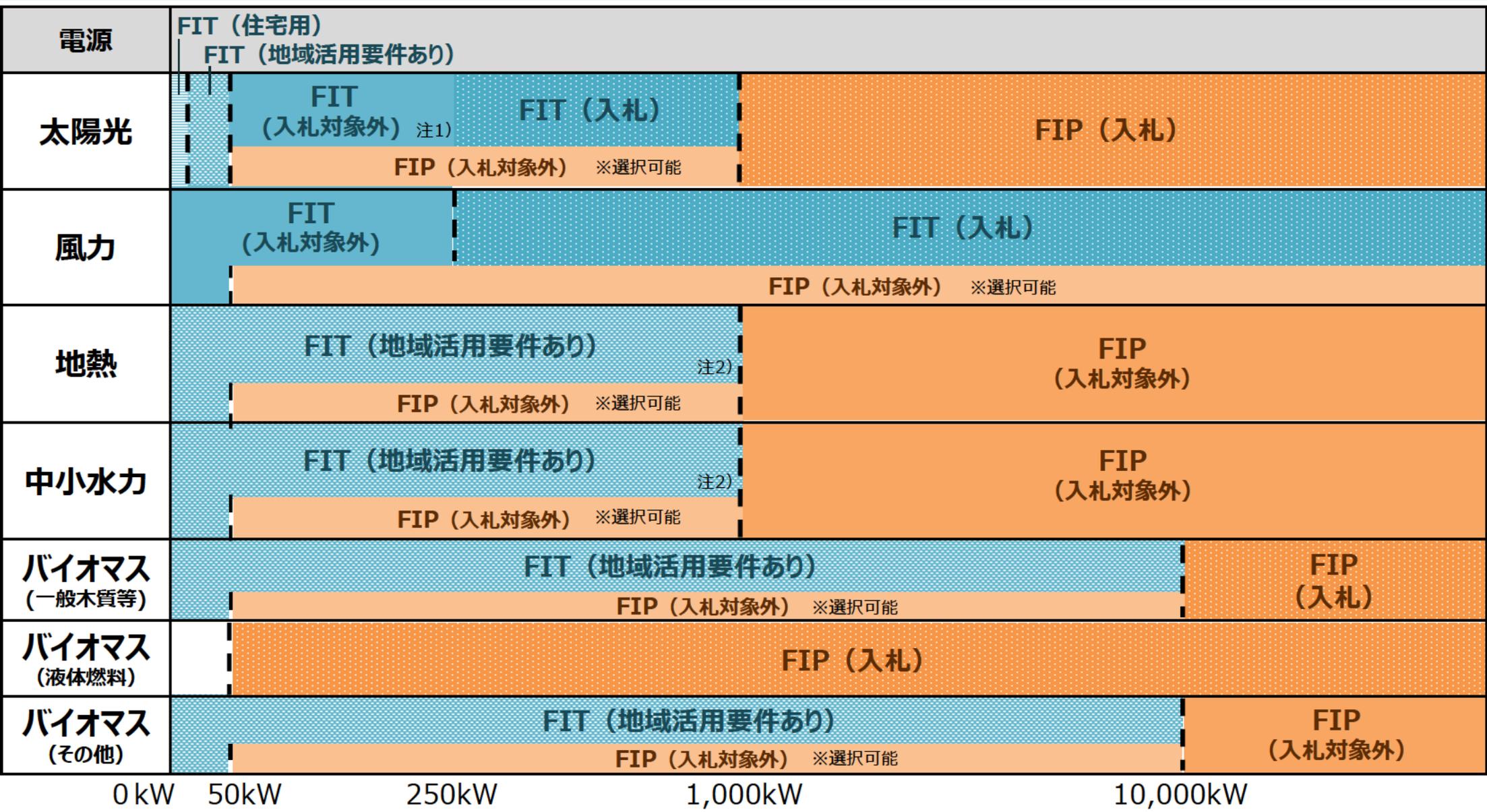
- FIP制度においては、小売電気事業者と発電事業者の個別契約に応じて、売買単価の設定を行うことができる。**FIP制度の下、固定価格での売電契約を締結することによっても、再エネを調達する小売電気事業者の市場価格高騰リスクヘッジが可能。**



# 2022年度のFIT/FIP・入札の対象

※2020年度の調達価格等算定委員会で意見が取りまとめられた段階のもの

- 風力以外は一定規模以上はFIPのみ認める。また、50kW以上は事業者が希望すればFIPも選択可能。
- なお、既にFIT認定を受けている事業も、50kW以上は事業者が希望すればFIPに移行可能。



注1) 太陽光の2022年度の入札対象の閾値は、2021年度の閾値をそのまま仮定していることに留意。注2) なお、地熱・中小水力の当該の閾値は、2023年度も同じとする。

# FIP制度 簡易収入シミュレーション

## < F I P 事業者の算定 >

F I P 事業者の収入 = 市場収入 + **プレミアム**

**プレミアム** = (基準価格 (固定) - **参照価格**) × kWh

**参照価格** = 前年度年間平均価格 + (当年度月間平均 - 前年度月間平均)  
+ 非化石価値市場収入 - バランシングコスト (固定)

## < シミュレーションの前提 >

- ✓ F I P は前年の市場価格の影響を受けるため 2 年分試算
- ✓ FIP基準価格・FIT買取価格：10円/kWh(2022年度50-250kWの太陽光調達価格)
- ✓ N-1年度は市場価格8円kWhで安定推移したと仮定
- ✓ バランシングコスト、非化石価値は勘案せず

## < FIT >

単位：円/kWh

	N年度												合計	
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月		
市場収入	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	120.0

	N + 1 年度												合計	
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月		
市場収入	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	120.0

※合計は、期待収益を比較するため、簡易的に毎月1単位ずつ発電されたとして足し上げたもの。

# FIP制度 簡易収入シミュレーション

## <市場価格一定ケース>

単位：円/kWh

	N年度												合計	年度平均 市場単価
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月		
市場収入	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	96.0	8.0
プレミアム収入	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	24.0	
単月合計	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	120.0	

	N+1年度												合計	年度平均 市場単価
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月		
市場収入	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	96.0	8.0
プレミアム収入	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	24.0	
単月合計	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	120.0	

## <市場価格変動ケース>

	N年度												合計	年度平均 市場単価
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月		
市場収入	7.0	8.0	8.0	7.0	8.0	9.0	5.0	5.0	7.0	10.0	5.0	4.0	83.0	6.92
プレミアム収入	3.0	2.0	2.0	3.0	2.0	1.0	5.0	5.0	3.0	0.0	5.0	6.0	37.0	
単月合計	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	120.0	

	N+1年度												合計	年度平均 市場単価
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月		
市場収入	5.0	8.0	4.0	7.0	9.0	9.0	5.0	5.0	6.0	10.0	8.0	5.0	81.0	6.75
プレミアム収入	5.1	3.1	7.1	3.1	2.1	3.1	3.1	3.1	4.1	3.1	0.1	2.1	39.0	
単月合計	10.1	11.1	11.1	10.1	11.1	12.1	8.1	8.1	10.1	13.1	8.1	7.1	120.0	

※一定の過程をおいたシミュレーションであり、想定ケース次第では変動するもの

※合計は、期待収益を比較するため、簡易的に毎月1単位ずつ発電されたとして足し上げたもの。

# FIP制度 簡易収入シミュレーション

## <市場価格高騰ケース>

単位：円/kWh

	N年度												合計	年度平均 市場単価	
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月			
市場収入	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	40.0	8.0	8.0	128.0	10.7
プレミアム収入	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	0.0	2.0	2.0	22.0	
単月合計	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	40.0	10.0	10.0	150.0	

	N+1年度												合計	年度平均 市場単価	
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月			
市場収入	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	96.0	8.0
プレミアム収入	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0		
単月合計	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	18.0	8.0	8.0	106.0		

## <市場価格下落ケース>

	N年度												合計	年度平均 市場単価
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月		
市場収入	8.0	3.0	3.0	8.0	8.0	8.0	3.0	3.0	8.0	8.0	8.0	8.0	76.0	6.3
プレミアム収入	2.0	7.0	7.0	2.0	2.0	2.0	7.0	7.0	2.0	2.0	2.0	2.0	44.0	
単月合計	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	120.0	

	N+1年度												合計	年度平均 市場単価
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月		
市場収入	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	96.0	8.0
プレミアム収入	3.7	0.0	0.0	3.7	3.7	3.7	0.0	0.0	3.7	3.7	3.7	3.7	29.3	
単月合計	11.7	8.0	8.0	11.7	11.7	11.7	8.0	8.0	11.7	11.7	11.7	11.7	125.3	

※一定の過程をおいたシミュレーションであり、想定ケース次第では変動するもの

※合計は、期待収益を比較するため、簡易的に毎月1単位ずつ発電されたとして足し上げたもの。

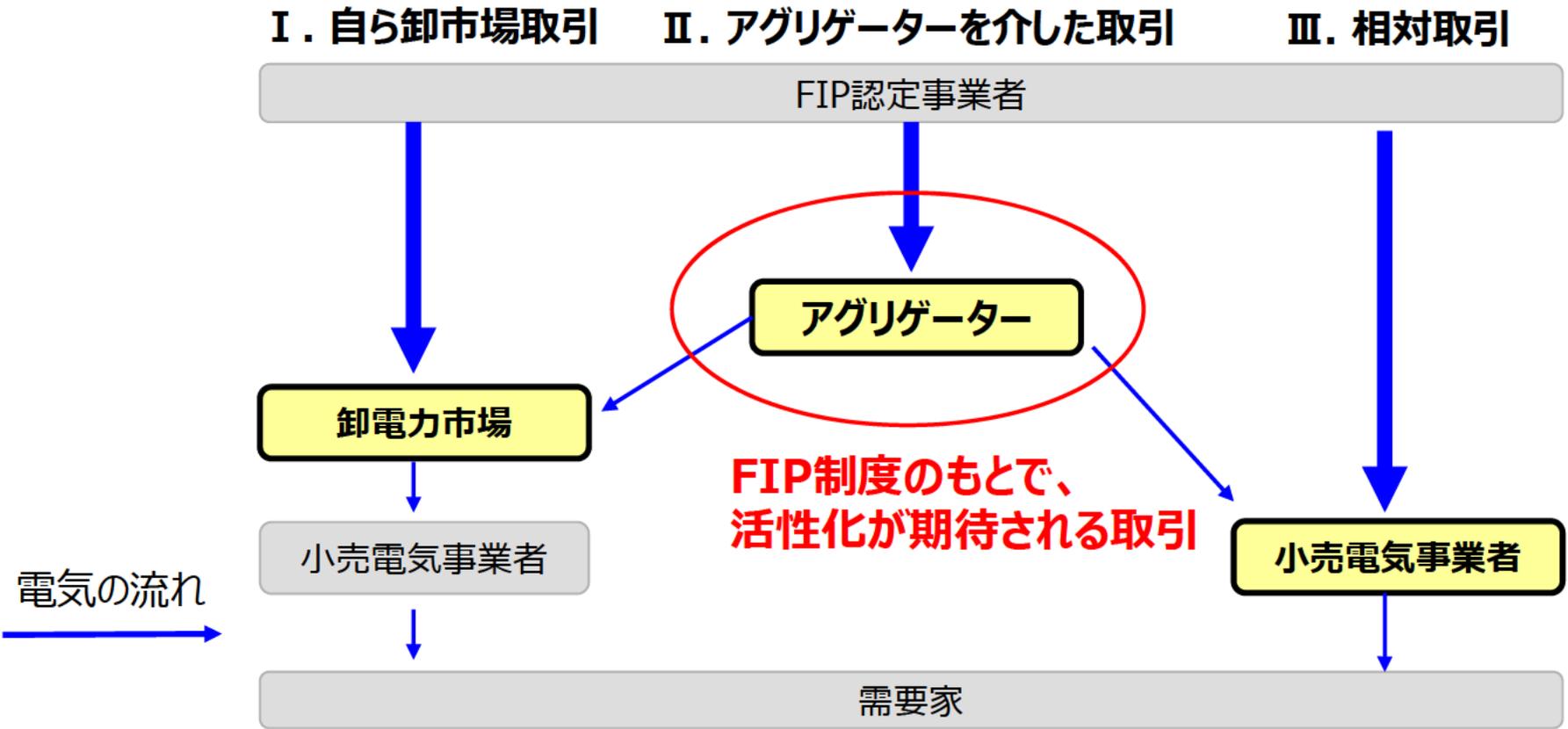
# FIP認定事業者の想定されるkWh価値の主な市場取引方法

- 再生可能エネルギーの電力市場への統合を促すFIP制度の下では、再エネ発電事業者がkWh価値を市場で自由に取引することになる。

※FIP制度において、プレミアムは、卸電力市場における取引又は小売電気事業者等への卸取引により供給された電気に対して交付される。

- 発電予測や出力調整が難しい自然変動電源や小規模電源を中心に、図中Ⅱのようなアグリゲーターを介した取引を指すと予想される。このため、アグリゲーション・ビジネスが活性化すると期待される。

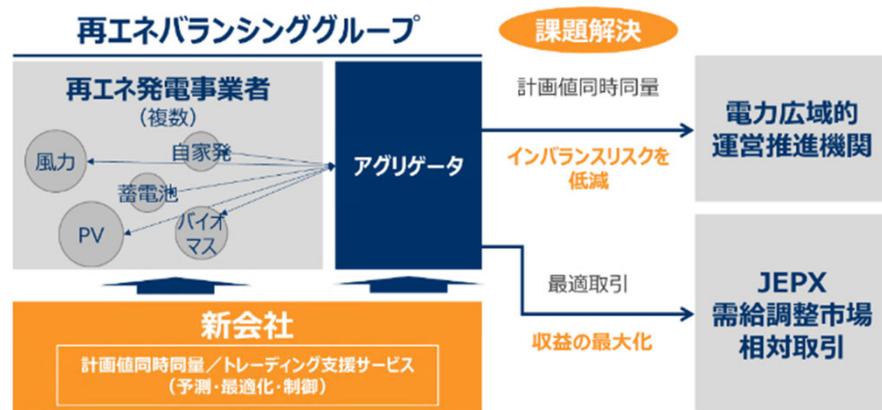
## <想定されるkWh価値の主な市場取引方法>



# (参考) FIP制度の導入とアグリゲーション・ビジネスの活性化

- FIP制度の導入にあたってアグリゲーション・ビジネスの活性化が重要であると同時に、アグリゲーターにとっては、FIP制度の導入により、①再エネ電気の供給タイミング等の工夫により売電収益を向上するインセンティブ、②インバランス発生を抑制するインセンティブが出てくることが、ビジネス・チャンスになると考えられる。
- こうしたなか、FIP制度の詳細設計が具体化するにつれ、FIP制度の導入を機にアグリゲーション・ビジネスに参入しようという動きも徐々に活発化してきている。

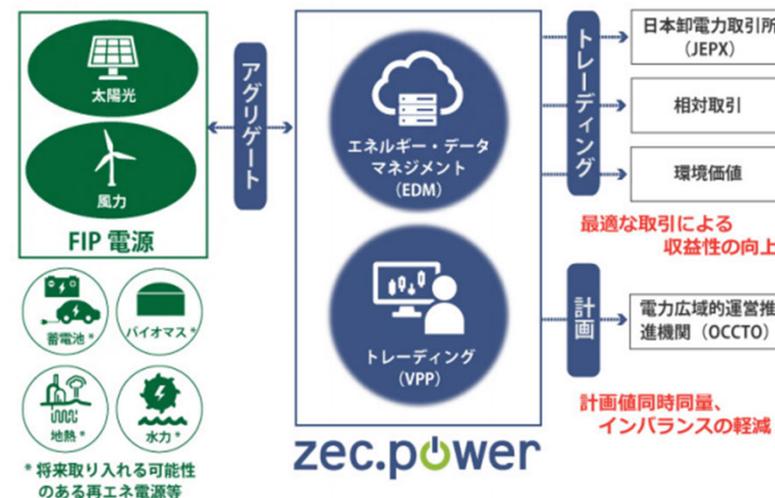
## 東芝ネクストクラフトベルケ(株)



- ✓ 日本国内を中心にバーチャルパワープラント（VPP）技術を活用し、再生可能エネルギー発電事業者や需要家、発電事業者を束ねるアグリゲーター向けに、計画値同時同量への対応や電力の需給調整市場における最適なトレーディング運用などの支援サービスを提供。
- ✓ FIP以降の環境下で、発電事業者に課される計画値同時同量への対応を支援。

(出典) 東芝エネルギーシステムズ(株)HP

## (株)ZECPOWER



- ✓ 欧州の電力市場で長年培った豊富な取引経験に基づく運用スキルを活かして日本での再エネ電力取引を安定化し、市場価格を意識した電力トレーディングや環境価値の取引、相対取引の機会を提供するなど FIP 電源の収益性の向上を支援。
- ✓ またこれらサービスを通じて追加性のある再エネ発電設備への投資を促し、再エネ電力の利用拡大に寄与。

(出典) (株)ZECPOWER HP

# (参考) 再生可能エネルギーの市場統合に向けた各種環境整備

- 再生可能エネルギーの市場統合に向け、FIP制度の詳細設計に並行して、各種環境整備を進めているところ。

## ① アグリゲーターライセンスの創設 (2022年4月施行)

- ✓ 特定卸供給事業者を電気事業法上に新たに位置付け。(持続可能な電力システム構築小委員会にて詳細検討)
- ✓ 規制の適用関係を明確化し、アグリゲーターの信頼性とビジネス環境の向上が期待される。

## ② 蓄電システムの普及拡大

- ✓ 定置用蓄電システムのコスト低減に向けた目標価格や導入見通しの設定、また、価値の最大化に向けた蓄電システム性能の見える化や活用機会の拡大(実証や系統直付け蓄電システムの位置づけ等)を進めている。

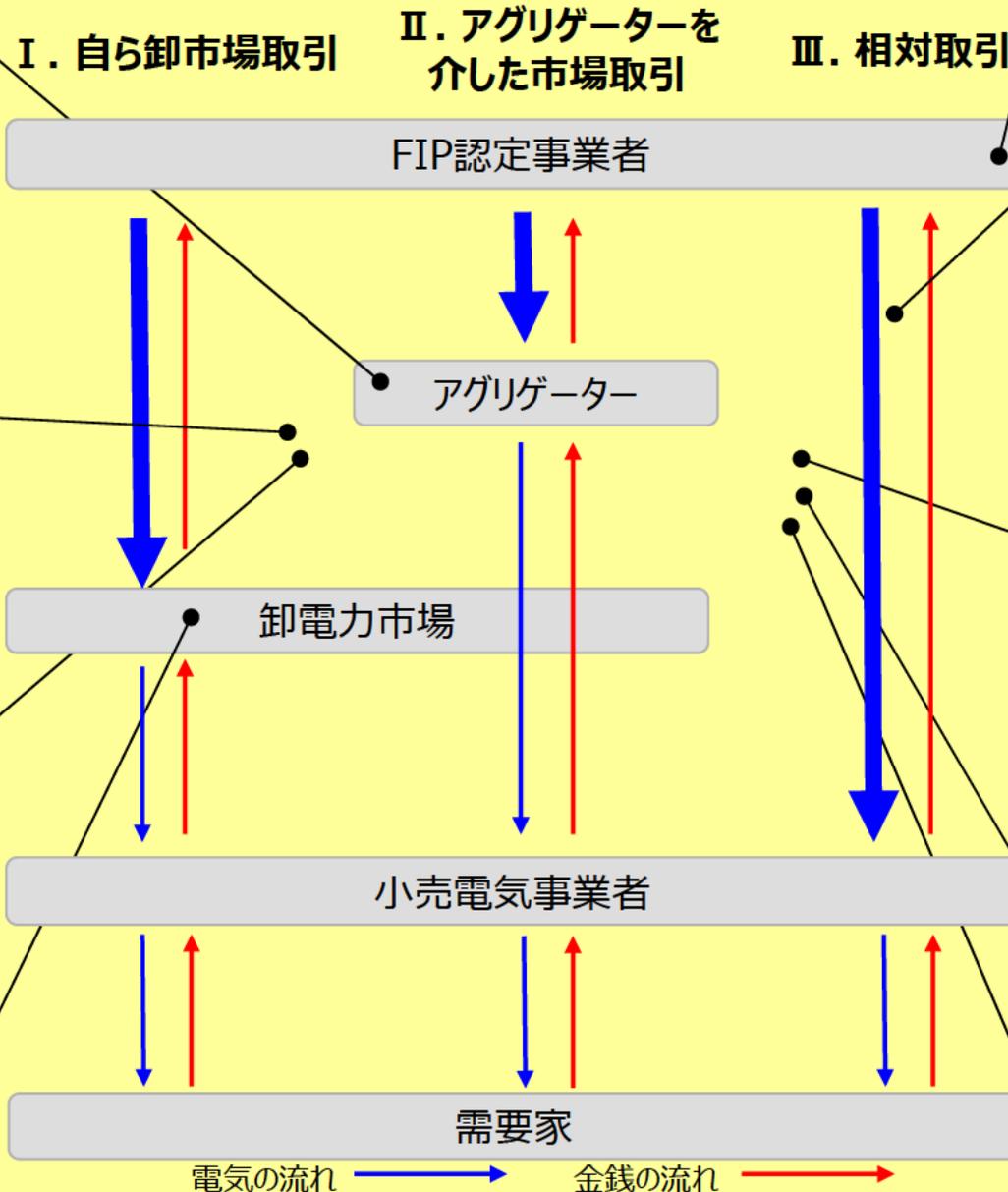
## ③ 需給調整市場の整備

- ✓ デマンドレスポンス事業者や新電力等の新規事業者の市場参加拡大による、より効率的で柔軟な需給運用の実現に向け、2021年度から需給調整市場が開設。

## ④ 時間前市場の活性化

- ✓ 時間前市場での取引ニーズや課題について、電力・ガス取引監視等委員会で改めて検討開始。(シングルプライスオークション導入による買い入れと売り入れとのマッチング強化等)
- ✓ FIP事業者またはアグリゲーターが行う需給調整手段の拡大に寄与。

### FIP制度で想定されるkWh価値の主な市場取引方法



## ⑤ FITからFIPへの移行容認・FIP制度のバランスコスト

## ⑥ オフサイト型PPAの促進

- ✓ 再エネ発電事業者と需要家とが直接小売供給を契約できるようにすべきとの声が出てきており、事業者の声も聞きつつ課題を検討することを、電力・ガス基本政策小委員会にて提起。

## ⑦ 発電事業者(発電契約者)へのスマートメーターデータの提供

- ✓ 一般送配電事業者によるサービスとして、2022年度の早期からスマートメーターで計測された地点毎の30分電力量が発電事業者へ提供される予定。
- ✓ 変動再エネの発電事業者が、実績値をふまえて予測精度を向上させることができ、発電インバランスの回避に寄与。

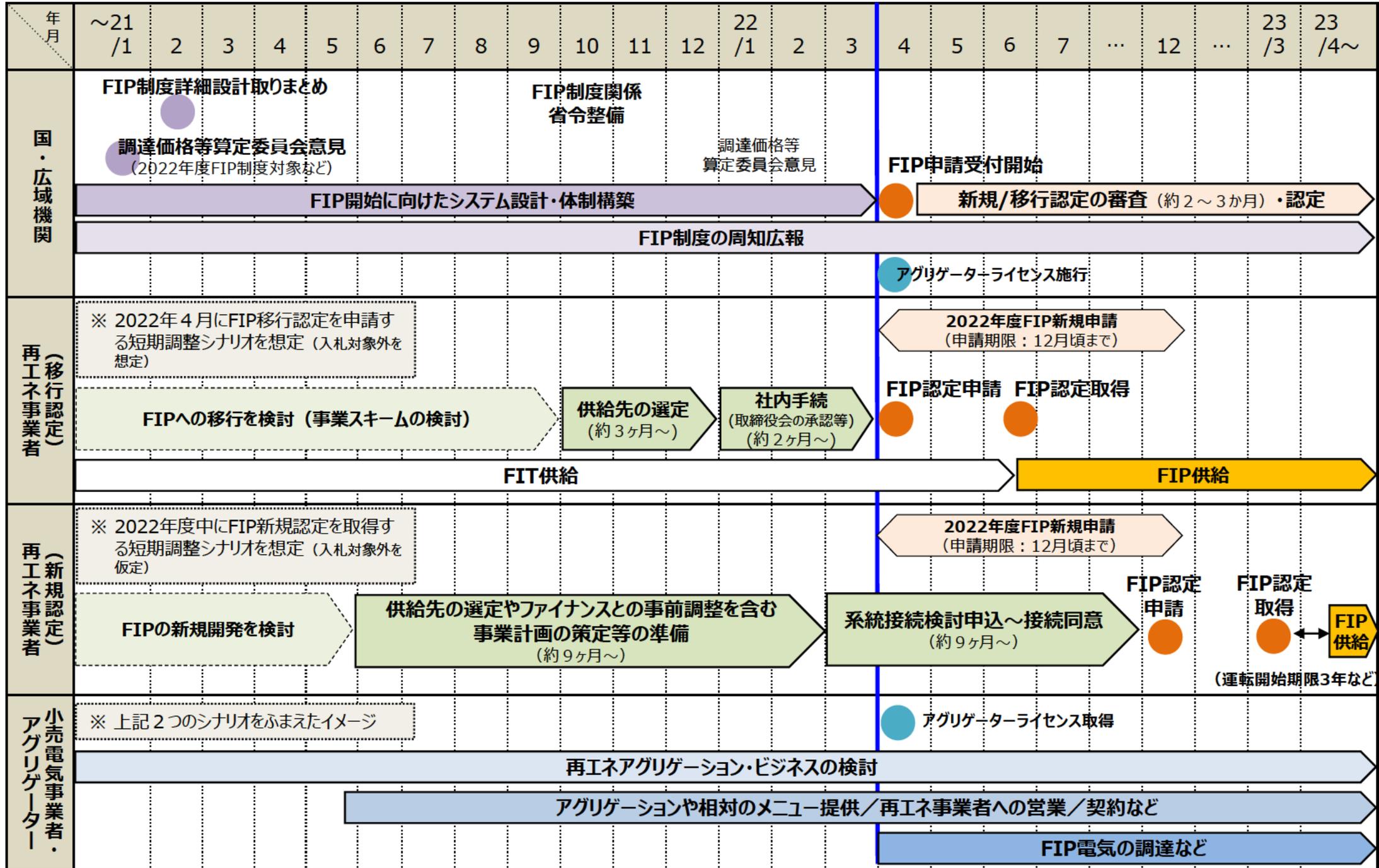
## ⑧ 次世代スマートメーターの検討

- ✓ 次世代スマートメーター制度検討会で、2024年度以降に導入予定の新メーターについて、BG等が系統全体の需給の安定化等に寄与する取組を行いやすくするための仕様を検討。

## ⑨ FIP電源の柔軟なBG組成

# 4. 2022年度FIP制度施行に向けたスケジュール（イメージ）

FIP制度施行 2021/9/7 第35回大量小委、第13回主力化小委合同会議 資料3



※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。