

電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会  
第八次中間とりまとめ

～脱炭素電源への新規投資を促すための制度の詳細について～

令和4年10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

1. はじめに	2
2. 市場整備の方向性(各論)	3
2. 1. 電源投資の確保	3
(1) 本制度措置の基本的方向性	3
(2) 本制度措置の位置づけ・名称・運営主体	4
(3) 検討を深めるべき論点	5
① 対象	6
② 募集量	15
③ 建設リードタイムの考慮	16
④ 入札価格の在り方	17
⑤ 調達方式	28
⑥ 制度適用期間	30
⑦ 上限価格	32
⑧ 調整係数	32
⑨ 拠出金の負担者	32
⑩ リクワイアメント・ペナルティ	34
3. おわりに	37
電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会開催状況	38
電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会委員名簿	44

## 1. はじめに

2016年4月に電気の小売全面自由化が開始され、小売部門における新規参入の拡大や、多様な料金メニューの提供が進展するなど、一定の成果が出ているところである。

一方で、小売全面自由化の中で、経済合理的な事業者判断の一環として、今後も火力発電所を中心とする電源の休廃止の加速化が想定される中で、安定供給確保に向けて構造的な対策を講じていくことが必要となっている。

まず、足下では、安定供給に必要な予備力を下回るエリア・時期が発生する見通しであり、再エネの出力変動に対応する調整電源、供給力不足が見込まれる場合のセーフティネットの重要性が高まっている。このため、短期的には、電源の退出防止のために、送配電事業者等が必要な供給力・調整力を確実に確保できる仕組みを構築するとともに、国において休廃止予定の電源を確実に把握し、安定供給に与える影響を評価する仕組みを構築してきているところである。

また、中期的には、卸電力市場価格の低下や稼働率の低下により、電源の維持管理費の回収が困難となっていることを受け、日本全体に必要な供給力を確保するため、2024年から容量市場が導入される予定である。

更に、長期的には、自由化によって長期的な投資回収の見込みが不確実となっており、建設期間が長く投資額が大きい電源投資が停滞していることを受け、電源投資を確保するため、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を導入する必要がある。

こうした問題意識を踏まえ、上記の長期的な課題である電源投資の確保のため、第6次エネルギー基本計画では、「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させていく」こととしている。

これまで、この電源投資の確保の仕組み(以下「本制度措置」という。)は、総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 持続可能な電力システム構築小委員会(以下「構築小委」という。)にて検討が進められてきたが、本制度措置の詳細については、現行容量市場と密接な関係を有することから、現行容量市場の在り方について検討してきた「制度検討作業部会」(以下「本作業部会」という。)において、2023年度の導入を目途として検討していくこととされた。

以上を踏まえ、本作業部会では、2021年12月から計5回において、本制度措置の詳細について検討を重ねてきたが、対象や入札ルールなど、制度の全体像について一通りの議論を経たことから、今後、更なる詳細設計を行っていくことを前提としつつ、これまでの検討結果について、ここに取りまとめる。

## 2. 市場整備の方向性(各論)

### 2. 1. 電源投資の確保

#### (1) 本制度措置の基本的方向性

本制度措置は、電源の設備年齢が高経年化する中、安定供給を持続的なものにしていくためには、中長期的に電源への新規投資を促していくことが必要であるとの問題意識から、2018年11月より検討を開始したものである。

その後、2020年10月の菅首相による2050年カーボンニュートラル宣言を受けて定められた第6次エネルギー基本計画を踏まえ、本制度措置で対象とする「新規投資」は、脱炭素電源への新規投資とすることとされた。

また、足下では、老朽火力を中心とした電源の退出が進展し、供給力が低下する中で、2020年度冬期・2021年度冬期には、電力需給がひっ迫し、スポット市場価格が高騰する事態が生じており、需要家は安定供給上のリスクや大幅な価格高騰リスクに晒される状況となっている。

このため、本制度措置によって発電事業者に投資の予見可能性を確保することで脱炭素電源への投資を着実に促すことにより、2050年カーボンニュートラルを実現し、需要家に対して、脱炭素電力の価値を提供すると共に、中長期的な観点から安定供給上のリスクや価格高騰リスクを抑制する、こうした、発電事業者の予見性確保と需要家の利益を同時に実現することが、本制度措置を検討する目的である。

本制度措置の目的を達成するためには、将来収入のダウンサイドリスクへの対応により、初期投資額を含む固定費の回収の予見可能性を確保することが重要である。また、本制度措置は、脱炭素電源への新規投資を対象としており、エネルギーのベストミックスの観点から、多様な脱炭素電源の導入の促進を図ることが重要である。

仮に、現行容量市場の上限価格以下の価格を長期固定した場合、参考図1のとおり、脱炭素電源の固定費回収の予見可能性確保には一定程度資するものの、多くの脱炭素電源にとって一部に留まり、固定費回収の大部分は本制度措置以外からの収益(他市場収益)に依存することとなる。それにより、将来収入のダウンサイドリスクが残り、必要な脱炭素電源への投資が進まない場合、中長期的な観点から需要家に対する安定供給上のリスクや価格高騰リスクが生じることになり、本制度措置の目的を達成できないこととなる。

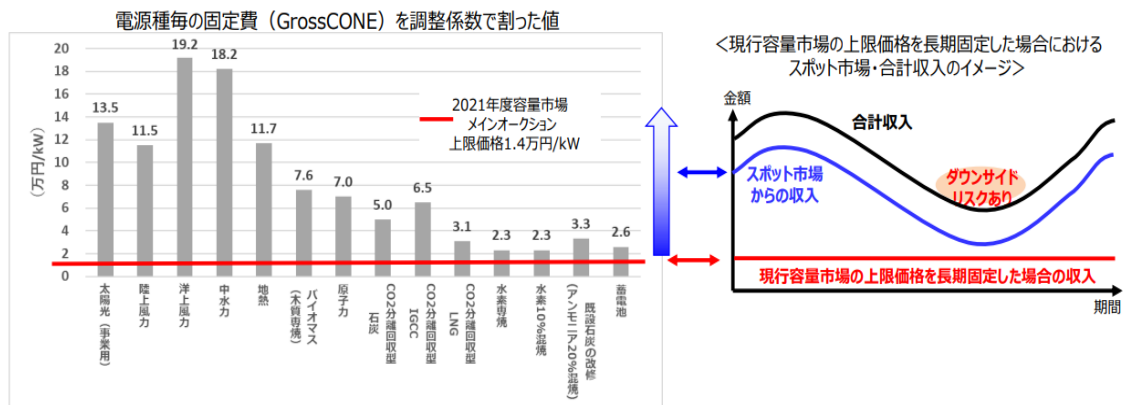
また、英国の容量市場では、既設と新設が同じ上限価格の下で競争しており、新設は落札価格の収入を長期間得ることができるが、参考図2のとおり、直近のオークション結果における新設案件の内訳はガス火力や蓄電池など固定費の小さい電源種が大半を占めている。

これらの点を踏まえると、多様な脱炭素電源の拡大を図る観点からは、現行容量市場の上限価格以下の価格を長期固定する措置では十分な措置とは言い難く、別途、脱炭素電源の固定費全体の回収の予見可能性を向上させる措置の検討が必要である。

なお、発電事業者にとっては、長期的に安定的な収入を確保することが重要であるところ、

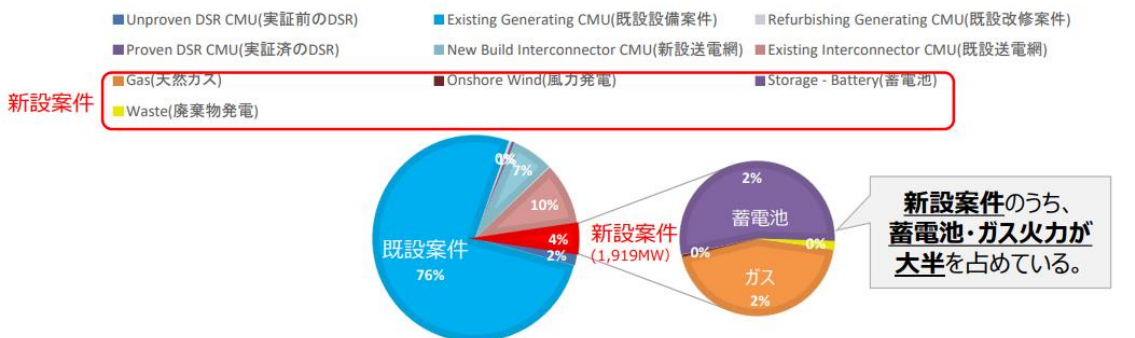
発電事業者と需要家の利益を同時に実現するという本制度措置の目的からすれば、発電事業者による将来収入のアップサイドに対しては、電源の稼働インセンティブにも配慮することを前提として、一定の制限を設け、国民負担を軽減させる方向で検討を進めることが必要である。

(参考図1) 現行制度における脱炭素電源の固定費の回収イメージ



※ 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)等を基に、蓄電池は令和3年度補正 再生可能エネルギー導入加速化に向けた系統用蓄電池等導入支援事業にて採択された案件の申請情報に基づき、資源エネルギー庁試算  
現行容量市場の上限価格を算出する際のNetCONEの計算では、発電コスト検証の諸元を基に、系統接続費・大規模改修費・租税・発電創設金・インフレーション率・期待インフレ率を加味し、割引率を3%から5%に修正しているため、上記の電源種別の固定費にもこれを全て反映。ただし、大規模改修費は、全電源種がLNG火力と同程度と仮定して試算。  
発電コスト検証の諸元値は2030年の数値より試算。なお、諸元数値に幅がある場合は、最も高い水準より試算。  
発電コスト検証では稼働年数は電源種毎に異なるが、本制度での制度適用期間は20年を基本としているため、資本費を20年で回収する前提で固定費を試算。  
なお、自然変動電源は、落札価格にエリア別の調整係数をかけた値が容量収入となるため、その電源種の固定費 (GrossCONE) を2031年度の調整係数 (全エリアの最高値、51員のとおり調整係数は入札時点から9年後を利用する前提) で割った値として記載。  
既設石炭の改修 (アンモニア20%混焼) は、追加の設備投資額250億円 (第3回発電コスト検証ワーキンググループ資料1より) を資本費とし、設備容量のうちアンモニア混焼比率部分だけを本制度の対象と仮定して、「固定費÷(設備容量×20%)」の計算により試算。

(参考図2) 英国容量市場のオークション結果(2021年度)



出典: national grid HP

(2) 本制度措置の位置づけ・名称・運営主体

本制度措置は、脱炭素電源への投資を確保し、建設された脱炭素電源の容量を長期に渡って確保するためのものであり、容量市場の一部として位置づけられるものである。

現行容量市場では、「調達不足が生じた場合」や、「事前に決まっていない政策的な対応等」を行う場合は、「特別オークション」を開催することとしている。

このため、本制度措置を(「事前に決まっていない政策的な対応」を行う場合の)「特別オー

クシオン」の一類型として位置づけることとし、本制度措置の名称は、本制度措置が脱炭素電源の容量を長期に渡って確保するためのものであることを踏まえ、「長期脱炭素電源オークション」とすることとした。

また、本制度措置は、容量市場の一部として位置づけられることから、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た。

### (3) 検討を深めるべき論点

構築小委第二次中間とりまとめ(2021年8月)では、主に参考図3のような論点について、具体的な検討を深めていくこととされていたことを踏まえ、こうした論点を中心に、参考図4の検討の視点を踏まえ、検討を行った。

(参考図3 検討を深めるべき論点)

論点	検討すべき内容
①対象	<ul style="list-style-type: none"> <li>・具体的な対象</li> <li>・CO2を排出する供給力や調整力の取扱い</li> </ul>
②募集量	<ul style="list-style-type: none"> <li>・募集量の設定方法</li> </ul>
③リードタイムの考慮	<ul style="list-style-type: none"> <li>・運転開始までのリードタイムの考慮方法</li> </ul>
④入札価格の在り方	<ul style="list-style-type: none"> <li>・初期投資額の取扱い</li> <li>・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</li> <li>・長期間に渡る他市場収益をどのように考慮すべきか</li> </ul>
⑤調達方式	<ul style="list-style-type: none"> <li>・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</li> </ul>
⑥制度適用期間	<ul style="list-style-type: none"> <li>・設備の耐用年数と制度適用期間の関係の考え方</li> </ul>
⑦上限価格	<ul style="list-style-type: none"> <li>・上限価格の設定方法</li> </ul>
⑧調整係数	<ul style="list-style-type: none"> <li>・長期間にわたる調整係数の設定方法</li> </ul>
⑨拠出金の負担者	<ul style="list-style-type: none"> <li>・負担者と負担計算方法の考え方</li> </ul>
⑩リクワイアメント・ペナルティ	<ul style="list-style-type: none"> <li>・参入障壁とのバランスの考慮</li> </ul>
⑪現行容量市場との関係	<ul style="list-style-type: none"> <li>・現行容量市場と本制度の統合的な設計のあり方</li> </ul>

(参考図 4 検討の視点)

(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 対象

構築小委第三次中間とりまとめでは、本制度措置で対象とする「新規投資」の基本的考え方としては、「発電・供給時にCO<sub>2</sub>を排出しない電源(脱炭素電源)への新規投資」とし、対象の詳細については、引き続き検討すべきとされていた。

「発電・供給時にCO<sub>2</sub>を排出しない電源(以下「脱炭素電源」という。)への新規投資」とは、CO<sub>2</sub>の排出防止対策が講じられていない火力発電所(石炭・LNG・石油)を除く、あらゆる発電所(一定の基準を満たすバイオマスや合成メタンなど、発電時にCO<sub>2</sub>を排出するものの、発電前に温室効果ガスの削減に寄与する燃料を利用する電源を含む。)、蓄電池の新設案件やリプレース案件への新規投資<sup>12</sup>が想定される。

一方で、以下の論点①～③の新規投資を対象とするか否かは論点であり、その他検討すべき論点として以下の論点④～⑥が挙げられることから、これらの論点について検討を行った。

【論点①】 アンモニア・水素混焼のための新規投資

【論点②】 グレーアンモニア・水素を燃焼させる発電設備への新規投資

【論点③】 バイオマス(混焼、既設の改修)のための新規投資

【論点④】 今冬の需給ひっ迫を踏まえた対象電源の検討について

<sup>1</sup> リプレース案件の対象範囲等、詳細な要件は他の制度との関係を踏まえ、別途要検討

<sup>2</sup> 「発電・供給時にCO<sub>2</sub>を排出しない電源(脱炭素電源)への新規投資」という定義に該当するものは、全て対象に含まれる。

【論点⑤】 最低入札容量

【論点⑥】 入札対象と工事進捗時期との関係

（【論点①】 アンモニア・水素混焼のための新規投資）

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、本来、「専焼」のみを対象とすることが望ましいものの、アンモニア・水素発電は、電力分野のトランジション・ロードマップでは、技術的な課題や燃料サプライチェーンの早期構築の観点も踏まえ、いきなり「専焼」から導入していくのではなく、まずは「混焼」から進めていくこととされている。

また、「新設」よりも「既設火力の改修」により導入していく方が投資額も少なく、社会的費用の最小化につながることから、グリーン成長戦略の工程表では、アンモニア混焼については、まずは「既設火力の改修」から進めていくこととされている。

一方、本制度措置の目的に照らせば、新設の場合 CO2 排出量がどの程度増加するかという視点や、今後、カーボンニュートラルを目指していくにあたり、再エネの変動に対応する調整力として期待できるかといった視点も含めた検討が必要である。

本制度措置におけるアンモニア・水素混焼の取り扱いについては、こうした各種計画や視点を踏まえて検討を行った。

アンモニア・水素混焼のための新規投資<sup>3</sup>は、主に以下のケースが考えられる。

- (a)-1 アンモニア・水素混焼を前提とした石炭火力の新設案件
- (a)-2 アンモニア・水素混焼を前提とした LNG 火力の新設案件
- (b)-1 既設の石炭火力をアンモニア・水素混焼にするための改修案件
- (b)-2 既設の LNG 火力をアンモニア・水素混焼にするための改修案件

(a)-1 については、供給力の増加には資するものの、アンモニア・水素混焼を前提とするとしても、CO2 排出量の多い石炭火力の新設案件となることから、対象としないこととした。

(a)-2 については、LNG 火力の新設案件となるため、CO2 を排出する新たな火力発電所の新設案件となるが、調整力として期待できる側面もあることから、本制度措置の対象とすることとした。

(b)-1、(b)-2 については、「国全体の kW 価値の増大に寄与するものに限定すべき。補助金などの別の方法で手当するものもあるのでは。仮に対象とする場合は、古い電源は対象外とすべき」との意見もあった。

この点については、上記のとおり、グリーン成長戦略の工程表で、アンモニア混焼について、まずは「既設火力の改修」から進めていくこととされているとおり、「新設」よりも「既設火力の改修」により導入していく方が投資額も少なく、社会的費用の最小化につながるころ、既

---

<sup>3</sup> 混焼を可能な設備にすることのみならず、燃料も当初から混焼することを前提とする。

設火力の改修については、本制度措置の中で他の脱炭素電源と競争を行いながら導入していくことが国民負担の最小化を図ることにつながると考えられる。

また、後述のとおり、制度適用期間が20年以上に設定されれば、長期間の稼働が担保されることになる。更には、アンモニア混焼にするための改修の場合は、設備投資の大半が受入貯蔵設備の建設費であるが、受入貯蔵設備は、その後の混焼率の拡大や、専焼化のためのリプレース後であっても流用可能であり、2050年時点でも利用されることが想定される。

これらの点を踏まえれば、(b)の既設火力の改修案件は、短期的な供給力の増加には寄与しないものの、中長期的にみて供給力の確保に繋がる投資といえるため、本制度措置の対象とすることとした。<sup>4</sup>

ただし、本制度措置の対象とする(a)-2及び(b)については、技術的な課題や燃料サプライチェーンの早期構築の観点を踏まえ、混焼率を設定することが必要である。また、2050年カーボンニュートラル実現のため、2050年に向けた専焼化への道筋をどのようにつけていくかという検討が必要である。その他、本制度措置で対象とするkWの範囲についての検討も必要であり、こういった論点について、以下のとおり検討を行った。

#### (混焼率要件)

アンモニア・水素混焼のための新規投資を対象とする場合の「混焼率」の要件は、第6次エネルギー基本計画などを基に策定された電力分野のトランジション・ロードマップにおいて、2020年代後半にアンモニア20%混焼・水素10%混焼を実装していくことを目標としていることから、当面は、熱量ベースで、アンモニアは20%以上、水素は10%以上の混焼を求めるとし、今後の技術開発や商用化の状況を踏まえながら、見直しを行っていくこととした。

また、一旦、上記の混焼率にするための新規投資を行った後に、更なる混焼率拡大のための新規投資を行う場合の混焼率の要件についても、今後の技術開発の状況を踏まえながら検討していくこととした。

(参考図5) 電力分野のトランジション・ロードマップ(2022年2月)

技術名	概要	排出係数 <sup>※1</sup>	実装年 <sup>※2</sup>	主な参照先 <sup>※3</sup>
アンモニア混焼	✓ 石炭火力へのアンモニア混焼	— (混焼率に依存)	2020年代後半 (石炭火力への20%混焼)	<ul style="list-style-type: none"> <li>エネルギー基本計画</li> <li>グリーン成長戦略</li> <li>GI基金-社会実装計画<sup>※4</sup></li> </ul>
水素混焼	✓ ガス火力への水素混焼	— (混焼率に依存)	2020年代後半 (ガス火力への10%混焼)	<ul style="list-style-type: none"> <li>エネルギー基本計画</li> <li>グリーン成長戦略</li> <li>GI基金-社会実装計画<sup>※4</sup></li> </ul>

<sup>4</sup> 既設火力の改修件は必ずしも短期的な供給力の増加には寄与しないため、例えば、募集量の1/4程度までとする等、募集上限を設けることとし、その詳細は今後検討を進めることとした。募集上限を設けるに当たっては、2030年断面の水素・アンモニア1%というエネルギーミックスの目標との整合性に配慮すべき、との意見があった。

#### (専焼化への道筋)

アンモニア・水素混焼のための新規投資を対象とする場合、専焼化への道筋をつけることが大前提である。専焼化への道筋としては、当該プラントでの専焼化を求める考え方、別のプラントで専焼化する道筋の案件も対象とするかといった考え方のいずれもありうるところであるが、「この制度はプラント単位での入札であるため、別のプラントで専焼化する道筋の案件について、この制度で支えることが重要だということを示さないと、国民の理解は得られない」との意見もあった。

この点、実態として、現状の既設火力を専焼化するためには、基本的にはリプレースが必要となる。また、前述のとおり、既設火力の改修投資については、受入貯蔵設備など、その後の混焼率の拡大や、専焼化のためのリプレース後であっても流用可能であることからすれば、通常は、当該設備の利用可能な地点での専焼化を志向することが想定される。

これらの点を踏まえれば、専焼化への道筋としては、原則として、リプレースを含めた当該プラントでの専焼化を求めることとした。ただし、同一発電所構内又は近隣発電所での新設・リプレースによる専焼化など、当該プラントでの専焼化ではなく、他のプラントでの専焼化を図ることに合理的な理由がある場合は、専焼化への道筋としてこれを認めることとした。

また、事業者に対して専焼化への道筋を求める方法としては、入札事業者に対し、入札時点において、対象電源の2050年に向けた専焼化へのロードマップの提出を求め、それを確認することとし、落札後から一定期間後に公表することとした<sup>5</sup>。

ただし、現時点では専焼技術は研究開発が進んでいる段階であり、専焼化にも追加的な新規投資が必要となることから、こうした不確定要素が多く存在する中では、入札時に落札事業者に対して将来の専焼化を義務づけることは困難であるため、義務づけまで行うことはせず、落札後も適時の段階において専焼化の道筋を求め、必要に応じて審議会等の場で説明を求めることとした。その上で、合理的な理由なく<sup>6</sup>専焼化に向けた追加投資を行っていない場合には、容量支払いを停止する等のペナルティを設けることとした。

#### (対象とするkWの範囲)

アンモニア・水素混焼を前提としたLNG火力の新設・リプレース案件については、案①(発電所の設備容量全体のkWを本制度措置の対象とする案)と、案②(混焼割合のkWを本制度措置の対象とする案)の2とおりの考え方があるものと考えられる。

案②の場合には、投資回収の予見可能性が初期投資額の一部の範囲に留まるといった課題がある。一方で、案①の場合、初期投資額の全額が対象となり、脱炭素化されていないLNGの投資分についても本制度措置の対象となるが、当該部分も新たな供給力となること、

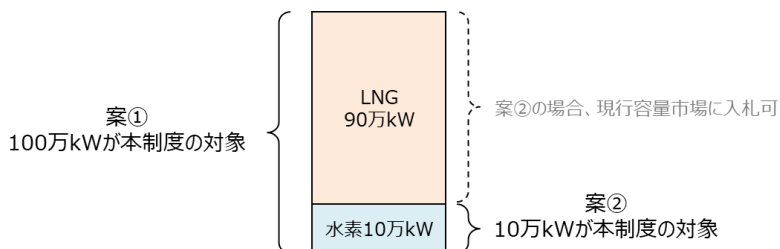
<sup>5</sup> 「どの程度の詳細な道筋を求めるべきか、具体的なイメージを示すべき」「支援制度によって支えられて開発された専焼化技術が、一部の事業者のみが利用されることのないよう、囲い込まれないことを条件にすべき」との意見があった。

<sup>6</sup> 「投資が進まない方向への動機付けとなる可能性もあるため、合理的な理由のない場合の具体的なイメージについて丁寧な説明が必要」との意見があった。

及び、LNG 部分についても、2050 年に向けた専焼化への道筋をつけることを求めることからすれば、中長期的な脱炭素化への投資につながるといえる。

このため、案①のとおり、全体の kW を本制度措置の対象とすることとした<sup>7</sup>。

(参考図 6) 100 万 kW の LNG 火力(水素 10%混焼)を新設する場合のイメージ



また、既設火力をアンモニア・水素混焼にするための改修案件については、案①(発電所の設備容量全体の kW を本制度措置の対象とする案)と、案②(新たに生じる混焼割合の kW を本制度措置の対象とする案)の2とおりの考え方があるものと考えられる。

本制度措置は、脱炭素電源の新規投資の促進が目的であるところ、既に投資を行っている既設の部分については、現行容量市場に別途参加可能であって、本制度措置の対象に含める必要性は低いことを踏まえ、案②のとおり新たに生じる混焼割合の kW を本制度措置の対象とすることとした。

なお、混焼割合部分の残存簿価が回収できないとすると、比較的新しい発電所の改修投資が困難となる恐れがあることから、既存設備の残存簿価のうち混焼割合分に限っては、入札価格に織り込むことができることとした。

(参考図 7) 既設火力をアンモニア・水素混焼にするための改修案件の対象とする kW の範囲

	案①	案②	
本制度の対象	全体のkW	新たに生じる混焼割合のkW	
入札価格に織り込むことができるコスト ※事業報酬は別途織込可	-	案②-1 改修投資額+ (残存簿価+維持費) ×混焼割合	案②-2 改修投資額+ 維持費×混焼割合
既設石炭火力でアンモニア20%混焼に向けた改修を行う場合の残存簿価の回収手段 ■: 本制度 ■: 現行容量市場+卸市場等 ■: 回収漏れ	-		
評価	△ CO2排出部分のkWまで、本制度措置で支援することとなる	○ 投資回収の予見可能性が高い ○ CO2排出部分のkWは、本制度措置で支援しない	× 混焼割合分の残存簿価が回収できなくなるため、改修投資が困難となるおそれ ○ CO2排出部分のkWは、本制度措置で支援しない

<sup>7</sup> 案①の場合、論点④で仮に一部の火力を対象とする場合、全体の kW が対象となることと整合的。

（【論点②】グレーアンモニア・水素を燃焼させる発電設備への新規投資）

2050年カーボンニュートラル実現のためには、燃料製造時にもCO<sub>2</sub>を排出しない事が重要であるものの、足下では、アンモニア・水素は国内外において発電用燃料のサプライチェーンが未発達な状況である。また、国際エネルギー機関（以下「IEA」という。）のシナリオでは、水素はグレー、ブルー、グリーンと段階的に普及し、当面は、グレー水素が水素製造量の大半を占める見通しとなっている。これらを踏まえれば、一定の初期需要を創出しつつ、供給網の構築を進め、価格低下を促していくことが重要である。

また、2022年5月に成立した「安定的なエネルギー需給構造の確立を図るためのエネルギーの使用の合理化等に関する法律等の一部を改正する法律」では、エネルギー供給事業者による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関する法律（以下「高度化法」という。）を改正し、グレーアンモニア・水素を含む全てのアンモニア・水素を非化石エネルギー源として位置付け、利用を促進することとしている。

これらを踏まえ、当面はグレーアンモニア・水素を燃焼させる発電設備への新規投資を対象とすることとした。

（【論点③】バイオマス（混焼、既設の改修）のための新規投資）

バイオマス混焼（新設・既設火力をバイオマス混焼にするための改修）は、本制度措置の目的に照らせば、本来、「専焼」が可能であれば「専焼」のみを対象することが望ましいところ、既に大型で専焼の発電所が存在する（アンモニア・水素とは異なり、専焼における技術面等での課題は存在しない）ことや、バイオマス混焼は、基本的に石炭火力を用いて実施されており、論点①との整合性を踏まえる必要があることから、本制度措置の対象としないこととした。

一方で、「既設火力をバイオマス専焼にするための改修」は、本制度措置の対象とすることとした。ただし、燃料については、「発電設備(kW)での技術的な問題はなくても、バイオマス燃料(kWh)の供給量が専焼実現のボトルネックになり得る」等の意見があったことを踏まえ、燃料については当初は混焼を認め、2050年までに専焼化するロードマップの提出を求める（実現しない場合は何らかのペナルティを設ける）こととした。具体的な燃料の混焼割合については、本制度措置の目的を踏まえ、例えば7～8割以上の混焼比率を念頭におきつつ、燃料を取り巻く状況を勘案しながら、詳細については、引き続き検討していくこととした。また、既設の改修案件は、短期的な供給力の増加には必ずしも寄与しないことから、募集量において、既設の改修案件についての上限量を設ける等の対応を今後検討することとした。

(参考図 8) 本制度措置におけるバイオマスの方向性

類型	方向性
バイオマス混焼の新設案件	対象外
既設の火力発電所をバイオマス専焼にするための改修案件	対象 ※燃料は当初は混焼を認め、2050年までに専焼化 ※短期的な供給力の増加には必ずしも寄与しないことから、募集量において、既設の改修案件についての上限量を設ける等の対応を検討
既設の火力発電所をバイオマス混焼にするための改修案件	対象外

※バイオマス専焼の新設案件は対象

(【論点④】今冬の需給ひっ迫を踏まえた対象電源の検討について)

本年3月の東日本における電力需給ひっ迫の背景として、火力発電所の休廃止が増加していることが挙げられる。こうした中で、短期的な電力需給ひっ迫を防止していくためには、追加供給力公募を通じて既設の火力発電所を維持すること等の対策とともに、比較的短期に建設が可能な火力電源の建設を促進していくことが必要である。

この際、単に火力電源の新設案件を対象に追加した場合、①全くの新規案件まで対象とすると、建設リードタイムが長くなり、短期的に供給力に貢献することが期待できなくなる、②CO<sub>2</sub> 排出量の多い石炭火力や石油火力も対象となる、といった課題が生じる。

このため、①への対応として、後述する運転開始期限を短く設定することにより、早期に運転開始ができる新設・リプレース案件のみを、一定期間内に限り、対象とすることとした。

また、②への対応として、CO<sub>2</sub> 排出量の多い石炭火力・石油火力は対象外とし、比較的CO<sub>2</sub> 排出量が少なく、調整力としても期待できる LNG 火力のみを対象とすることとした。

なお、LNG 火力の新設・リプレース案件を対象とするに当たっては、2050 年カーボンニュートラルとの関係を考慮する必要があるため、入札時点及び落札後の適時において、一定期間<sup>8</sup>経過後における論点①(アンモニア・水素混焼のための新規投資の取り扱い)の専焼化への道筋を同様に求めると共に、脱炭素電源とは別途募集量を設けることを今後検討することとした。

(【論点⑤】最低入札容量)

現行容量市場では、市場の運用コスト等を考慮し、最低入札容量を設定することとしており、その具体的な規模は、電源の供給力の規模別の設備数と全体に占める供給力比率を踏まえ、最低入札容量を 1,000kW(期待容量ベース)と設定し、最小単位(入札刻み幅)を 1kW と設定している。

本制度措置は、巨額の初期投資の回収に対して長期的な収入の予見可能性を付与するものであり、初期投資額を含む入札価格の監視や、運転開始後の他市場収益の還付手続き

<sup>8</sup> 詳細は別途要検討。

など、現行容量市場以上に制度の運用コストが一定程度必要になる。また、本制度は、「事前に決まっていない政策的な対応等」を行う場合の容量市場の「特別オークション」の一類型との位置づけであり、こうした特別な支援制度であることに鑑みれば、現行容量市場よりも対象を限定することが適切であり、巨額の初期投資を伴うことが想定され、かつ、需給上の影響が大きい一定規模以上の案件に限定することが適切である。

具体的には、参考図 9 のとおり、全電源種で初期投資額が 100 億円を超える水準となることが想定される水準として、10 万 kW が一つの目安として挙げられる。また、2022 年 5 月 13 日に成立した電気事業法の改正により、電源の休廃止の事前届出制が導入されることとなったが、需給上の影響が大きい 10 万 kW 以上の電源は、休廃止予定日の 9 か月前(10 万 kW 未満の電源の場合は 10 日前)までに届け出ることとされる方向である。こういった点を踏まえ、最低入札容量は、10 万 kW(送電端設備容量ベース<sup>9</sup>。同一場所の発電所における複数プラントで1つの入札を行うことで、合計で 10 万 kW を超える場合も可)とすることとした<sup>10</sup>。

ただし、蓄電池についても最低入札容量を 10 万 kW とした場合、参考図 10 のとおり、直近の導入状況を踏まえれば、実質的に対象から除外されることとなる可能性がある。このため、蓄電池については、例外的に 1 万 kW(送電端設備容量ベース、放電可能時間 3 時間以上)を最低入札容量とすることとした。

加えて、既設火力のアンモニア・水素混焼にするための改修案件については、上述のとおり、新たに生じる混焼割合の kW が本制度措置の対象となるが、この混焼割合の kW が 10 万 kW を超えることを要件とした場合、水素は混焼比率が当面 10%とすると、100 万 kW 以上の既設火力に限定されてしまい、相当限定的となってしまう。また、参考図 11 のとおり、既設石炭のアンモニア混焼にするための改修案件の場合、混焼割合の kW が 5 万 kW の場合に投資額が 100 億円を超える。これらの点を踏まえ、最低入札容量は、例外的に 5 万 kW(送電端設備容量ベース。同一場所の発電所における複数プラントで1つの入札を行うことで、合計で 5 万 kW を超える場合も可)とすることが考えられる。

この点については、「対象が限定されてしまうので、幅広くとれないか」「5 万 kW の閾値では、周波数によって求められる混焼率に違いが生じることから、適正に補正すべき」といった意見があったことから、実態を踏まえて、引き続き検討することとした。

なお、本制度措置における最小単位(入札刻み幅)は、現行容量市場同様に、1kW(全電源種共通。送電端設備容量ベース)とすることとした。

<sup>9</sup> 現行容量市場同様に「期待容量ベース」とした場合、変動電源の最低入札容量は、送電端設備容量ベースで「10 万 kW ÷ 調整係数」となり、安定電源と比較して大規模となりすぎるため、「送電端設備容量ベース」とすることとした。

<sup>10</sup> 「基本的な考え方には賛同しつつも、具体的な規模に関しては、例えば、製油所の火力発電所のトランジションを進めていく上で、中長期的にリプレースが必要になった際に、最低入札容量が大きいことで対象外となり、退出に向かっていくようなことがないようにすべき。」といった意見があった。

(参考図 9) 電源種別・kW 別の建設費の金額イメージ(単位:億円)

設備容量	1万kW	5万kW	10万kW	20万kW	30万kW	40万kW	50万kW
太陽光(事業用)	17	86	172	344	516	688	860
陸上風力	31	156	312	624	936	1,248	1,560
洋上風力	51	257	515	1,030	1,545	2,060	2,575
地熱	79	395	790	1,580	2,370	3,160	3,950
中水力	90	450	900	1,800	2,700	3,600	4,500
バイオマス専焼	39	199	398	796	1,194	1,592	1,990
原子力	40	200	400	800	1,200	1,600	2,000
分離回収付石炭	31	156	313	626	939	1,252	1,565
分離回収付IGCC	36	183	366	732	1,098	1,464	1,830
分離回収付LNG	21	108	216	432	648	864	1,080
水素発電(混焼・専焼)	16	80	161	322	483	644	805
蓄電池	16	80	160	321	482	643	804

※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)における諸元数値(2030年)より、蓄電池は令和3年度補正「再生可能エネルギー導入加速化に向けた系統用蓄電池等導入支援事業」にて採択された案件の申請情報を基に、建設費の単価(円/kW。幅がある場合は、最も高い水準)を用いて資源エネルギー庁にて試算

(参考図 10) 直近の蓄電池の導入状況

導入が進んでいる蓄電池のkW規模感

～1万kW	6件
1万～5万kW	4件
5万kW～	2件

最大値	5.7万kW
平均値	1.9万kW

※蓄電池は令和3年度補正「再生可能エネルギー導入加速化に向けた系統用蓄電池等導入支援事業」にて採択された案件の申請情報を基に資源エネルギー庁試算

※放電可能時間が3時間未満の案件を放電可能時間が3時間となるようにkW価値を換算した場合の最大値は3.8万kW

(参考図 11) 既設火力のアンモニア・水素混焼にするための改修案件におけるkW別の建設費の金額イメージ(単位:億円)

混焼割合のkW	1万kW	5万kW	10万kW	20万kW	30万kW	40万kW	50万kW
既設石炭の改修(アンモニア20%混焼)	20	104	208	416	625	833	1,041

※第3回発電コスト検証ワーキンググループ資料1より資源エネルギー庁試算

(参考図 12) 本制度措置における最低入札容量の方向性<sup>11</sup>

対象	現行容量市場	本制度措置
蓄電池以外の 新設・リプレース案件	1,000kW (期待容量ベース)	10万kW (送電端設備容量ベース) ※全設備容量
既設火力のバイオマス専焼に するための改修案件		10万kW (送電端設備容量ベース) ※新たに生じるバイオマスkW相当
既設火力のアンモニア・水素 混焼にするための改修案件		5万kW (送電端設備容量ベース) ※新たに生じるアンモニア・水素kW相当
蓄電池		1万kW (送電端設備容量ベース) ※全設備容量

(【論点⑥】入札対象と建設プロセスとの関係)

本制度措置は「電源投資」を促すことを目的としていることから、既に投資(建設)が完了して運転開始した案件を対象とする必要はない。

一方で、運転開始前のプロセスとしては、「事前調査・設計」、「環境アセス」、「許認可」、「建設工事」等のプロセスが想定され、事業者は各段階に進む毎に、投資の意思決定を行っている。また、「建設工事」の途中でも、様々な外的要因が発生する毎に、必要に応じて投資の意思決定を行っている。

これを踏まえ、本制度措置では、「運転開始前の案件(既設火力の改修の場合は、改修工事後の運転開始前の案件)」を対象とすることとした。

(参考図 13) 火力発電所の建設プロセス



② 募集量

2021年度の容量市場の結果では、調達量の約7割(約1.2億kW)を化石電源が占めている。

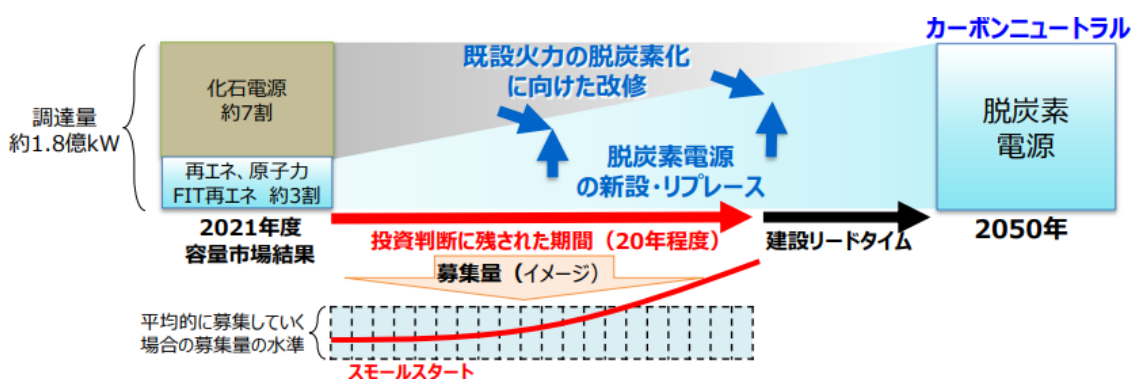
<sup>11</sup> 既設火力のアンモニア・水素混焼にするための改修案件の最低入札容量については、引き続き要検討。

2050年カーボンニュートラルを達成するためには、今後の省エネや電化の結果次第ではあるが、約7割の化石電源を脱炭素電源に置き換えていくことや、現状存在する脱炭素電源のリプレース等を進めていく必要がある。

電源建設には一定のリードタイムが必要であることから、投資判断に残された期間は、残り20年程度となるため、仮に約1.2億kWの化石電源の全てを脱炭素電源に置き換えていくとすると、年平均で約600万kW程度の導入が必要となる。一方で、足下ではFIT再エネが期待容量ベースで年間150万kW程度増加している。

こうした中で、必ずしも本制度措置のみで脱炭素電源の導入を行っていく訳ではないこと、今後の様々なイノベーションにより、より効率的に脱炭素電源を導入することが可能となる可能性もあり、制度開始当初から平均的な導入量を募集すると競争圧力が働かずに結果的に国民負担が増加する可能性があることを踏まえ、本制度措置の初期段階における募集量は、スモールスタートを基本とすることとし、具体的な募集量は、今後検討することとした<sup>12</sup>。なお、蓄電池については、供給力としての価値が限定的であり、それにより大部分を占める結果にならないか、との意見があった。このため、蓄電池については、募集量に上限を設けることとし、今後詳細を検討することとした。

(参考図 14) 本制度措置における募集量のイメージ



### ③ 建設リードタイムの考慮

現行容量市場のように、入札から4年後に運転開始が必要となる制度となれば、建設リードタイムが比較的短い簡易な電源しか入札することができなくなることが想定されることから、本制度措置によって様々な脱炭素電源への投資を促進し、脱炭素化された供給力を確保するためには、建設リードタイムを十分に考慮した制度設計とすることが必要である。

したがって、本制度措置では、電源種毎に必要な建設リードタイムを経た上で運転を開始することができる制度とすることが必要である。

<sup>12</sup> 「新設電源は毎年コンスタントに一定規模出てくるものではない中で、スモールスタートだとしても、毎年区切って募集量を設定する方法だけでなく、例えば●年～▲年の間に■kWを募集するといった方法も考えられる」といった意見があった。

一方で、供給力確保の観点からは、必要以上に長い建設リードタイムを認めるべきではないことから、電源種毎に供給力の提供開始を求める期限を設定し、それまでの間に供給力の提供を求めることをリクワイアメントとして設定することとした。

具体的な内容は、後述する「⑩リクワイアメント・ペナルティ」を参照いただきたい。

#### ④ 入札価格の在り方

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ある。

これらの規律を設けるに当たっては、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である。本制度措置は、初期投資額を含む「固定費」の回収の予見可能性を確保するものであることから、入札価格には以下のようなコストを織り込むことが想定されるため、それぞれのコストの項目それぞれの取扱いについて検討を行った。

- 建設費・系統接続費・廃棄費用
- 運転維持費
- 事業報酬(資本コスト)
- 水素・アンモニア等における固定的な性質の費用の扱い
- 他市場収益

その上で、入札価格に対する規律として、以下の検討を行った。

- 調整係数
- 入札価格の算定方法
- 上限価格の算定方法
- 入札価格の監視

##### A) 建設費、系統接続費、廃棄費用

電源建設に必要な費用としては、「建設費」や「系統接続費」が考えられる。また、電源を建設する以上、最終的には廃棄することが必要となるため、「廃棄費用」も入札価格に織り込むことを認めることとした。

「建設費」の具体的な対象の例としては、発電設備・燃料受入設備・燃料保管設備・燃料供給設備などの新たな脱炭素電源の稼働に資する設備が考えられる。

また、IEA などが 2020 年に公表した「Projected Costs of Generating Electricity 2020 Edition」では、電源種別の発電コストを示す均等化発電原価（LCOE。Levelized Cost Of Electricity）には、建設費に 5～15%の予備費（不測の事態や予期しない技術上・規制上起因するコスト増）が含まれている。このように、電源投資を行う際には、コスト増リスクへの一定の対応が必要となることから、本制度措置においても初期投資額（建設費）に対して一定の予備費（例えば 10%を上限）を織り込むことを認めることとした。

電源投資を行う際には、同一発電所内に複数のプラントを建設することがコスト削減につながることもあり、こうした場合には、配管やタンク等の共通設備を設置する場合がある。

こうした共通設備の建設費を入札価格にどのように織り込むかについては、(a)プラント毎に別々の入札を行い、プラントの kW 比率で按分して入札価格に織り込む方法と、(b)複数のプラントで 1 つの入札を行い、その入札価格に共通設備の建設費も織り込む方法、が考えられる。

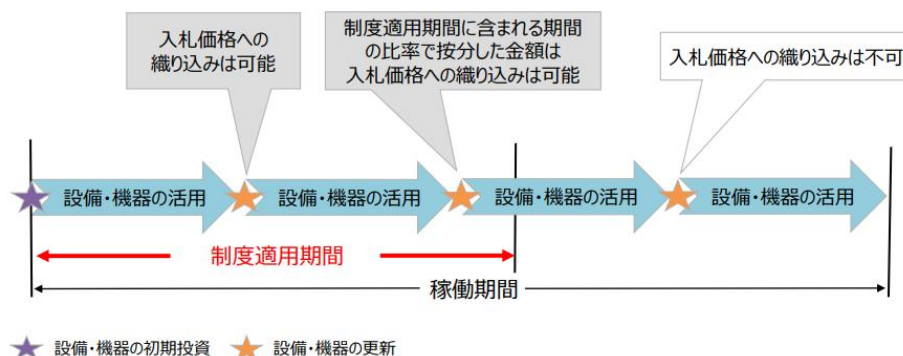
この点については、発電事業者の選択肢を広く確保する観点から、(a)(b)は事業者の選択制とすることとした。

## B) 運転維持費

現行容量市場と同様、制度適用期間に発生する「固定資産税」、「人件費」、「修繕費」、「経年改修費」、「発電側課金」、「事業税」、「その他のコスト（委託費・消耗品費等）」は、入札価格に織り込むことを認めることとした。

なお、「経年改修費」は、制度適用期間の稼働に必要となる設備・機器の更新のための「経年改修費」の範囲で、入札価格への織り込むことができるようにすべきである。したがって、その設備・機器の想定使用期間が制度適用期間を跨ぐ場合は、制度適用期間に含まれる期間の比率で按分した金額のみに限定することとした。

(参考図 15) 経年改修費の対象範囲のイメージ



### C) 事業報酬（資本コスト）

現行容量市場の Net CO<sub>2</sub>E を算出する際の割引率(税引前 WACC)の5%と同様に、全電源種一律に税引前 WACC5%を上限として、入札価格に織り込むことができることとした。

### D) 水素・アンモニア等における固定的な性質の費用の扱い

水素・アンモニア等について、以下のような意見があった。

- 水素・アンモニアは、燃料のサプライチェーンが未整備であり、サプライチェーン構築のための投資や、固定的な燃料調達契約が必要なため、こうした費用も含めて予見性を高めていく必要
- こうした燃料関連の費用は、固定的な性質となるが、本制度措置の中での「固定費」とすべきか、「可変費」とすべきか、整理が必要
- CCS が具体化した場合にも、同様の問題がある

発電所の外で生じるこうした燃料関連の費用は、一般的には燃料費として「可変費」として整理されているところ、水素・アンモニアの燃料調達の課題については、別の審議会<sup>13</sup>において検討していくこととされている。

このため、同審議会の検討状況を必要に応じて本部会でも御報告するとともに、同審議会の検討状況も踏まえつつ、発電所の外で生じるこうした燃料関連の費用の本制度措置における取り扱いを検討していくこととした。

また、水素・アンモニアに限らず、CCS 等の他の電源種においても、電源特性に応じて、固定的な性質の費用が発生する場合には、本制度措置における取り扱いなどを検討していくこととした。

### E) 他市場収益

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。

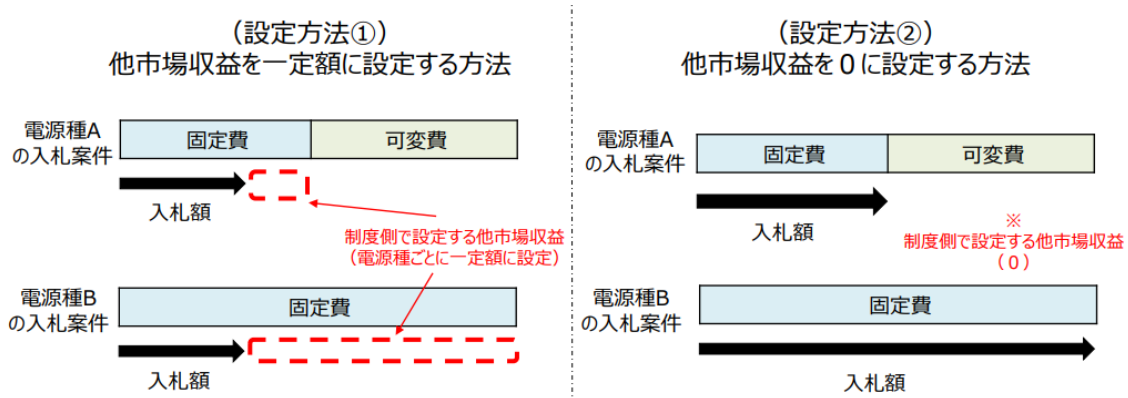
本制度措置は新規投資案件のみを対象としており、落札できなければ投資を行わない判断が可能である。このため、仮に、現行の容量市場と同様に事業者自身が他市場収益を見積もる場合、入札を行う事業者は、現行容量市場よりも保守的な入札(他市場収益を低く見積もった入札)を行う可能性が高く、ひいては国民負担の増大につながるおそれがある。

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とした。

<sup>13</sup> 総合総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 水素政策小委員会/資源・燃料分科会 アンモニア等脱炭素燃料政策小委員会 合同会議

他市場収益を制度側で設定する場合、参考図 16 のとおり、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。

(参考図 16) 他市場収益の設定方法の選択肢

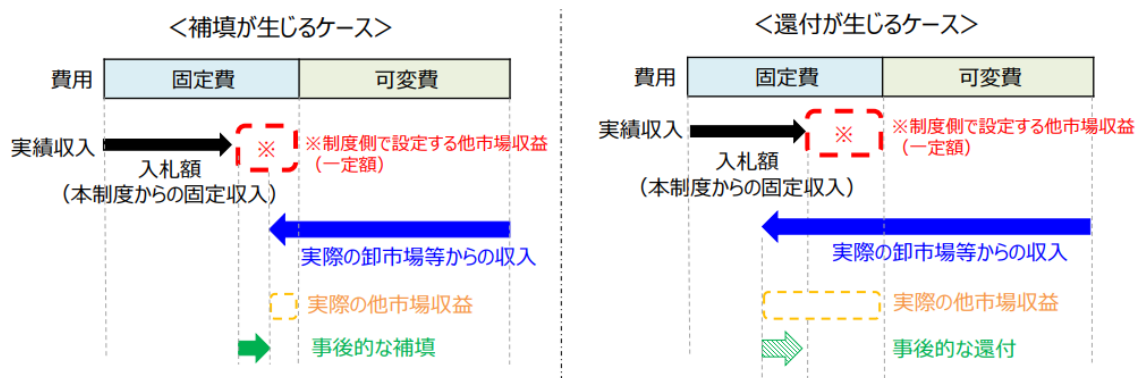


「設定方法①：他市場収益を電源種毎に一定額に設定する方法」のイメージは参考図 17 のとおりであるが、具体的には、参考図 18 のような設定方法が考えられる。

この場合、実際のお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－実際のお市場収益)は制度で補填する必要がある<sup>14</sup>。

逆に、実際のお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ある。

(参考図 17) 設定方法①のイメージ図



<sup>14</sup> ただし、合理的な発電行動を行わないことで実際のお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ある。

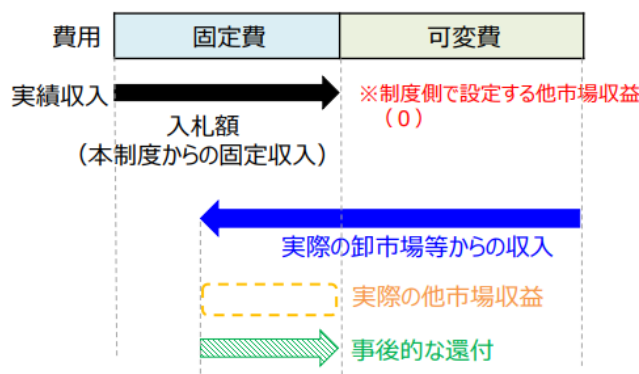
(参考図 18) 設定方法①の具体的内容

- 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しうる**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**。

一方、「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」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、参考図 19 のとおり、稼働インセンティブに配慮しつつ、一定の還付が必要となる。

(参考図 19) 設定方法②のイメージ図



設定方法①・②の評価は参考図 20 のとおりであるが、シンプルな設計とする観点や、委員からは設定方法②が望ましいとの意見が多かったことを踏まえ、「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」を採用することとした。

(参考図 20) 他市場収益の設定方法①・②の評価

	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"> <li>● 入札時は、<b>制度側で設定した他市場収益を控除</b>して、応札を行う。</li> <li>● 入札時に<b>制度側で設定した他市場収益 (A) と、実際の他市場収益 (B) について、「A &gt; B」の場合は差額分を補填し、「A &lt; B」の場合は稼働インセンティブに配慮しつつ、差額分の一部を還付</b>させる。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 入札時は、<b>他市場収益を0</b>として、応札を行う。</li> <li>● 運転開始後、稼働インセンティブに配慮しつつ、<b>実際の他市場収益の一部を還付</b>させる。</li> </ul>
評価	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 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</li> <li>△ 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）</li> <li>△ 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</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 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</li> <li>△ 固定費が小さく可変費が大きい電源が有利となる</li> </ul>

その上で、還付時の実際の他市場収益の考え方や、還付時の（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、といった論点について、以下のとおり検討を行った。

#### （還付時の実際の他市場収益の考え方）

「実際の他市場収益」は、「(a)実際の卸市場等からの収入」から「(b)可変費」を控除して算出されるため、(a)と(b)にどのような数値を用いて算出するかについて、検討を行った。

#### (a)実際の卸市場等からの収入

本制度措置の落札電源の kWh 価値・ΔkW 価値・非化石価値は、現行容量市場の落札電源と同様に、相対契約や各種市場（卸取引市場・需給調整市場・非化石価値取引市場）において取引を行うことが想定される。

「実際の他市場収益」の計算に利用する「(a)実際の卸市場等からの収入」は、以下の2パターンが考えられる。

案①：落札事業者から領収書等の証憑を提出してもらい、実際に相対契約や各種市場から得た収入額とする方法

案②：簡便性の観点から、（仮に相対契約からの収入がある場合でも、その収入に関係なく、）実際に発電した kWh に、スポット市場と非化石価値取引市場の価格の合計額を乗じて算出した額とする方法

このうち、案②は、簡便性の観点からはメリットがあるものの、実態と乖離する可能性があり、電源投資の予見可能性を確保する観点からは、課題が残る。

このため、実態に即した金額で事後的な還付が行われる、案①を採用することとした。ただし、相対契約に基づく収入を「実際の卸市場等からの収入」とする場合、意図的に他市場収益を0とすることを防止する観点から、当該相対契約に基づく収入に対して一定の規律（例えば、スポット市場価格や非化石価値取引市場価格の水準との関係で、一定の規律を設ける等）が必要である<sup>15</sup>。

#### (b)可変費

「実際の他市場収益」の計算に利用する「可変費」は、以下 2 パターンが考えられる。

案①: 落札事業者から契約書等の証憑を提出してもらい、実際に支払った燃料費等の可変費とする方法

案②: 簡便性の観点から、貿易統計等を基に制度側で算定した標準的な可変費とする方法

参考図 21 の評価を踏まえれば、コスト削減インセンティブは相対的に低いものの、よりコスト削減が国民負担の軽減につながりやすく、発電事業者の予見可能性の確保に資する案①を採用することとした。

(参考図 21) 可変費の取り扱いに関する評価

案①	案②
<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 実際に支払う可変費を削減した場合は、その分「実際の他市場収益」が大きくなり、論点④で検討する稼働インセンティブの工夫次第で、コスト削減分の一部が発電事業者の利益となるため、<u>コスト削減インセンティブが生じる</u>。(コスト削減インセンティブは、案②より低い。)</li> <li>○ かかるコスト削減の効果は、本制度措置に基づき発電事業者に支払われる金額（国民負担）が減額される形で反映される。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 標準的な可変費よりもコスト削減した場合は、<u>コスト削減分が発電事業者の利益となるため、コスト削減インセンティブが生じる</u>。</li> <li>△ かかるコスト削減の効果は、本制度措置に基づき支払われる金額（国民負担）には影響しない。</li> <li>△ 例えば、燃料調達に長期契約で行うことも考えられるが、契約時期によっては、事業者が値下げ交渉を適切に行ったとしても、足下の市場価格よりも高い契約となることも考えられ、こうした場合には、実際の利益に照らして過大な還付が必要となるおそれがある。</li> </ul>

(還付時の(稼働インセンティブに配慮した)一定の還付割合)

全ての利益を還付させてしまうと稼働インセンティブが低下するため、利益の一定割合について還付することとし、その残りの利益は事業者が稼働インセンティブとして留保できることとした。

ただし、落札事業者は、事業報酬(税引前 WACC5%)を入札価格に算入しうることから、これに加えて還付時に過大な事業報酬を与えることは不適切である。

<sup>15</sup> 電力・ガス取引監視等委員会に対する卸取引に関する内外無差別のコミットメントをしている事業者にとっては、内外無差別な卸取引の確保も必要である。

このため、参考図 22 の試算結果を踏まえれば、還付割合は 90%をベースとし、残りは事業者が留保できることとした。

なお、より市場価格が高いときに運転を行ったり、より安い価格で燃料調達を行うような合理的・効率的なオペレーションを促すため、利益の 90%を一律に還付するのではなく、還付率に段差を設ける等、より効率化インセンティブの働くような還付方法について、今後検討を進めることとした。

(参考図 22) 還付割合が事業報酬率に与える影響(単位:%)

還付割合	95%	90%	85%	80%
太陽光(事業用)	+0.7	+1.4	+2.1	+2.8
陸上風力	+0.5	+1.1	+1.6	+2.2
洋上風力	+0.4	+0.8	+1.3	+1.7
中水力	+0.4	+0.9	+1.3	+1.7
地熱	+0.6	+1.2	+1.8	+2.4
バイオマス(木質専焼)	+0.2	+0.4	+0.6	+0.8
原子力	+0.8	+1.5	+2.3	+3.0
CO2分離回収型石炭	+0.6	+1.3	+1.9	+2.5
CO2分離回収型IGCC	+0.6	+1.1	+1.7	+2.3
CO2分離回収型LNG	+0.9	+1.9	+2.8	+3.6
水素専焼	+1.1	+2.2	+3.2	+4.2
水素10%混焼	+0.6	+1.2	+1.8	+2.4
既設石炭の改修(アンモニア20%混焼)	+0.9	+1.7	+2.5	+3.3

#### F) 調整係数

現行容量市場では、一部の電源種(太陽光・風力・一般水力(自流式)・揚水)については、「調整係数<sup>16</sup>」を設定しており、落札した電源は、落札価格(円/kW)に調整係数を乗じた分の容量収入が得られる。

本制度措置においても、現行容量市場と同様に、一部の電源種は調整係数を設定し、落札した電源は、落札価格に調整係数を乗じた分の容量収入を得られることとした。

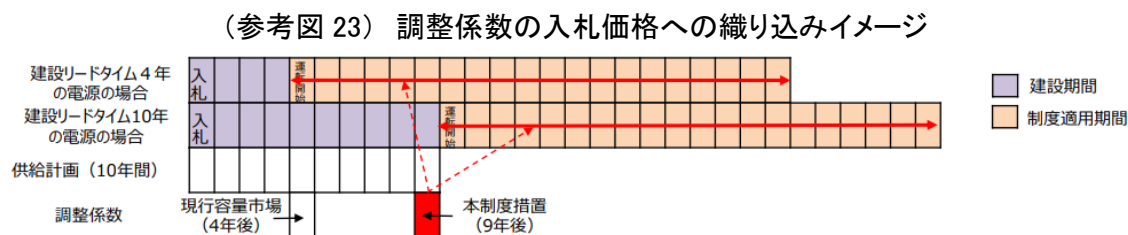
この場合、本制度措置によって長期的な収入の予見可能性を付与するためには、入札時点で、将来得られる容量収入の額が予見できることが重要であり、そのためには、入札時点で予め制度適用期間における調整係数を設定しておく必要がある。

調整係数の設定方法については、現行容量市場では、4年後の1年間の調整係数が設定されているのに対して、本制度措置における調整係数は、建設リードタイムを経た後の運転開始から基本的に20年間という長期間の制度適用期間における調整係数を設定する必要がある。

しかし、調整係数の算定の前提となる供給計画は、当該年度以降10年間の計画しかないことから、入札時点において、制度適用期間の全期間における調整係数を設定することは困難であるため、次善の策として、最も長期的な需給状況を反映した「入札時点から9年後の

<sup>16</sup> 落札電源に対する対価を支払うにあたって、電源種毎の供給信頼度に関する特徴に配慮してkW価値を評価するために設定されるもの。

調整係数」を、制度適用期間の全期間において適用し、容量収入を算出することとした。



### G) 入札価格の算定方法

入札価格に対する規律として監視を行うに当たっては、入札者による入札価格の算定方法に一定のルールを設けることが必要である。

具体的な入札価格の算定方法は、事業者の想定コストをベースとして、参考図 24 の式を満たすことを求めるものとし、かかる式に基づき算定された年間あたり単価(円/kW/年)で入札を求めることとした。

(参考図 24) 入札価格の算定式

$$\text{入札価格} \leq \frac{\text{Net CONE}}{\text{調整係数}} \quad (\text{単位: 円/kW/年})$$

F)を踏まえた  
9年後の調整係数

$$\left[ \text{Net CONE} = \text{Gross CONE} - \text{入札時の他市場収益} \right]$$

事業者の想定コストをベースとして  
A)~D)を踏まえて算定

E)を踏まえた  
制度側で設定する入札時の他市場収益  
(=全電源一律0)

### H) 上限価格の算定方法

現行容量市場の上限価格は、諸外国の容量市場における上限価格の設定方法を参考にしつつ、電源の新設インセンティブに十分な価格水準、国民負担の観点から、発電コスト検証の数値をベースとした Net CONE × 1.5 倍として設定している。

本制度措置における上限価格も、同様の考え方により、参考図 25 の算式によって設定することとした。

(参考図 25) 上限価格の算定式

$$\begin{aligned}
 \text{上限価格} &= \frac{\text{Net CONE}}{\text{調整係数}} \times 1.5 \quad (\text{単位: 円/kW/年}) \\
 &= \frac{\text{Net CONE}}{\text{F)を踏まえた 9年後の調整係数}} \times 1.5 \\
 \left[ \begin{aligned} \text{Net CONE} &= \text{Gross CONE} - \text{入札時の他市場収益} \end{aligned} \right] \\
 &= \left[ \begin{aligned} &\text{発電コスト検証の数値をベースとして A)~D)を踏まえて算定} \\ &- \text{E)を踏まえた 制度側で設定する入札時の他市場収益 (=全電源一律0)} \end{aligned} \right]
 \end{aligned}$$

「E)他市場収益」の入札時の他市場収益の設定方法①と②のそれぞれで、電源種毎の上限価格を試算した結果は参考図 26 のとおり。なお、設定方法①と②で、電源種毎の上限価格には差が生じるが、事後的な還付又は補填を考慮すれば、基本的に<sup>17</sup>国民負担は変わらない。

電源種によって数万円～数十万円とばらつきがあることから、現行容量市場のように、モデルプラントとなる電源種を設定して、その電源種の NetCONE を基に全電源一律の上限価格を設定するのではなく、電源種毎に上限価格を設定することとした。電源種毎の上限価格の詳細については今後検討していき、実際の入札時に改めて計算する。

ただし、「E)他市場収益」では入札時の他市場収益の設定方法として設定方法②を採用しているが、この場合には、競争力のある電源同士の競争を確保し、過度な国民負担の発生を防止するため、上限価格に閾値を設けることとした。

閾値の水準は、上記趣旨を踏まえ、競争力のある電源の上限価格の水準や、電源投資促進の観点、他の関連制度との整合も踏まえた水準として、例えば 10 万円/kW/年を一つの目安とすることとした。<sup>18</sup>

<sup>17</sup> 設定方法①で、事後的な補填が一部に留まる場合には、差は生じ得る。

<sup>18</sup> 蓄電池・揚水は、放電可能時間によって固定費・入札価格が大きく増減するため、公平な競争の在り方・入札価格の在り方・上限価格の設定方法を別途要検討。

(参考図 26) 電源種別の上限価格の試算結果

単位：万円/kW/年	設定方法①		設定方法②		FIT/FIPの 対象電源
	NetCONE+調整係数	上限価格	NetCONE+調整係数	上限価格	
太陽光（事業用）	2.4~10.5	3.6~15.8	13.5~58.3	20.2~87.5	}
陸上風力	4.5~8.7	6.7~13.1	11.5~22.4	17.3~33.6	
洋上風力	10.0~19.5	15.0~29.2	19.2~37.3	28.8~56.0	
中水力	8.0~12.8	12.1~19.3	18.2~29.0	27.3~43.5	
地熱	3.9	5.8	11.7	17.6	
バイオマス（木質専焼）	6.2	9.4	7.6	11.4	
原子力	1.3	1.9	7.0	10.6	
CO2分離回収型石炭	1.9	2.9	5.0	7.6	
CO2分離回収型IGCC	2.9	4.4	6.5	9.7	
CO2分離回収型LNG	0.1	0.2	3.1	4.6	
水素専焼	0.9	1.3	2.3	3.4	
水素10%混焼	▲0.1	▲0.1	2.3	3.4	
既設石炭の改修（アンモニア20%混焼）	1.3	1.9	3.3	5.0	
蓄電池	-	-	2.6	3.9	

※ 上記の試算は発電コスト検証のデータを基に算出したものであり、詳細については今後検討していく。  
 設定方法①は、2018年～2020年のスポット価格より試算。  
 蓄電池は、可変費（充電時の電力価格）の仮定が困難なため、設定方法①の試算は省略。また、蓄電池・揚水は、発電可能時間によって固定費・入札価格が大きく増減するため、公平な競争の在り方・入札価格の在り方・上限価格の設定方法を別途要検討。

### I) 入札価格の監視

本制度措置は、巨額の電源投資を対象としており、国民負担の最小化を図ることが必要であることを踏まえ、電力・ガス取引監視等委員会における監視を行うこととした。

具体的には、例えば以下のような文書を確認し、発電コスト検証の数値との比較を行い、必要に応じて入札事業者に対してヒアリングをすることとした。また、現行容量市場と同様に、監視の具体的な方法についても本作業部会で議論のうえ、今後、本制度措置においても、入札ガイドラインを作成することとした。

- ① 契約（工事契約・委託契約など）締結済みのものの場合、契約書
- ② 契約（工事契約・委託契約など）締結済みではない場合、見積書
- ③ ①や②が無い場合、事業計画数値又は過去同様の案件における実績数値のデータ

このうち、①・②は、客観性を担保するために、相見積であることが望ましく、相見積を取っている場合は、原則当該数値を適切な金額と認めることとした。他方、特命発注を行っている場合は、当該理由をヒアリングなどにより確認することとした。

上記の監視を通じて、発電コスト検証の数値や同じ電源種・同規模の過去実績などに比べて、個別の費用項目について、合理的な理由なく高額な水準であることが判明した際には、一定の入札価格の引き下げを行い、引き下げ後の金額を約定価格とすることとした。（ただし、引き下げ後の金額であれば投資できないという判断もあり得るため、監視結果を踏まえ、事業者が入札の取り下げをするという判断もあり得る。）

### J) 入札価格に関する制度の全体像

「E) 他市場収益」の入札時の他市場収益の設定方法①と②のそれぞれの場合において、各論点の全体像は参考図 27 のとおり。

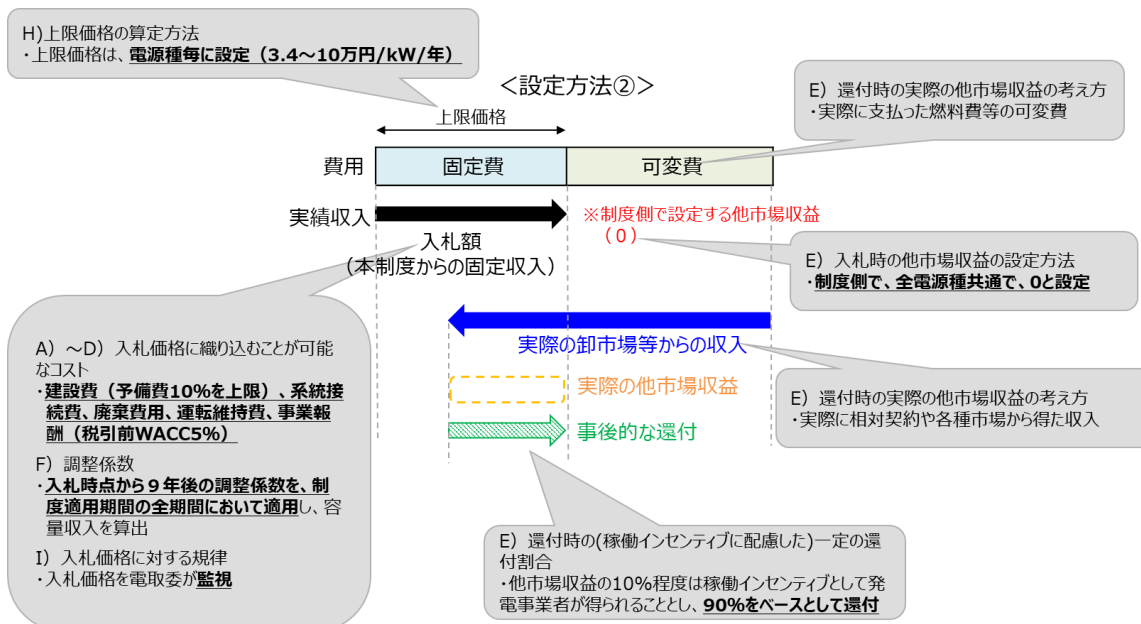
(参考図 27) 各論点の全体像

論点		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に設定
A) ~D) 入札価格に織り込むことが可能なコスト		<ul style="list-style-type: none"> <li>建設費（予備費10%を上限）、系統接続費、廃棄費用、運転維持費、事業報酬（税引前WACC5%）</li> <li>制度側で設定</li> </ul>	
E) 入札時の他市場収益の設定方法		<ul style="list-style-type: none"> <li>電源種別に、過去数年間の市場価格と、発電コスト検証のコストを基に設定</li> <li>実際の他市場収益との差額を、補填又は還付（還付時には稼働インセンティブに配慮）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>全電源種共通で、0と設定</li> <li>稼働インセンティブに配慮しつつ、実際の他市場収益の一部を還付</li> </ul>
E) 還付時の実際の他市場収益の考え方		「実際に相対契約や各種市場から得た収入」から「実際に支払った燃料費等の可変費」を控除して算出	
E) 還付時の(稼働インセンティブに配慮した)一定の還付割合		他市場収益の10%程度は稼働インセンティブとして発電事業者が得られることとし、90%をベースとして還付	
F) 調整係数		入札時点から9年後の調整係数を、制度適用期間の全期間において適用	
G) ~I) 入札価格に対する規律	入札価格	事業者の想定コストをベースとして、年間あたり単価（円/kW/年）で入札	
	上限価格	<ul style="list-style-type: none"> <li>「NetCONE/調整係数×1.5」により電源種毎に設定し、これに加えて、上限価格に閾値（10万円/kW/年を一つの目安）を設ける</li> <li>※NetCONE=「発電コスト検証の数値をベースとして算出」-「入札時の他市場収益」</li> <li>※設定方法①と②で、電源種毎の上限価格には差が生じるが、事後的な還付又は補填を考慮すれば、基本的に国民負担は変わらない。</li> <li>電源種別の上限価格は、0~29.2万円/kW程度</li> <li>電源種別の上限価格は、3.4~87.5万円/kW程度</li> </ul>	
	監視	<ul style="list-style-type: none"> <li>電力・ガス取引監視等委員会による監視を行う</li> <li>契約書等の文書を確認や発電コスト検証の数値や同じ電源種・同規模の過去実績などとの比較を実施し、合理的な理由なく高額な水準である場合には、入札価格を引き下げ</li> </ul>	

※赤枠が検討結果

「E) 他市場収益」の入札時の他市場収益の設定方法を②とした場合の全体イメージは参考図 28 のとおり。

(参考図 28) 全体イメージ



⑤ 調達方式  
 <調達方式>

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)」が考えられるが、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検討を行った。

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である。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確実性を担保する観点が重要である。

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

したがって、以下の点を踏まえ、事業の実施能力や事業継続の確実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<sup>19</sup>、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働を担保することを想定していること

一方で、「3Eのうち価格要素だけを考慮することは懸念があり、燃料調達安定性といったエネルギーセキュリティへの貢献や、CO2削減への寄与度、経済波及効果など多面的な要素を考慮した総合評価方式についても排除することなく、今後慎重に検討が必要」、「電源種毎に募集量を設定し、それぞれの範囲で競争促進することが必要」との意見もあった。

こうした点については、本制度措置は様々な電源種混合の競争入札制度であり、公平な総合評価の方法を策定することが難しいことや、2050年のエネルギーミックスが決まっていない中で電源種別に募集量を設定することは困難であることを踏まえ、将来の検討課題とし、入札を繰り返す中で、電源種に偏りが生じることが明らかになった場合や、2050年エネルギーミックスが策定された場合には、本制度措置の調達方式に反映することを検討することとした。

また、「調整力・慣性力を最低限加味するといった付加的な要素を入れるのには議論の余地がある。2050年に向けてどういう電源が足りなくなるのか整理が必要」との意見もあった。

---

<sup>19</sup> 入札資格要件や保証金の設定は、「参加者の規律を保つことが重要」という意見もあった一方で、「過度に厳格となって新規参入のハードルが高くなりすぎないようにすべき」との意見があった。

この点については、本制度措置では固定費ベースでの競争となるため、調整力を有する電源は基本的に固定費が小さく、総合評価の中で調整力等を加点せずとも、価格競争において有利となる。こうした点も加味すれば、この点についても将来の検討課題とし、必要に応じて調整力や慣性力のある電源の確保状況を確認しつつ、本制度措置の調達方式に反映することを検討することとした。

(参考図 29) 電源投資を促す制度における調達方式

FIT制度における入札 (事業用太陽光、陸上風力、バイオマス)	みなし小売電気事業者による 火力電源入札	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)
<ul style="list-style-type: none"> <li>● 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。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 「価格競争方式」と「総合評価方式」の選択制。</li> </ul> <p>(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。</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 「総合評価方式」を採用。</li> </ul> <p>(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)</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、「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。

電源投資を促す制度におけるオークション方式については、参考図 30 のとおりであるが、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、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とした。

(参考図 30) 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
<ul style="list-style-type: none"> <li>● 容量市場</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● みなし小売電気事業者による火力入札</li> </ul>

#### ⑥ 制度適用期間

脱炭素化された電源の拡大を図るといふ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。

- 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<sup>20</sup>

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た。

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、以下が考えられる。

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

本制度措置の趣旨・目的から、他の新規投資制度と同様、参考図 31 のとおり、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た。

(参考図 31) 制度適用期間を設定する上での基礎的な考え方(案①・②)の評価

	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"> <li>○ 金融実態を踏まえた期間となり、資金調達がしやすい</li> <li>○ FIT・FIP制度や火力電源入札制度など、<b>他の新規投資制度と整合的</b></li> <li>△ 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<b>世代間負担の公平性が確保されにくい</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 案①と比較すると、制度期間が長い場合、相対的に<b>世代間負担の公平性が確保されやすい</b></li> <li>○ 長期間の運転が確保されやすい</li> <li>△ 20年超の長期間となり、<b>資金調達の観点から懸念あり</b></li> </ul>

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である。

この点については、参考図 32 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た。

(参考図 32) 制度適用期間を全電源種共通とするか否かの評価

	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	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 全電源種共通であり、制度設計がシンプルとなる</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>△ 「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</li> </ul>

<sup>20</sup> 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。

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て事業者の任意に委ねることについて、検討を行った。

- 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

「20年よりも長期の適用期間」とすることについては、肯定的な意見が多かった一方で、「20年よりも短期の適用期間」とすることについては、「新設・リプレース案件で20年より短い期間とする必要性は疑問」、「長期稼働を促す観点、国民負担平準化の観点との兼ね合いも踏まえ、短期は慎重に検討すべき」等の慎重な意見があった。

こうした意見を踏まえ、新設・リプレース案件の制度適用期間は、全電源共通で20年を基本としつつ、20年よりも長期の適用期間を希望する事業者が存在する場合には認める(20年よりも短期の適用期間は認めない)こととした。

また、既設電源の改修の場合についても、新設・リプレース案件を含めた全電源種混合の競争を行うこととなり、落札した電源が新設・リプレース案件同様に長期間稼働することによって、カーボンニュートラルと安定供給の両立に資することを踏まえれば、新設・リプレース案件と同様の期間設定とすることが望ましい。

したがって、既設電源の改修の制度適用期間は、新設・リプレース案件と同様に、20年を基本としつつ、20年よりも長期の適用期間を希望する事業者が存在する場合には認める(20年よりも短期の適用期間は認めない)こととした。

なお、新設・リプレースと既設電源の改修の場合の共通の課題として、運転開始時期が年度途中となる場合の制度適用期間の始期をいつとするかは、別途検討することとした。

## ⑦ 上限価格

「④入札価格の在り方」「H) 上限価格の算定方法」参照

## ⑧ 調整係数

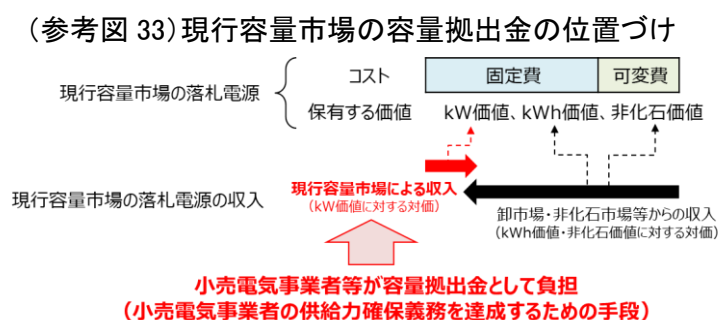
「④入札価格の在り方」「F) 調整係数」参照

## ⑨ 拠出金の負担者

現行容量市場は、落札電源のkW価値に対価を支払うことで、落札電源の供給力(kW)を確保するものであり、小売電気事業者に課せられている供給能力確保義務を達成するための手段と位置づけられている。

このため、現行容量市場を運営する広域機関は、小売電気事業者等から容量拠出金として、供給力確保に必要な費用を徴収することとされている。（一般送配電事業者・配電事業者についても、周波数調整に必要な調整力を確保する必要があるため、託送料金査定の考え方を踏まえ、相当額を徴収。）

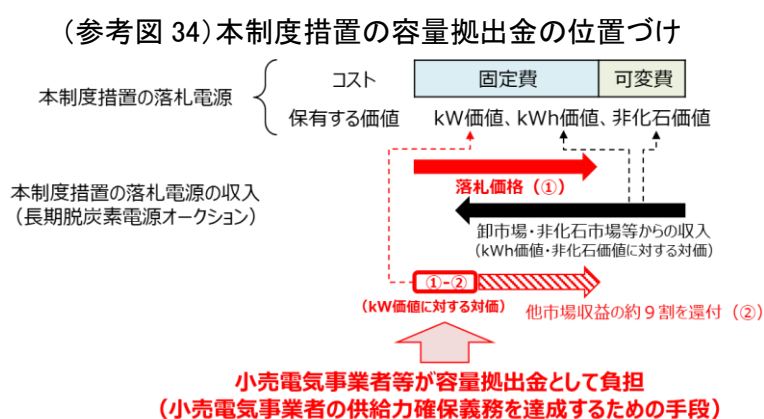
小売電気事業者が容量拠出金の支払いに応じない場合は、電気事業法第2条の12第2項に基づく命令が行われ得ることとなる。



本制度措置も、落札電源の kW 価値に対して対価を支払うことで、長期間、脱炭素電源による供給力(kW)を確保するためのものであることから、現行容量市場と同様に、小売電気事業者に課せられている供給能力確保義務を達成するための手段と位置づけられる。

このため、長期脱炭素電源オークションの拠出金(運営に必要な費用)の負担者・負担割合は、現行容量市場と同様とする<sup>21</sup>ことが適切である。

なお、本制度措置の落札電源が有する kWh 価値や非化石価値は、落札電源の事業者が別途市場等で売却して対価を得ることが可能である<sup>22</sup>。



<sup>21</sup> 小売電気事業者が支払いに応じない場合は、電気事業法第2条の12第2項に基づく命令の処分の基準における「広域的運営推進機関による供給能力を確保するための費用の請求に応じない場合」に該当し、同項の命令が行われ得ることとなる。

<sup>22</sup> ただし、原則9割は還付する必要がある。

#### ⑩ リクワイアメント・ペナルティ

「(2)本制度措置の位置づけ」のとおり、本制度措置は容量市場の一部であることから、本制度措置に参加する電源等は、現行容量市場と同様に「安定電源」・「変動電源」・「発動指令電源」の3つの登録区分で参加することとした。<sup>23</sup>

また、同様の理由から、本制度措置における落札電源等には、原則として現行容量市場におけるリクワイアメント・ペナルティ(入札時点のもの)を適用することとした。

その上で、以下のとおり、本制度措置の趣旨を踏まえて追加的に必要なリクワイアメント・ペナルティを設けることとした。

#### <供給力提供開始期限に係るリクワイアメント・ペナルティ>

「③建設リードタイムの考慮」のとおり、本制度措置では、建設リードタイムに十分配慮した制度設計とすることが必要である。一方で、徒に供給力の提供開始を遅らせることは供給力確保の観点からは適切ではないことから、電源種ごとに供給力提供開始期限を設定し、それまでの間に供給力の提供を開始することをリクワイアメントとして求めることとした。

具体的な供給力提供開始期限は、電源種毎の建設リードタイムの実態を踏まえ、参考図-35 のとおり設定することとした。

(参考図 35) 供給力提供開始期限

電源種	供給力提供開始期限(案)
太陽光	5年(法・条例アセス済の場合:3年)
風力、地熱	8年(法・条例アセス済の場合:4年)
水力	12年(法・条例アセス済の場合:8年) (多目的ダム併設型についてはダム建設の遅れを考慮)
水素・アンモニア(専焼)、バイオマス 水素・アンモニア混焼のLNG、CCS火力 既設火力の改修(水素・アンモニア混焼、バイオマス専焼)	11年(法・条例アセス済・不要の場合:7年)
原子力	17年(法・条例アセス済の場合:12年)
蓄電池	4年
LNG(時限的に対象)	6年 ※21頁のとおり、早期に供給力を提供開始できる新設・リプレース案件のみを対象とするため、供給力提供開始期限を短く設定

こうしたリクワイアメントを満たせず、供給力提供開始期限を超過した場合は、前述の供給力確保の観点からは、一定のペナルティを課すべきである。

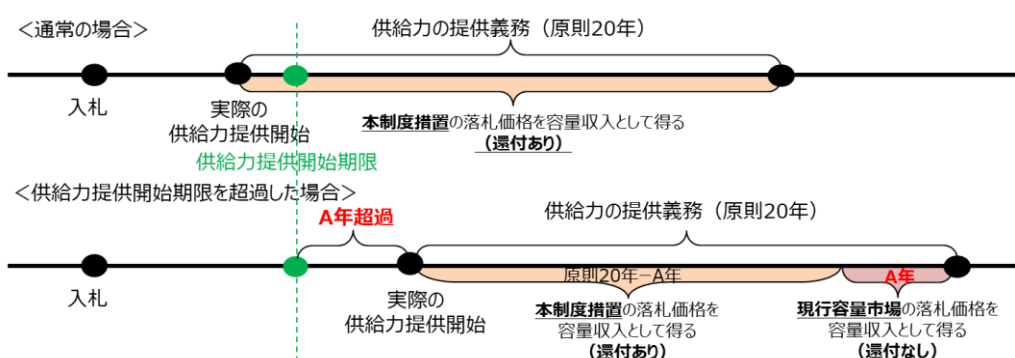
また、同様の観点から、本制度措置によって建設された電源は、できるだけ長期に渡って供給力に貢献することが求められる。

<sup>23</sup> DR は、一般的に大規模投資が想定されないため、本制度措置の対象外とした。蓄電池は、別途検討を行うこととした。

これらを踏まえ、供給力提供開始期限を超過した場合のペナルティは、以下のとおりとした。

- 供給力の提供は、引き続き、実際の供給力提供開始時期から原則 20 年間<sup>24</sup>、リクワイアメントとして課す
- 本制度措置の落札価格を容量収入として得られる期間を、超過期間分だけ短縮する。短縮した期間の容量収入は、現行容量市場の当該年度の落札価格とする(還付なし)

(参考図 36) 供給力提供開始期限を超過した場合のペナルティのイメージ



#### <変動電源におけるリクワイアメント・ペナルティ>

現行容量市場における変動電源のリクワイアメント・ペナルティは、出力が自然変動する電源の特性を踏まえ、安定電源のリクワイアメント・ペナルティよりも限定的なものとなっている。

特に、供給力の維持に係るリクワイアメント・ペナルティでは、変動電源・安定電源ともに、以下のリクワイアメント・ペナルティを求めているものの、変動電源については、自然影響(日没、無風、渇水等)により出力が低下又は停止する場合については、容量停止計画の提出は不要とされており、経済的ペナルティも科されないこととなっている。

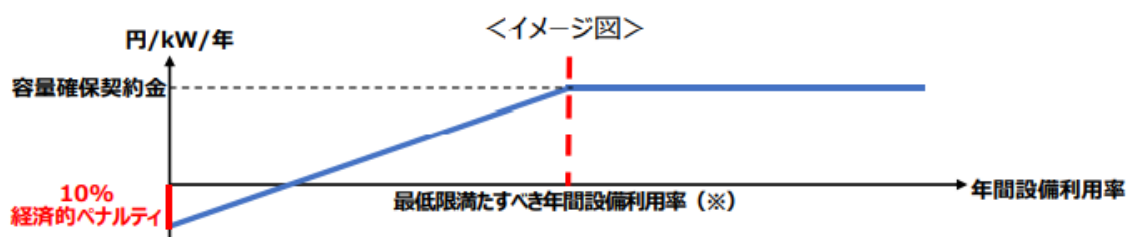
- 実需給年度において、アセスメント対象容量以上の供給力を提供できる状態を維持すること
- ただし、容量停止計画を提出する場合は、8,640 コマ(180 日相当)を上限に、契約電源の停止またはアセスメント対象容量以下の出力を認める
- 年間計画停止コマ相当数に対して、経済的ペナルティを科す

本制度措置は、現行容量市場とは異なり、入札価格に固定費を全額織り込むことが許容されており、仮に現行容量市場と同様のリクワイアメント・ペナルティを設定した場合、立地条件が悪く、自然影響により設備利用率が通常よりも著しく低い案件の場合でも、自然変動電源に関するリクワイアメントさえ満たせば、固定費を全額回収できることになってしまう。

<sup>24</sup> 制度適用期間が 20 年超の場合は当該期間

このため、変動電源については、こうした著しく立地条件が悪い案件を排除するため、最低限満たすべき年間設備利用率<sup>25</sup>の達成をリクワイアメントとして課し、未達度合いに応じてペナルティを徴収することとした。

(参考図 37) 変動電源におけるペナルティのイメージ



<不可抗力発生時の扱いについて>

現行容量市場では、不可抗力が生じたことにより、実需給年度において、供給力を提供できないまたは供給力の提供ができなくなることが明らかとなった場合は、容量提供事業者の状況を考慮し、例外的に経済的ペナルティ(市場退出時の経済的ペナルティは除く。)を適用しない場合があることとされている。

本制度措置における落札電源についても、こうした不可抗力が生じた場合に、リクワイアメント違反としてペナルティを適用することとすれば、長期的な予見可能性が低下し、投資を停滞させるおそれがある。

このため、天災地変、事後的な法令改正や規制適用、裁判による判決などが原因で、供給力提供開始期限までに供給力の提供を開始することができない場合又は供給力提供開始後において、供給力の提供ができない場合であって、事業者に帰責性がない不可抗力による場合は、例外的に供給力提供開始期限を超過した場合のペナルティや経済的ペナルティを個別に確認した上で適用しないこととした。

<sup>25</sup> 例えば、FIT/FIP 制度で調達価格等を設定する際に用いている最近の導入事例を踏まえた平均的な設備利用率(太陽光 17.7%、陸上風力 28.0%等(令和 4 年度以降の調達価格等に関する意見より))

### 3. おわりに

本作業部会は、本制度措置（電源投資を確保するための制度措置）について、対象電源や募集量、入札価格の在り方など制度の主要な論点について一定の整理を行った。今後 2023 年度中の第 1 回オークションを目指し、より詳細な論点について検討を進めていく。

本年3月には、直前に発生した福島沖地震や悪天候の影響等もあり、東京・東北エリアに初めての需給ひっ迫警報が発令されるなど、供給力の確保は近年の電力システムの構造的課題となっており、脱炭素社会のなかで安定供給を実現させていくことの重要性が再認識されている。新規電源投資の促進が喫緊の課題となる中、本制度措置の検討を一層加速化させていくことを確認し、第八次中間とりまとめの締めくくりとする。

## 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	(1)第三次中間とりまとめ(案)について
第41回	令和2年7月31日 13:00～15:00	(1)第三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)非化石価値取引市場について (3)非効率石炭のフェードアウトに向けた検討について
第42回	令和2年9月17日 10:00～12:00	(1)容量市場について (2)非化石価値取引市場について
第43回	令和2年10月13日 17:00～19:00	(1)容量市場について (2)需給調整市場について
第44回	令和2年11月27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
第45回	令和2年12月24日 16:00～18:00	容量市場について
第46回	令和3年1月25日 17:00～19:00	容量市場について
第47回	令和3年3月1日 15:00～18:00	(1)容量市場について (2)非化石価値取引市場について
第48回	令和3年3月26日 9:00～12:00	(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
第49回	令和3年4月15日 9:00～12:00	(1)容量市場について (2)非化石価値取引市場について
第50回	令和3年4月26日 13:00～15:30	(1)第四次中間とりまとめ(案)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51回	令和3年5月26日 15:00～17:00	(1)非化石価値取引市場について (2)2021年度夏季及び冬季の電力需給の見通しと対策について
第52回	令和3年6月14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)第四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
第53回	令和3年7月5日	第5次中間とりまとめ(案)について
第54回	令和3年7月16日 10:00～12:00	(1)今後の供給力確保策について (2)非化石価値取引市場について
第55回	令和3年7月16日	(1)ベースロード市場について

	15:00-17:00	(2)非化石価値取引市場について
第56回	令和3年8月27日 17:00-19:00	(1)非化石価値取引市場について (2)2022年度の需給見通し・供給力確保策について (3)第5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
第57回	令和3年9月24日 17:00-19:00	(1)非化石価値取引市場について (2)2020年度の高度化法に基づく達成計画の報告について (3)2021年度冬季に向けた供給力確保策について (4)需給調整市場の取引状況
第58回	令和3年10月12日 (書面審議)	(1)第6次中間取りまとめ(案)について
第59回	令和3年11月29日 9:00-11:00	(1)非化石価値取引市場について (2)今冬の電力需給対策及び今後の電力システムの主な課題について
第60回	令和3年12月22日 17:00-19:30	(1)非化石価値取引市場について (2)容量市場について (3)電源投資の確保について
第61回	令和4年1月21日 15:00-17:30	(1)容量市場について (2)電源投資の確保について (3)非化石価値取引市場について
第62回	令和4年2月17日 9:00-11:30	(1)容量市場について (2)電源投資の確保について (3)非化石価値取引市場について
第63回	令和4年3月16日 16:00-18:30	(1)容量市場について (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
第64回	令和4年4月25日 16:00-18:30	(1)容量市場について (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
第65回	令和4年5月25日 9:40-12:40	(1)ベースロード市場について (2)容量市場について (3)電源投資の確保について
第66回	令和4年6月8日 (書面審議)	(1)第7次中間取りまとめ(案)について
第67回	令和4年6月22日	(1)ベースロード市場について

	15:00-18:00	(2)容量市場について (3)電源投資の確保について (4)非化石価値取引市場について
第 68 回	令和 4 年 7 月 14 日 13:00-16:00	

※網掛け回は第八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  
(令和4年7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
男澤 江利子	有限責任監査法人トーマツ 公認会計士
河辺 賢一	東京工業大学 工学院 助教
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
辻 隆男	横浜国立大学大学院工学研究院知的構造の創生部門 准教授
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 ディレクター
松村 敏弘	東京大学社会科学研究所 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4年7月現在)

石坂 匡史	東京ガス株式会社 エネルギートレーディングカンパニー 電力事業部長
小川 博志	関西電力株式会社 執行役常務
加藤 英彰	電源開発株式会社 常務執行役員 経営企画部長
菊池 健	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
國松 亮一	一般社団法人日本卸電力取引所 企画業務部長
小鶴 慎吾	株式会社エネット 取締役 経営企画部長
小林 聡一	出光興産株式会社 常務執行役員
佐々木 邦昭	イーレックス株式会社 経営企画部副部長
新川 達也	電力・ガス取引監視等委員会事務局長
花井 浩一	中部電力株式会社 執行役員 経営戦略本部 部長
山次 北斗	電力広域的運営推進機関 企画部長

(関係省庁)

環境省