

電源投資の確保について

2022年2月17日

資源エネルギー庁

本日御議論いただきたい事項

- 電源の新規投資の促進のため、新規電源投資について長期間固定収入を確保する仕組み（以下「本制度措置」という。）について、今後検討を深めるべき論点のうち、「**④入札価格の在り方**」、「**⑤調達方式**」、「**⑥制度適用期間**」、「**本制度措置の運営主体**」について、前々回の会合でお示した検討の視点の例を踏まえ、御議論いただきたい。

持続可能な電力システム構築小委員会
第二次中間とりまとめ（2021年8月）より抜粋し赤枠を追加

論点	検討すべき内容
①対象	・具体的な対象 ・CO2を排出する供給力や調整力の取扱い
②募集量	・募集量の設定方法
③リードタイムの考慮	・運転開始までのリードタイムの考慮方法
④入札価格の在り方	・初期投資額の取扱い ・制度期間中に発生する運転維持費や大規模修繕の取扱い ・長期間に渡る他市場収益をどのように考慮すべきか
⑤調達方式	・どのような方法で調達する供給力や調整力を決定するか
⑥制度適用期間	・設備の耐用年数と制度適用期間の関係の考え方
⑦上限価格	・上限価格の設定方法
⑧調整係数	・長期間にわたる調整係数の設定方法
⑨拠出金の負担者	・負担者と負担計算方法の考え方
⑩リクワイアメント・ペナルティ	・参入障壁とのバランスの考慮
⑪現行容量市場との関係	・現行容量市場と制度措置案の統合的な設計の在り方

(参考) 本制度措置の概要

第13回持続可能な電力システム構築小委員会
(2021年12月3日) 資料3

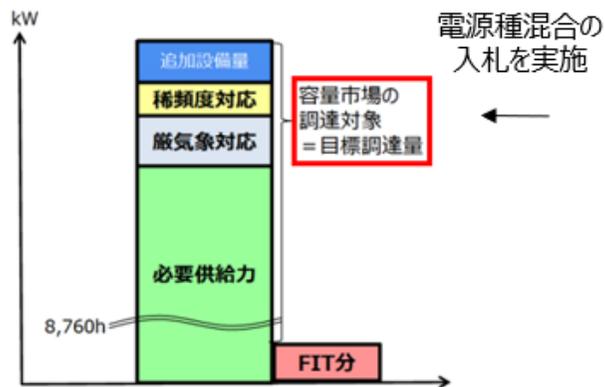
- 本年8月の第二次中間取りまとめでは、「カーボンニュートラルと安定供給の両立に資する新規投資に限り、電源種混合での入札を実施し、落札案件の容量収入を得られる期間を複数年間とすることで、巨額の初期投資の回収に対し、長期的な収入の予見可能性を付与する方法が考えられる。今後、この案を基礎に、制度の詳細を検討していく」こととされた。

持続可能な電力システム構築小委員会
第二次中間取りまとめ (2021年8月) より一部修正

現行の容量市場

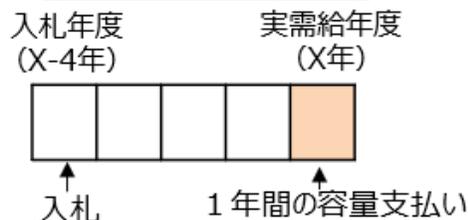
① 目標調達量

② 対象



既設
+
新設

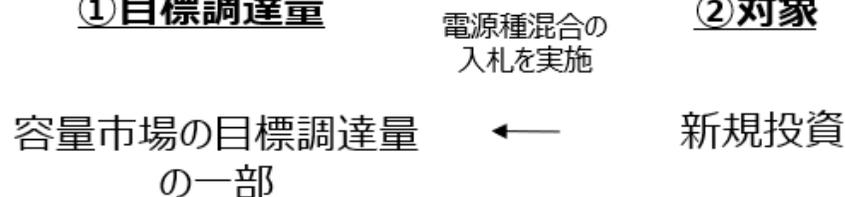
③ 落札案件の収入



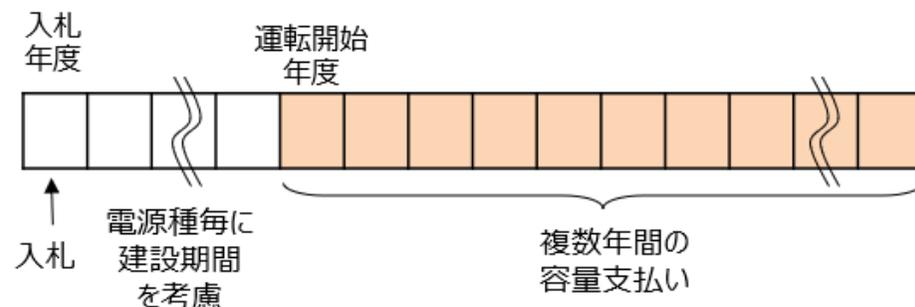
新たな制度措置案

① 目標調達量

② 対象



③ 落札案件の収入



- 前頁の各論点を検討するに当たり、例えば、以下の視点について、どのように考えるか。

(供給力確保・脱炭素化と経済性)

- ✓ 供給力の確保・脱炭素化と経済性の両立をどのように図るか。例えば、短期的により多くの電源を調達したり、脱炭素化の基準をより厳しくしたりすると、電源間の競争圧力が低下し、結果的に全体の経済性が低下する可能性について、どのように考えるか。

(供給力確保と脱炭素化)

- ✓ 供給力の確保と脱炭素化の両立をどのように図るか。例えば、短期的な供給力の増加には必ずしも寄与しない一方、2050年のカーボンニュートラルを目指す中で、中長期的な供給力確保に欠かせない既設電源の脱炭素化投資について、どのように考えるか。

(投資の予見性確保と経済性)

- ✓ 投資の予見性を確保するためには、将来的なリスク要因を最大限排除することが望ましい一方、リスクゼロの仕組みを目指すことが経済性の低下につながる可能性があることについて、どのように考えるか。また、長期に及ぶ電源投資・回収期間中のあらゆるリスク要因をあらかじめ排除することは現実的でない中、制度運用に一定の柔軟性を持たせることについて、どのように考えるか。

(制度全体の効率性)

- ✓ 運用面を含めた制度全体の効率性向上のためには、できる限り個別ルールを排除したシンプルな制度とすることが望ましい一方、異なる特性を有する電源間の競争促進により効率性を高める観点から、各電源の特性に応じた個別ルールを設定することについて、どのように考えるか。

- 1. 入札価格の在り方**
2. 調達方式
3. 制度適用期間
4. 本制度措置の運営主体

入札価格に関する規律の必要性について

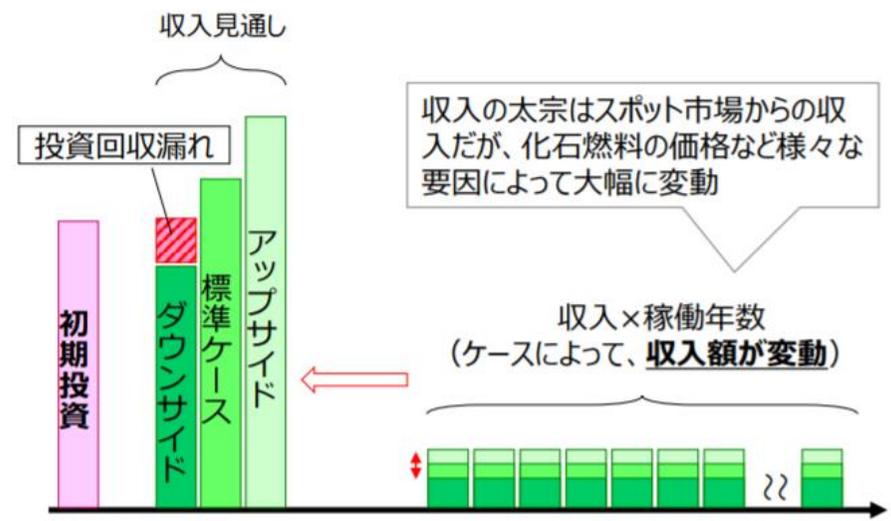
- 現行容量市場では、市場支配力を有する事業者が価格つり上げを行うことを防止するため、入札ガイドラインにおいて、支配的事業者が価格つり上げに該当しない応札価格の考え方が示されている。
- 本制度措置では、脱炭素電源への新規投資を対象に入札を実施するため、(既設電源を多く保有する市場支配力のある事業者が存在する現行容量市場とは異なり、) 基本的に市場支配力を有する事業者は存在しないことから、市場支配力を有する事業者を念頭においた入札価格に関する規律は必要ではないと考えられる。
- 一方で、本制度措置は入札によって落札電源を決定する仕組みであることから、入札を通じて国民負担の最小化を図ることとなるが、かかる目的を達成する観点から、全ての事業者を対象に「上限価格の設定」や「入札価格の監視」等の入札価格に対する一定の規律を設けることが必要ではないか。
- なお、これらの規律を設けるにあたっては、入札価格に織り込むことが適切なコストについて整理することが必要。
- 本制度措置における入札価格に織り込むことが適切なコストについては、本制度措置の趣旨・目的を踏まえて、例えば以下のような項目それぞれの取扱いに関する検討を今後具体的に進めていくこととしてはどうか。
 - 建設費、廃棄費用
 - 制度適用期間中に発生する運転維持費
 - 系統接続費、事業税、発電側課金
 - 事業報酬 (資本コスト)
 - 他市場収益

他市場収益の取り扱いについて

- これまで本制度措置について検討してきた「持続可能な電力システム構築小委員会」においてご議論いただいていた通り、電源投資を安定的に確保する観点からは、「将来収入のダウンサイドリスクへの対応が課題」。
- このため、これに密接に関連する「他市場収益」の取り扱いから、検討することとしてはどうか。

発電事業者の投資意思決定における課題 第7回持続可能な電力システム構築小委員会 (2020年10月16日) 資料3

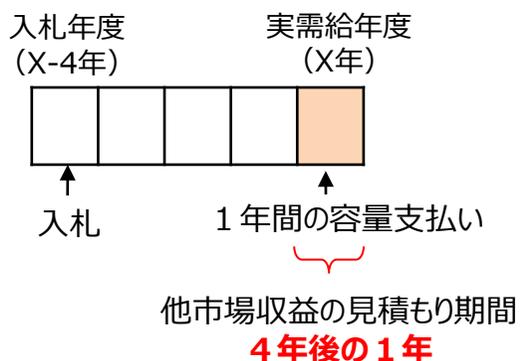
- 民間事業者の投資意思決定においては、「標準ケース」、「アップサイドケース」、「ダウンサイドケース」といった各ケースの発生確率を分析した上で、リスクに見合うだけの収入見通しがあれば、投資が行われるのが一般的。
- 発電事業は初期に多額の投資を伴うことや、前頁の発電事業者の収入構造を踏まえれば、スポット市場からの将来収入のダウンサイドリスクが大きい場合には、投資が十分に進まない可能性がある。
- 電源投資を安定的に確保する観点からは、将来収入のダウンサイドリスクへの対応が課題として挙げられるのではないか。



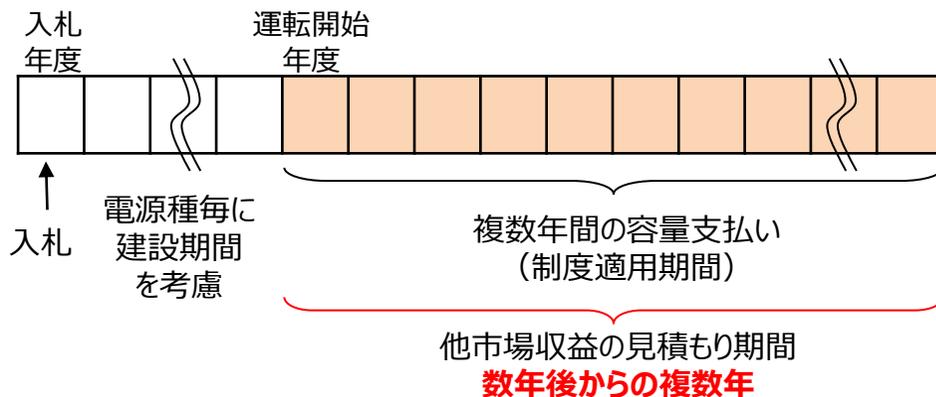
他市場収益の取り扱いについて（設定主体）

- 現行の容量市場では、入札を行う事業者自身が、4年後の1年間の市場価格を予想し、他市場収益を見積もることとされている。
- 一方で、本制度措置は、入札後、電源の建設期間を経て、運転開始後、複数年間の容量支払いを受けることとなるため、こうした将来かつ長期間における市場価格の予想や精度の高い他市場収益の見積もりは、極めて困難である。
- 本制度措置は新規投資案件のみを対象としており、落札できなければ投資を行わない判断が可能である。このため、仮に、現行の容量市場と同様に事業者自身が他市場収益を見積もる場合、入札を行う事業者は、現行容量市場よりも保守的な入札（他市場収益を低く見積もった入札）を行う可能性が高く、ひいては国民負担の増大につながるおそれがある。
- このため、他市場収益は事業者が見積もるのではなく、制度側で設定することが適切ではないか。

現行の容量市場

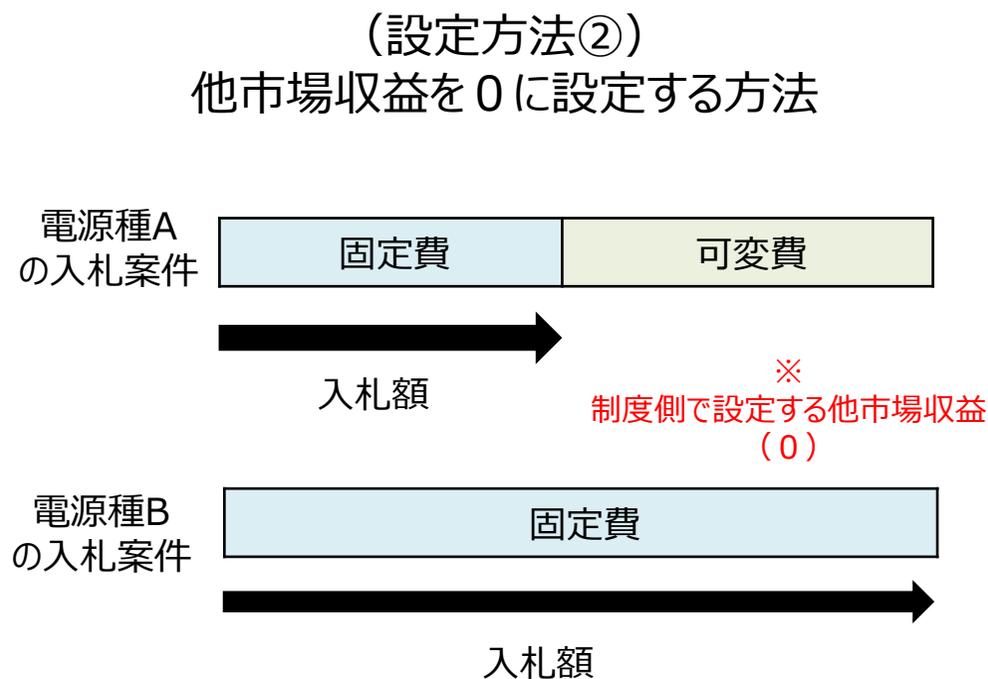
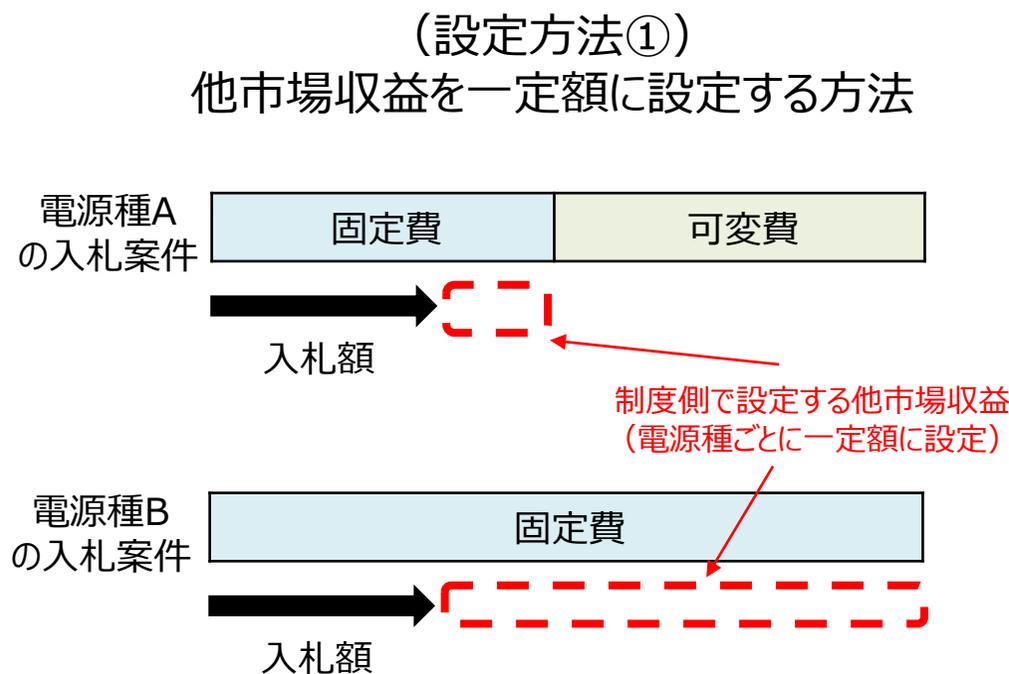


本制度措置



他市場収益の取り扱いについて（設定方法の選択肢）

- 他市場収益を制度側で設定する場合、大別して「**設定方法①：他市場収益を電源種毎に一定額に設定する方法**」と「**設定方法②：他市場収益を全電源種一律に0に設定する方法**」が考えられるのではないか。



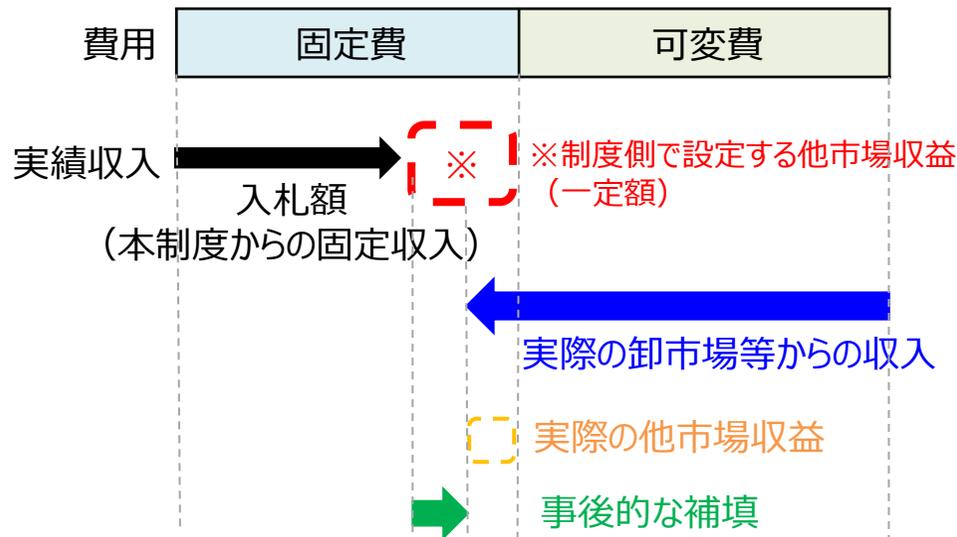
(参考) 過去の会合で頂いた御意見

- ・長期的な電源投資におきましては、調整力市場など、他市場収益に対する予見性というのは決して高くはないのかなと考えますと、入札価格の設定において他市場収益を反映するといった、そういった方法だけでは、将来的にキロワットやΔキロワットを有するようないった電源の確保というのは保証できないのではないかと、そういった懸念を持ちました。
- ・長期的な将来の他市場収益を一定の確度で見込むことは相当ハードルが高く、ある程度確度高く見込めない場合は投資に繋がらないため、今後慎重な議論が必要。

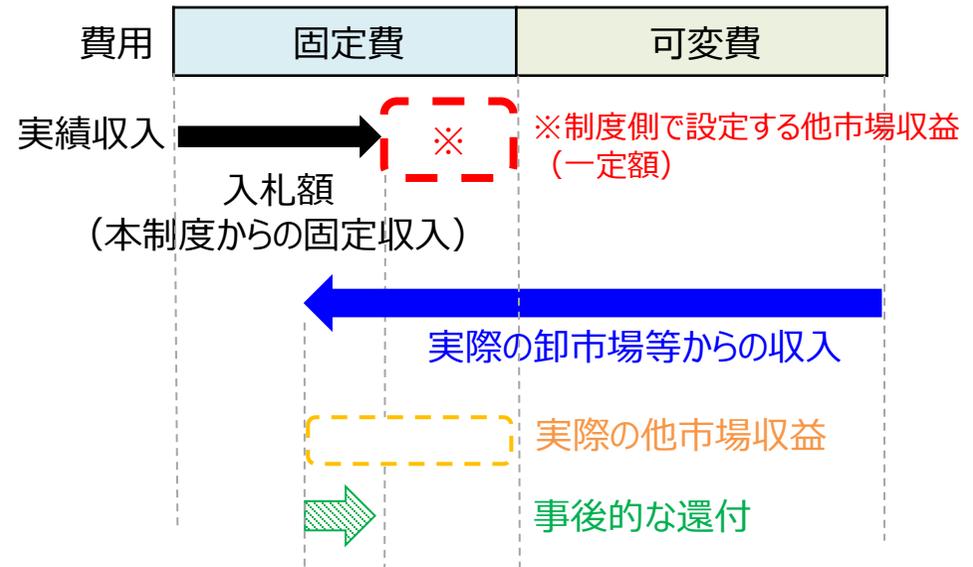
他市場収益の取り扱いについて（設定方法①の具体的内容）

- 設定方法①については、具体的には、次スライド（参考）のような設定方法が考えられるところ。
- また、仮に次スライドのように制度側で他市場収益を設定し、それに基づいて事業者が入札を行う場合、実際の他市場収益が小さくなる可能性があるが、これを事業者自身のリスクとすると投資回収の予見性確保につながらないため、収入の長期的な予見性を付与する観点から、その差分（制度側で設定した他市場収益－実際の他市場収益）は制度で補填する必要があるのではないかと。
※ただし、合理的な発電行動を行わないことで実際の他市場収益が小さくなる場合には、補填を行わないこととすべきではないか。
- 逆に、実際の他市場収益が大きくなった場合は、稼働インセンティブに配慮しつつ、一定の還付が必要ではないか。

＜補填が生じるケース＞



＜還付が生じるケース＞



(参考) 設定方法①の具体的内容

- 設定方法①の場合、発電する**(1)容量市場以外の他市場の予想価格**と、**(2)電源毎の可変費**の設定が必要。
- **(1)他市場の予想価格**は、将来の10年超もの価格水準を合理的に見込むことは極めて困難であるため、**過去数年間の実績**を参照する方法が考えられるのではないかと。
 - 具体的には、例えば、**kWh市場は、直近3年間の30分コマ別のスポット市場価格**を、**非化石価値取引市場や需給調整市場は、直近3年間の加重平均価格**を参照することが考えられるのではないかと。
 - ただし、足下2年間はスポット市場価格が高騰している中で、**入札のタイミング次第で、制度側で設定する他市場収益が大きく変動する**といった課題が存在するのではないかと。
- **(2)可変費**は、**入札電源の可変費**を用いることが自然だが、再エネ（バイオマスを除く）の可変費は0である一方で、可変費のある電源については、その燃料価格の予測が困難であることから、**発電コスト検証における可変費**を参照する方法が考えられるのではないかと。
 - ただし、**揚水の可変費**はポンプをくみ上げるために活用する電力の価格に相当し、**蓄電池の可変費**は系統側から吸い込む電力の価格に相当するが、その価格は**一意に設定することが困難**であるため、こうした電源種については可変費の**設定についてどのように考えるか**。
- その上で、**「(1)のスポット市場価格 > (2)の可変費」となるコマを稼働とみなして、当該コマに非化石価値収入を加算して、機械的に他市場収益を設定**する方法が考えられるのではないかと。
 - ただし、可変費が小さい電源は、過大な設備利用率となってしまうため、**発電コスト検証における設備利用率を超えてしまう電源種は、発電コスト検証における設備利用率に換算する必要があるのではないかと**。
 - また、kWhをスポット市場で取引するか、需給調整市場で取引するかは、実際には電源毎に判断されるため、**需給調整市場からの収益を制度側で設定する他市場収益に反映することは困難である点についてどのように考えるか**。

(参考) 設定方法①による他市場収益の設定イメージ

日付	時間	コマ	①	②	③
			収入 販売単価 (円/kWh)	費用 可変費 (円/kWh)	差し引き ①-② (円/kWh)
4月1日	0:00~0:30	1	10	8	2
	0:30~1:00	2	7	8	-1
	1:00~1:30	3	11	8	3

9月30日	17:00~17:30	34	15	8	7
	17:30~18:00	35	16	8	8

3月31日	23:30~24:00	48	5	8	-3

④ 計算上の設備利用率：X%

※ X = ③が0以上のコマ合計 ÷ 全期間の全てのコマ合計

⑤ 入札時の他市場収益 (円/kW)

$$= \Sigma(a \times 1 + \text{非化石価値価格}) \times 1/2 \times 2 \times b \times 3$$

※ 1 「③>0」となるコマの③の値

※ 2 30分コマ毎の計算のため

※ 3 可変費が小さい電源は、Xが過大な設備利用率となるため、発電コスト検証における設備利用率(Y%)に換算するべく、以下のbを乗じる
 X ≥ Yの場合：b = Y/X
 X < Yの場合：b = 1

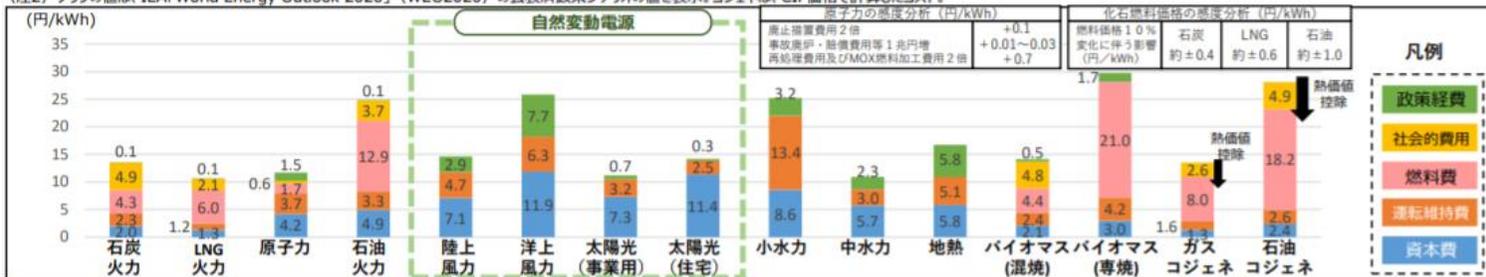
① 直近3年間の
コマ別スポット平均価格

② 発電コスト検証
における可変費

(参考) 2030年の電源別発電コスト試算 (令和3年9月発電コスト検証より)

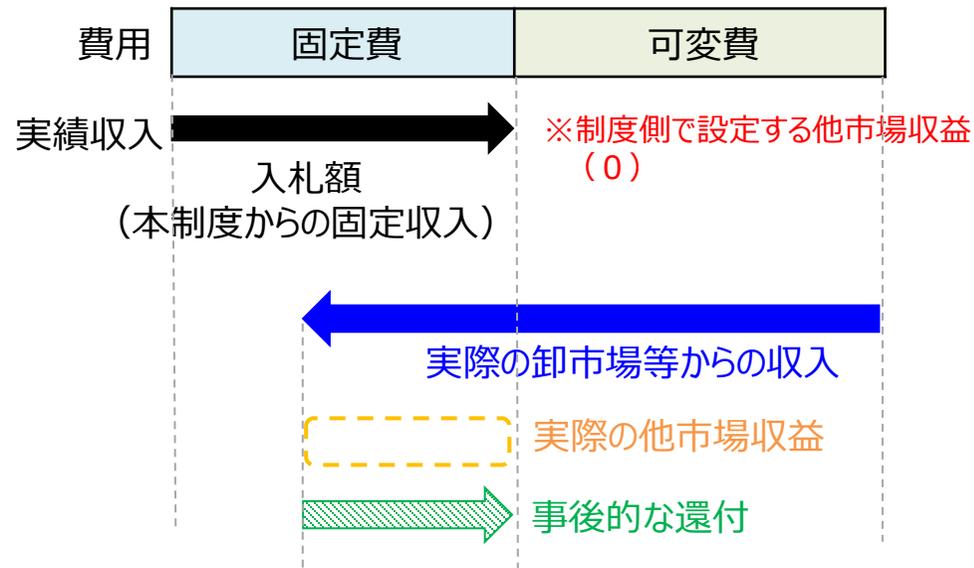
電源	石炭火力	LNG火力	原子力	石油火力	陸上風力	洋上風力	太陽光(事業用)	太陽光(住宅)	小水力	中水力	地熱	バイオマス(混焼, 5%)	バイオマス(専焼)	ガスコジェネ	石油コジェネ
発電コスト(円/kWh) ※()は政策経費なしの値	13.6~22.4 (13.5~22.3)	10.7~14.3 (10.6~14.2)	11.7~ (10.2~)	24.9~27.6 (24.8~27.5)	9.8~17.2 (8.3~13.6)	25.9 (18.2)	8.2~11.8 (7.8~11.1)	8.7~14.9 (8.5~14.6)	25.2 (22.0)	10.9 (8.7)	16.7 (10.9)	14.1~22.6 (13.7~22.2)	29.8 (28.1)	9.5~10.8 (9.4~10.8)	21.5~25.6 (21.5~25.6)
設備利用率	70%	70%	70%	30%	25.4%	33.2%	17.2%	13.8%	60%	60%	83%	70%	87%	72.3%	36%
稼働年数	40年	40年	40年	40年	25年	25年	25年	25年	40年	40年	40年	40年	40年	30年	30年

(注1) 表の値は、今回検証で扱った複数の試算値のうち、上限と下限を表示。将来の燃料価格、CO2対策費、太陽光・風力の導入拡大に伴う機器価格低下などをどう見込むかにより、幅を持った試算としている。例えば、太陽光の場合「2030年に、太陽光パネルの世界の価格水準が著しく低下し、かつ、太陽光パネルの国内価格が世界水準に追いつくほど急激に低下するケース」や「太陽光パネルが劣化して発電量が下がるケース」といった野心的な前提を置いた試算値を含む。
 (注2) グラフの値は、IEA「World Energy Outlook 2020」(WEO2020)の公表済政策シナリオの値を表示。コジェネは、CIF価格で計算したコスト。



他市場収益の取り扱いについて（設定方法②の具体的内容）

- 設定方法②の場合、入札を行う事業者は、固定費ベースでの入札を行うこととなる。
- この場合、運転開始後、実際の他市場収益を事業者の利益としてしまうと、事業者は、収入のダウンサイドリスクの手当がされる一方で、収入のアップサイドは制限なく享受することが可能となり不適切であるため、稼働インセンティブに配慮しつつ、一定の還付が必要ではないか。



他市場収益の設定方法①・②の評価

- 設定方法①・②の評価は以下の通り。その他、各設定方法に関して、考えられる評価や留意すべき点はあるか。

	設定方法①：他市場収益を一定額に設定	設定方法②：他市場収益を0と設定
内容	<ul style="list-style-type: none"> ● 入札時は、<u>制度側で設定した他市場収益を控除</u>して、応札を行う。 ● 入札時に<u>制度側で設定した他市場収益（A）と、実際の他市場収益（B）</u>について、「$A > B$」の場合は差額分を補填し、「$A < B$」の場合は稼働インセンティブに配慮しつつ、<u>差額分の一部を還付</u>させる。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 入札時は、<u>他市場収益を0</u>として、応札を行う。 ● 運転開始後、稼働インセンティブに配慮しつつ、<u>実際の他市場収益の一部を還付</u>させる。
評価	<ul style="list-style-type: none"> ○ 合理的な他市場収益の設定を行うことが出来れば、固定費の大小に依らない競争となるため、公平な競争となりやすい △ 制度側で設定する他市場収益の設定が複雑となり、その設定に当たっての前提条件の設定が困難（他市場の予想価格を過去実績とした場合、入札のタイミング次第で、制度側で設定する他市場収益が大きく変動しうる。一部の電源種は可変費の設定が困難。等） △ 補填を行わないケース（合理的な発電行動を行わないことで実際の他市場収益が小さくなった場合）の判断が困難 	<ul style="list-style-type: none"> ○ 入札時の他市場収益の見積りが不要で、シンプルな設計となる △ 固定費が小さく可変費が大きい電源が有利となる

他市場収益の取り扱いについて（検討を今後深めるべき論点）

- 他市場収益の設定方法に関しては、設定方法①・②いずれの場合も、以下のような論点が存在。
 - 実際に還付や補填をする場合における、他市場収益（卸市場等からの収益など）及び可変費の考え方
 - 実際に還付をする場合における、（稼働インセンティブに配慮した）一定の還付割合の考え方
- 他市場収益の設定方法については、検討の視点（例）（4頁参照）として挙げられている以下の観点や本日いただいたご意見も踏まえ、上記の各論点や上限価格の設定方法などと共に、次回以降具体的に検討を進めることとしてはどうか。
 - 投資の予見性確保を図りつつ、制度運用に一定の柔軟性を持たせる観点
 - 制度全体の効率性向上のため、できる限り個別ルールを排除したシンプルな制度設計とする観点
 - 異なる特性を有する電源間の競争促進により効率性を高める観点

1. 入札価格の在り方
- 2. 調達方式**
3. 制度適用期間
4. 本制度措置の運営主体

調達方式について

- 落札電源を決定する調達方式は、「**価格競争方式**」や「**総合評価方式（価格面のみならず性能等を含めた評価）**」が考えられる。本制度措置の目的や運用面を含めた制度全体の効率性向上の観点から、いずれの調達方式を採用すべきか。

FIT制度における入札 (事業用太陽光、陸上風力、バイオマス)

- 入札資格要件や保証金の設定等を前提とした上で、「**価格競争方式**」を採用。

みなし小売電気事業者による 火力電源入札

- 「**価格競争方式**」と「**総合評価方式**」の選択制。

(理由) 価格要素を8割以上としているが、運転開始時期の調整や、通告変更期限の弾力性、燃料調達の確実性、事業継続の確実性などの非価格要素も含めて評価することが可能。

公共工事における入札 (公共工事の品質確保の促進に関する法律)

- 「**総合評価方式**」を採用。

(理由) 公共工事の品質が工事等の受注者の技術的能力に負うところが大きいこと、個別の工事により条件が異なること等の特性を有することに鑑み、経済性に配慮しつつ価格以外の多様な要素をも考慮し、価格及び品質が総合的に優れた内容の契約がなされることにより、確保されなければならない。(第三条二項 抜粋)

(参考) 過去の会合で頂いたコメント

第11回持続可能な電力システム構築小委員会 (2021年5月19日)

・オークション方式と整理されている箇所については、本来の問題の設定からすると、調達方式ではないか思います。オークションで取ってくるというのは、非常に重要な、自然で最初に考えるべきメインの発想だとは思いますが、これは普通にシングルかマルチかという、そんな問題だけではなくて、例えば総合評価方式で取るだとか、あるいは1件1件審査して、一定の上限量、あるいは一定の上限金額に到達するまで審査の上取るという格好にする、いろんなやり方があり得ると思います。調達方式という格好で間口を広げた上で、それでオークションをすれば、それはシングルプライスカマルチプライスカという問題設定とすべきだと思いました。

第60回制度検討作業部会 (2021年12月22日)

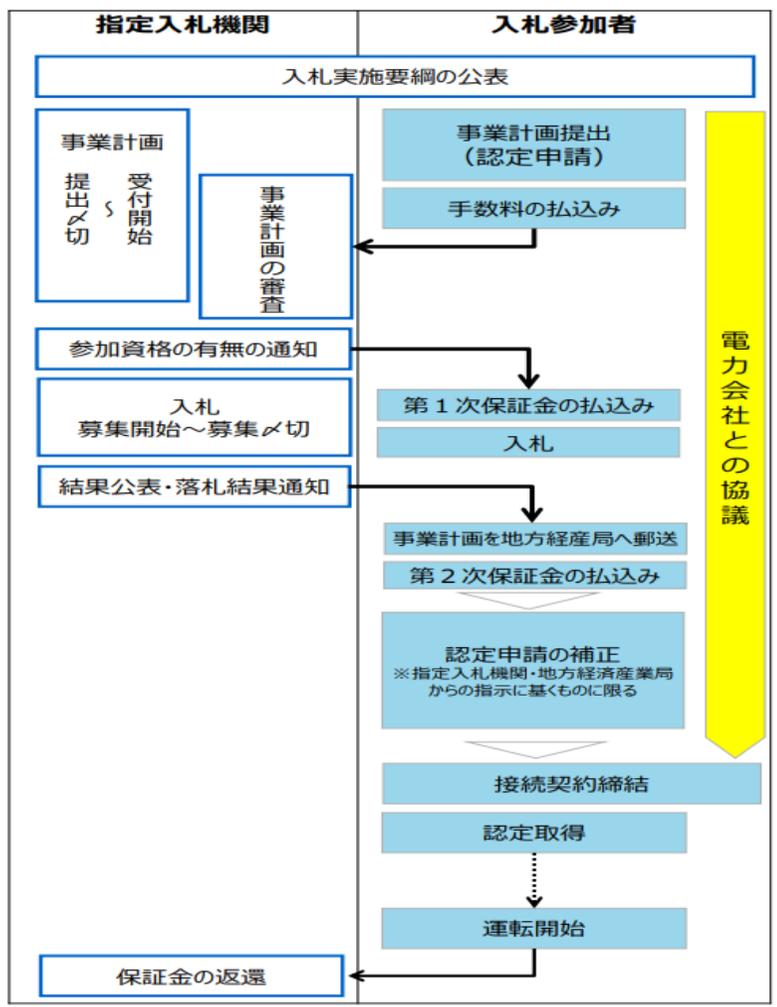
・確実な供給力を確保するための追加的な手当が必要となるその量を認識した上で、電源種によってはキロワットに長けたものやΔキロワットに長けたもの、またその両方に適用できるものがございますので、技術開発や競争の促進を妨げることなく、必要となる供給力や調整力が適切に確保される措置を考える必要があると思っています。そういった意味では、必ずしもシングルプライスオークションに限らず、各電源種が持つ価値に着目して、複合的な評価で決めていくというようなやり方もあるのではないかと思います。

調達方式について

- 本制度措置は、制度適用期間を複数年とする一定程度大規模な投資を想定したもの。
- このような観点を踏まえれば、入札の実施にあたっては、**事業の実施能力や事業継続の确实性を担保する観点**が重要ではないか。
- こうした観点を担保する方法としては、総合評価方式や価格競争方式をベースとした上で以下のような方法も考えられる。
 - **事業計画の提出を求め、一定の条件に満たないものは入札資格を与えない方法**
 - FIT制度での入札などのように、**入札時に保証金を徴収し、認定取得に至らない案件は保証金を没収する方法**
- また、
 - 本制度は様々な電源種混合の競争入札制度であり**公平な評価方法を策定することは難しい面もあること**
 - 長期、安定的かつ効率的な発電事業の実施の多くの要素は最終的には価格に反映されること
 - 現行容量市場同様に**リクワイアメントを通じて電源の稼動を担保することを想定**していることなどを踏まえれば、事業の実施能力や事業継続の确实性を担保するため**入札資格要件や保証金の設定等の検討**を行っていくことを前提として、制度全体の効率性向上の観点から、まずは「**価格競争方式**」からスタートすることとしてはどうか。

(参考) FIT制度における入札

● **FIT入札**では、適正な入札の実施や、落札者の確実な事業実施を担保するため、**保証金の支払い**や**事業計画の提出**を求めている。



(参考)FITの第一次保証金没収事由

- 入札参加資格審査用の事業計画に虚偽記載をした者の入札等
- 入札後、結果公表までの間に、入札参加資格基準へ不適合
- 落札後、期限までに第二次保証金の全額提供がなかった場合

→ 全額没収

(参考)FITの第二次保証金没収事由

- 事業中止、大幅な出力減少(20%以上)、出力増加、事後的な蓄電池併設、設置場所の変更、認定取得期限までの認定取得なし、保証書の効力消滅、談合等の不正行為、反社会的組織と関係、METIから補助金交付等休止措置・指名停止措置中
- 出力減少(20%未満) → 減少分相当没収

※没収免除となる不可抗力事由

- 公共事業等による落札に係る再エネ発電設備の設置場所の収用
- 激甚災害の指定を受けた災害による直接の被害
- 戦争等の武力行使による直接の損害

(参考)FITの運転開始期限

- 太陽光(10kW以上)：3年(環境アセス込みで5年)
- 風力：4年(環境アセス込みで8年)
- 地熱：4年(環境アセス込みで8年)
- 中小水力：7年
- バイオマス：4年

(参考) 火力電源入札 (価格競争方式 or 総合評価方式)

<p>(b) 評価項目</p> <p>評価項目については、価格要素の他に非価格要素による評価を可能とし、非価格要素についてもポイント制等により客観化し、価格要素と併せて自己判定し得るシステムとすべきである。この際、価格要素と非価格要素の評価に当たっての重み付けの割合は、効率的電源の確保という観点から価格要素がより反映 <u>価格要素が概ね8割以上</u> されるものとする必要がある。</p> <p>(i) 価格要素は、原則として以下のとおり。</p> <p>①電源の入札価格 (減価償却費を考慮した契約期間の平均価格とする)</p> <p>②系統アクセスコスト</p> <p>※現行制度上発電事業者のコストとして取り扱われる電源線の敷設費用等 (特定負担分) については、「①電源の入札価格」として応札価格に含めることとし、発電事業者の特定負担とする。一般送配電事業者は、事前に行う接続検討により算定した電源線の敷設費用等を、発電事業者に提示するものとする。なお、応札締切後に状況変化が生じた場合には、中立的機関に対してその理由を明らかにした上で、事前に行う接続検討により算定された電源線の敷設費用等の額と異なる額を算定し、これを「①電源の入札価格」に反映することも可能とする。この場合、入札実施会社</p>	<p>(ii) 非価格要素については、入札実施会社ごとの事情により様々なものが考えられるが、一例を示すと以下のとおり。評価基準及び調整単価については、入札要綱において事前に公表することが必要である (評価過程のみに適用)。</p> <p>①運開時期の調整 — 調整を行う場合の優先順位に関するルールの事前開示及びその調整に伴う費用の補償を前提に3年以内まで調整可能である者を加点点評価。</p> <p>②需給運用の弾力性 — ELD運転、AFC運転、ガバナフリー運転や起動停止(DSS)等が可能な電源を、それぞれ需給運用への貢献の度合いに応じて、複数段階で加点点評価。</p> <p>③通告変更期限の弾力性 — 前日又は当日の通告変更に対応できる電源については加点点評価。</p> <p>④利用率変動許容性 — 入札実施会社と落札者の協議により±10%を超える年間利用率の変動を受け入れられるものを評価する等。</p> <p>⑤用地確保等の確実性 — 用地を既に取得している者又はリース契約を締結している者を加点点評価。また、温排水対策の確実性についても評価。</p> <p>⑥燃料調達の実確性 — 燃料調達に関する具体的計画を有している者を加点点評価。</p> <p>⑦事業継続の実確性 — 発電事業者の事業継続の実確性 (信用力等) について評価。</p>
<p>は、あらかじめ入札要綱にその旨を明記するとともに、価格への反映方法についても記載するものとする。³</p> <p>③需要地近接性 — 託送供給等約款における取扱いに準じる。</p> <p>④環境特性 — 次の(イ)、(ロ)のいずれかのうち応札者が選択する手法により評価することとする。</p> <p>(イ) 入札実施会社が自社の最終的な排出係数の調整を行うことを前提に、入札実施会社の全電源CO2排出原単位への影響を、あらかじめ入札実施会社が算定した基準 (現在のCO2クレジットの市場価格や国際的指標の見通しを元に算定) により価格評価 (評価過程のみに適用)。</p> <p>(ロ) 発電事業者側でCO2クレジット調達すること等により、排出係数を調整した上で応札し、そのための費用は「電源の入札価格」に算入。</p>	

オークション方式

- 落札電源を決定するオークション方式は、以下の通り、「シングルプライス・オークション」や「マルチプライス・オークション」が考えられる。
- 本制度措置は、様々なコスト構造・特性を有する電源種混合の入札であって、「初期投資に対し、長期的な収入の予見可能性を付与」することを目的としていることを踏まえれば、入札事業者が投資回収に資する価格で応札し、その価格が落札価格となるマルチプライス・オークションを採用することが適切ではないか。

電源投資を促す制度におけるオークション方式

シングルプライス・オークション	マルチプライス・オークション
● 容量市場	● みなし小売り電気事業者による火力入札

1. 入札価格の在り方
2. 調達方式
- 3. 制度適用期間**
4. 本制度措置の運営主体

制度適用期間について（考慮すべき要素）

- 本制度措置は、「電源種混合での入札を実施し、落札案件の容量収入を得られる期間を複数年間とする」方向で検討をすることとしているところ。
 - 脱炭素化された電源の拡大を図るという本制度措置の目的に照らせば、制度適用期間は、以下の点を踏まえて設定する必要があるのではないか。
 - 発電事業者に投資回収の予見性を付与するに必要な期間（事業計画や耐用年数と整合的）であること
 - 国民負担の平準化のためには、一定の長期間とすべき
 - 金融実態を踏まえ資金調達が可能な期間であること（※）
- （※）FIT制度における中小水力の調達期間は、金融実態を踏まえ、法定耐用年数より短い20年に設定。
- また、本制度措置は、様々なコスト構造・特性を有する電源種混合の入札を実施する中で、電源間の競争を促進していく必要があるが、電源間の公平性や制度全体の効率性を高める観点を踏まえて検討することとしてはどうか。

（参考）過去の会合で頂いたご意見

第9回構築小委員会

15年とかいう期間、もっと長くなるのかもしれませんが、支払額を固定することはとても意味のあることだと思います。さらに、運開までの期間をx年と定めて、したがって、かなり前の段階でもリードタイムの長い電源は対応できるというのはとてもいい提案だと思いますが、これはその事業者がぜひ選べるようにしていただきたい。例えば、標準的には8年となったとしても、条件がよくて6年でできるケースでは6年前から参加して、その時点から15年間固定できるとかという、柔軟な対応が許される制度設計にしていきたい。

（参考）平成24年度調達価格及び調達期間に関する意見（平成24年4月27日調達価格等算定委員会）

4. 中小水力

（4）調達期間

発電設備の法定耐用年数は22年であるが、20年を超える資金調達は金融実態から事実上困難と認められたため、法定耐用年数どおりとすると、資金調達に支障を来し、事業者の参入が困難となることが危惧された。このため、調達期間としては、法定耐用年数22年より短い20年とした。

(参考) 一般的な借入期間について

電力分野のトランジション・ロードマップ
(2022年2月)より抜粋し赤枠を追加

(参考)債券とローンの違い 電力会社の状況

- 電力会社の資金調達においては、発行体の保有資産全体を担保とした優先弁済権が付与される「一般担保付社債」の発行が可能である。幅広い投資家層のアクセスを可能としており、発行利率の低減にも寄与している。
- ただし、「一般担保付社債」発行は2025年3月末までとなっており、以降の長期資金対応のためにもトランジション・ファイナンスは重要である。

資金調達手法(債券とローン)の特性比較

	ボンド	ローン
資金提供者	個人投資家(不特定) 機関投資家	銀行等の金融機関
資金調達規模	一般的には、ローンと比較すると多額の調達が容易と言われる	一般的には、債券と比較すると多額の調達が容易でないとと言われる
調達コスト	変動金利ベースの調達(発行)もあるが、ローンと比べると固定金利が一般的	一般的には「基準金利+スプレッド(事業に進行等に応じて上乘せされる金利)」
借入期間	一般的には、ローンと比較すると長期間対応の可能性が高いと言われる	一般的には、多くの金融機関が対応可能な年数は5～10年程度(最長20年程度)と言われる
返済(償還)の柔軟性	一般的には、分割返済も可能だが、ローンと比較すると期限一括返済(償還)が多いと言われる	一般的には、元利均等が原則だが、債券と比べると柔軟な返済スケジュールの設定が可能と言われる
リスケジュール等の柔軟性	組み直しも可能だが、ローンと比べると柔軟性には難がある	債権者の承諾が前提となるが、債券と比べると容易とされる
その他	基本的に債権者は不特定という考え方。債権者間の意思統一に一定の工夫が必要と思われる	債権者が明確である

制度適用期間について（基礎的な考え方）

- 制度適用期間を設定する上での基礎的な考え方については、
 - 案①：法人税法上の法定耐用年数を基礎に設定する方法
 - 案②：想定稼働期間を基礎に設定する方法
 が考えられる。
- 本制度措置の趣旨・目的から、**他の新規投資制度と同様、一般的に想定される投資回収期間や資金調達の観点**を踏まえ、**案①を採用**することとしてはどうか。

	案①：法人税法上の法定耐用年数を基礎とする	案②：想定稼働期間を基礎とする
採用例	FIT・FIP制度や火力入札制度で採用。 実際には、15年や20年などと設定	発電コスト検証で採用。 太陽光は25年、アンモニア・水素などは40年
評価	<ul style="list-style-type: none"> ○ 金融実態を踏まえた期間となり、資金調達がしやすい ○ FIT・FIP制度や火力電源入札制度など、他の新規投資制度と整合的 △ 案②と比較すると、短期間での投資回収となるため、相対的に世代間負担の公平性が確保されにくい 	<ul style="list-style-type: none"> ○ 案①と比較すると、制度期間が長いため、相対的に世代間負担の公平性が確保されやすい ○ 長期間の運転が確保されやすい △ 20年超の長期間となり、資金調達の観点から懸念あり

制度適用期間について（具体的期間）

- 以上の基礎的な考え方を前提として、制度適用期間を検討するにあたっては、更に、**全電源種共通とするか否か**といった論点を検討することが必要。
- この点については、以下の評価を踏まえ、「**全電源種共通**」とすることとし、その**期間**は、FIT・FIPでも多くの電源種の制度適用期間となっている**20年を基本**とすることとしてはどうか。
- なお、その上で、**20年よりも長期又は短期の適用期間を希望する事業者が存在する場合**、以下の観点を踏まえ、**事業者の任意に委ねることについて、どのように考えるべきか**。
 - 落札した脱炭素電源の長期稼働を促す観点
 - 国民負担の平準化の観点
 - 資金調達の柔軟性の観点

※上記は新設・リプレース案件の制度適用期間であり、既設改修案件の取り扱いについては、別途検討予定。

	全電源種共通	電源種別
考え方	全電源種共通の期間を一律に適用	電源種別の期間（主要設備の法定耐用年数）を一律に適用
評価	○全電源種共通であり、制度設計がシンプルとなる	△「想定稼働年数が長く、法定耐用年数が短い電源種」の制度適用期間が短くなり、「想定稼働年数が短く、法定耐用年数が長い電源種」の制度適用期間が長くなり、公平性に課題

(参考) 制度適用期間に関する参考情報

<FIT・FIP制度における制度適用期間>

太陽光 (事業用)	太陽光 (住宅)	陸上風力	洋上風力	水力	地熱	バイオマス(専 焼)
20年	10年	20年	20年	20年	15年	20年

※陸上風力・水力・地熱のリプレースも上記と同じ期間

出所：経済産業省HP

<法人税法上の法定耐用年数(発電機などの主要設備)>

石炭 火力	LNG 火力	原子力	陸上 風力	洋上風力	太陽光	水力	地熱	バイオマス (専焼)
15年	15年	16年	17年	17年	17年	22年	15年	15年

出所：国税庁HP

<基本政策分科会に対する発電コスト検証に関する報告(令和3年9月)における2030年の電源別稼働年数>

石炭 火力	LNG 火力	原子力	陸上 風力	洋上 風力	太陽光 (事業用)	太陽光 (住宅)	小水力	中水力	地熱	バイオマ ス(専焼)
40年	40年	40年	25年	25年	25年	25年	40年	40年	40年	40年

※アンモニア専焼は石炭火力同様に40年、水素専焼はLNG火力同様に40年にて設定。

<新しい火力電源入札の運用に係る指針>

(7) 供給期間

発電事業は巨額の投資を伴う事業となり確実な資金回収が必要であることや、入札実施会社の長期的な供給計画を担う電源として確保することから、長期契約ができる必要があるが、一方、長期契約では状況変化に柔軟に対応することが困難であること、卸電力市場の流動性が低下すること等のデメリットも考えられる。こうした状況を踏まえ、供給期間は15年間を原則としつつ、応札者の希望があれば15年未満又は15年を超える期間の応札も可能とする。なお、供給期間の異なる電源の評価において公平性、透明性を担保する観点から、評価の方法を事前に公表することが適当である。

(参考) 海外の容量市場の契約期間

持続可能な電力システム構築小委員会
第二次中間とりまとめ（2021年8月）より抜粋

国・地域	容量確保時期		契約期間	
	メインオークション	追加オークション	既設	新設/改修
米国PJM	3年前	20か月前 10か月前 3か月前	1年	最長3年
米国NYISO	1か月前	月次（契約期間中）	6か月 （夏季5～10月、 冬季11～4月）	6か月 （夏季5～10月、 冬季11～4月）
米国ISO-NE	3年前	2年前 1年前 直前 月次（契約期間中）	1年	最長7年
イギリス	4年前	1年前	1年	新設：最長15年 改修：3年

出所：総合資源エネルギー調査会 電力・ガス基本政策小委員会
制度検討作業部会 第10回資料3より

図 32 諸外国・地域の容量契約期間

1. 入札価格の在り方
2. 調達方式
3. 制度適用期間
4. **本制度措置の運営主体**

本制度措置における広域機関の役割について

- 本制度措置は、「複数年間の容量収入を確保することで、初期投資に対し、長期的な収入の予見可能性を付与する方法」として検討を進めていることから、現行容量市場の運営主体である広域機関が、本制度措置における運営主体として、一定の役割を果たすこととしてはどうか。

第6次エネルギー基本計画（抜粋）
5. 2050年を見据えた2030年に向けた政策対応
(11) エネルギーシステム改革の更なる推進
① 脱炭素化の中での安定供給の実現に向けた電力システムの構築に向けた取組
電源への新設投資が停滞する中、当面は、供給力や調整力を火力発電で賄う必要があるものの、将来的には、水素・アンモニア・CCUS/カーボンリサイクル・蓄電池といった脱炭素電源等により、供給力や調整力を確保する必要があり、電源のリードタイムも踏まえると、足下から新設投資を促していくことが重要である。そのため、2050年カーボンニュートラル実現と安定供給の両立に資する新規投資について、複数年間の容量収入を確保することで、初期投資に対し、長期的な収入の予見可能性を付与する方法について、詳細の検討を加速化していく。

容量市場における広域機関の役割と今後の検討の進め方

電力システム改革貫徹のための政策小委員会
第3回（2016年12月9日）資料3

- 容量市場の管理等に当たっては、①全電気事業者が加入する中立機関であること、②供給計画のとりまとめを行い、全国大での供給予備力評価等に知見があることといった理由から、広域機関が市場管理者等として、一定の役割を果たすこととしてはどうか。
- また、今後は技術的な内容も含め、詳細設計を更に検討をすることになるが、当該事項については、広域機関において検討し、検討された制度設計案については、適切なタイミングで、国が関連する審議会等で審議することとしてはどうか。