

長期脱炭素電源オークションについて

2023年4月5日 資源エネルギー庁

本日御議論いただきたい論点

- 「長期脱炭素電源オークション」については、これまで主要な論点について御議論をいただいたところであるが、初回のオークションは、事前の各種登録を本年10月頃から開始し、応札を来年1月に 実施することとし、そのための準備を進めていくこととしたい。
- 本日は、初回オークションを実施するにあたって整理が必要となる**これまでの議論に付随・派生する** 以下の詳細論点について御議論いただきたい。なお、併せて、初回オークションを実施するにあたって 明確化することが必要な事項についても整理を行った。

項目	論点		
①対象	・既設火力のアンモニア・水素混焼のための改修案件・既設火力をバイオマス専焼にするための改修・特定計量器の設置・最低入札容量		
④入札価格の在り方	・自家消費・自己託送に供される電源 ・トーリングの場合の「相対契約の規律」「燃料費」の扱い ・トーリングに準ずる形の卸契約の場合の「燃料費」の扱い ・約定結果の公表		
⑤調達方法	•入札参加資格		
⑦上限価格	・揚水・蓄電池の上限価格		
⑩リクワイアメント・ペナルティ	・変動電源に求める年間設備利用率 ・再エネに対する規律の在り方 ・調整力の具備		

※上記のほか、過去の議論の内容の一部について明確化するため、以下の事項を記載。

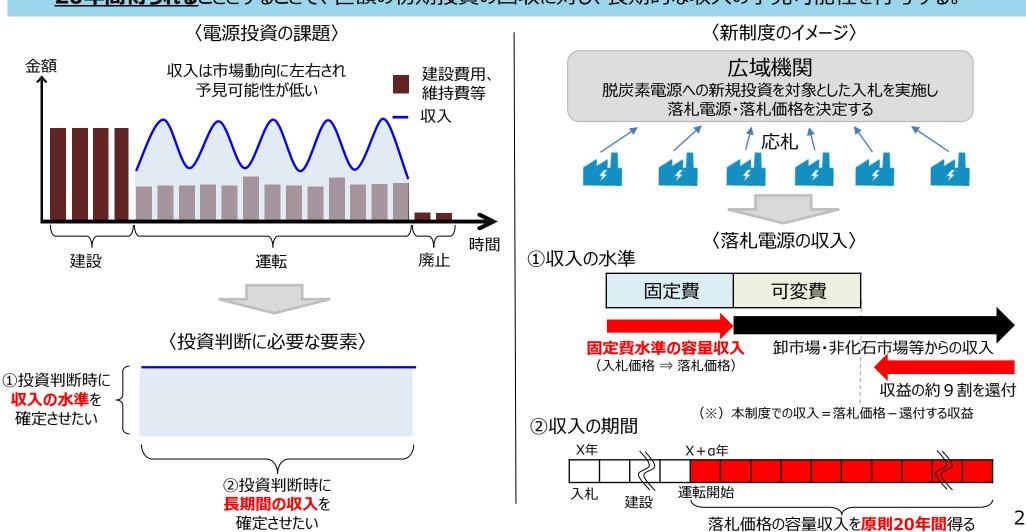
明確化する事項

- 1. 制度適用期間の開始前に発生する運転維持費
- 2. 事業税(収入割・付加価値割)と事業報酬の算出ルール
- 3. 事業報酬の算定
- 4. 相対契約に対する一定の規律の具体例
- 5. 他市場収益の計算における事業税(付加価値割・所得割)の扱い
- 6. 入札価格・入札容量に関する整理

- 7. スクラップ&ビルドで建て替える場合の特例
- 8. 容量拠出金
- 9. 還付額の還元方法
- 10. 制度適用期間前のペナルティ
- 11. 2050年度にバイオマス燃料の専焼化が実現しない場合のペナルティ

(参考)長期脱炭素電源オークションの概要

- 近年、既存電源の退出・新規投資の停滞により供給力が低下し、電力需給のひつ迫や卸市場価格の高騰が発生。
- このため、脱炭素電源への新規投資を促進するべく、<u>脱炭素電源への新規投資を対象とした入札制度(名称</u> 「長期脱炭素電源オークション」)を、2023年度の導入を目処として、検討中。
- 具体的には、脱炭素電源を対象に電源種混合の入札を実施し、落札電源には、**固定費水準の容量収入**を<u>原則</u> 20年間得られることとすることで、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。



- 1. 対象
- 2. 入札価格の在り方
- 3. 調達方法
- 4. 上限価格
- 5. リクワイアメント・ペナルティ

論点1-1. 既設火力のアンモニア・水素混焼のための改修案件

- 第八次中間とりまとめでは、「既設火力をアンモニア・水素混焼にするための改修案件」を本制度の 対象としているが、ここでの「既設火力」とは、既設の「石炭火力」と「LNG火力」を念頭に置いてい たもの。
- 一方で、<u>既設の「石油火力」</u>についても、<u>アンモニア・水素混焼に改修することが考えられる</u>ことから、 「既設の石油火力をアンモニア・水素混焼にするための改修案件」も、本制度の対象としてはどうか。
 - ※アンモニア・水素混焼を前提とした石油火力の新設案件は、石炭火力と同様に、対象外。

第八次中間とりまとめ

(【論点①】アンモニア・水素混焼のための新規投資)

(略)

アンモニア・水素混焼のための新規投資は、主に以下のケースが考えられる。

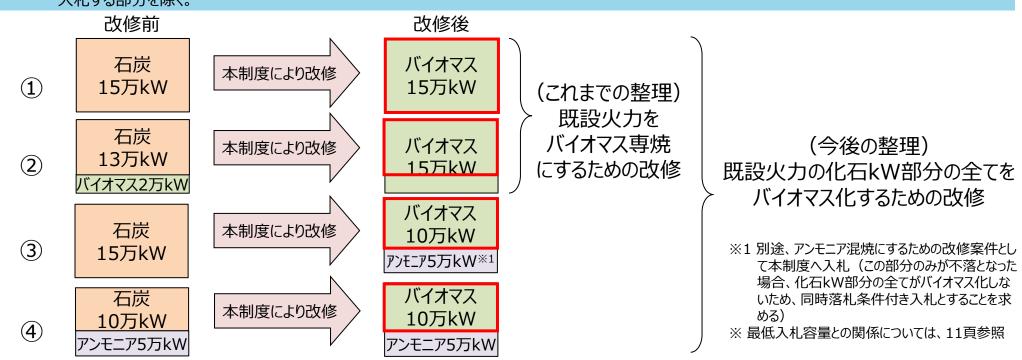
- (a)-1 アンモニア・水素混焼を前提とした石炭火力の新設案件
- (a)-2 アンモニア・水素混焼を前提としたLNG火力の新設案件
- (b)-1 既設の石炭火力をアンモニア・水素混焼にするための改修案件
- (b)-2 既設のLNG火力をアンモニア・水素混焼にするための改修案件
- (a)-1については、供給力の増加には資するものの、アンモニア・水素混焼を前提とするとしても、CO2排出量の多い石炭火力の新設案件となることから、対象としないこととした。
- (a)-2については、LNG火力の新設案件となるため、CO2を排出する新たな火力発電所の新設案件となるが、調整力として期待できる側面もあることから、本制度措置の対象とすることとした。

(略)

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。

論点1-2. 既設火力をバイオマス専焼にするための改修

- 第八次中間とりまとめでは、「既設火力をバイオマス専焼にするための改修」を対象としているが、委員から「完全に専焼化するのではなく、様々な技術で全体としてオフセットした方が費用対効果が高いケースもある」などの御意見があったことを踏まえると、バイオマス専焼に改修する(下の①②)だけでなく、アンモニア・水素等とバイオマスを組み合わせて電源全体を脱炭素化する方法(下の③④)も考えられる。
- このため、本制度では、これら①~④を含む案件として、「既設火力の化石kW部分※の全てをバイ オマス化するための改修案件」を対象としてはどうか。※バイオマス化のための改修案件と同時落札条件で本オークションに 入札する部分を除く。



第67回制度検討作業部会(2022年6月22日)

・カーボンニュートラルに資する電源を対象とするということだと思うが、負の排出技術もあるため、全体としてオフセットした方が費用対効果が高いケースもある。 その中で、完全に専焼化する必要があるのか、若干疑問が残る。例えばアンモニア・水素について、7割8割程度混焼しておいて、残り部分をオフセットするという考え方もある。完全専焼化を果たすためには、相応のコストが必要となる場合もあるため、柔軟性を持たせるべき。

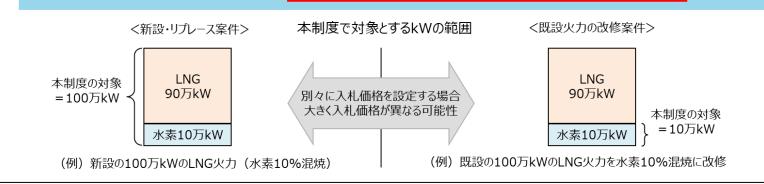
論点1-3.特定計量器の設置

● 昨年11月に御議論いただいたとおり、落札電源のリクワイアメント達成状況の確認のため、1の発電場所内の複数の電源が本制度に入札を行う場合、プラント毎に1つの特定計量器の設置を求めることとしているところ。

論点3-9 複数プラントで1つの入札を行う方法

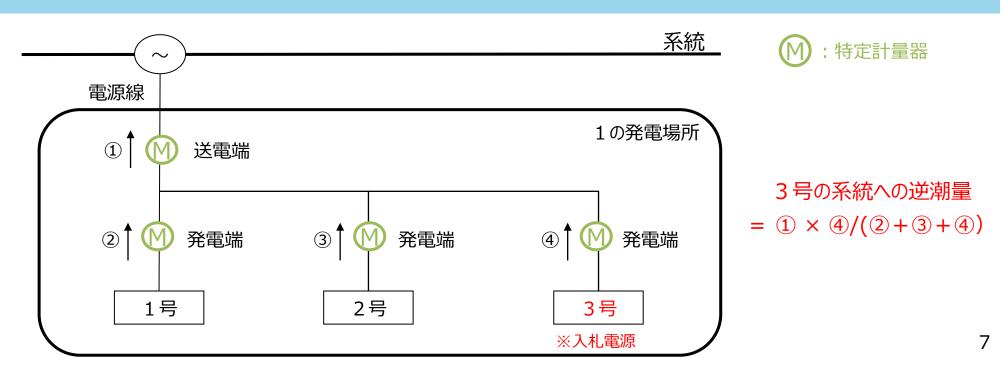
第72回制度検討作業部会(2022年11月30日)資料6

- 本制度では、「共用設備の建設費」や「最低入札容量」との関係で、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を認めている。また、前回の会合では、落札後はプラント毎に 単独の落札電源として扱い、プラント毎に各リクワイアメント・ペナルティ・制度適用期間を適用する ことと整理し、ご議論いただいたところ。
- しかし、複数のプラントで1つの入札を行う場合、複数のプラントが「新設・リプレース案件のみ」や「既設改修案件のみ」だけでなく、「新設・リプレース案件と既設改修案件の混合」も考えられる。この場合、**落札価格を複数のプラント共通の落札価格とすれば**、新設・リプレース案件と既設改修案件は、対象となるkWが異なるため、プラント毎の収支の乖離が大きくなる可能性がある。
- 従って、プラント毎の収支を適正化するため、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を認めるのではなく、共通設備の建設費は、事業者が定める適切な比率で按分して入札価格に織り込むことを前提として、個別プラント毎に入札価格を決めて、個別プラント毎に別々の入札を行うことを求めつつ※、「同年度のオークションに入札した特定の別のプラントが不落札となった場合は、自動的に不落札となる。」といった条件(同時落札条件)を付けることを認めることとしてはどうか。 ※計量器も、プラント毎に1つの特定計量器を設置することを求める。



論点1-3.特定計量器の設置

- 1の発電場所内に、複数の電源が存在する場合は、入札電源で発電した電気がその別の電源の所内電力に充当される可能性があることから、入札電源の発電端のみに特定計量器を設置しても、入札電源由来の電気の系統への逆潮量を把握することができないため、入札電源のリクワイアメントの達成状況が確認できない。
- そのため、同じ発電場所の中で、複数の電源が存在する場合は、按分計量を行うことで入札電源由来の電気の系統への逆潮量を把握することとし、当該按分計量を行うため、入札電源だけでなく、本制度に参加しない別電源の発電端にも特定計量器の設置を求めることとしてはどうか。
 - ※本制度に参加しない別電源に新たに設置する特定計量器のコスト(設置費等)も、入札価格に算入可。複数の案件が本制度に入札する場合は、 どの案件の入札価格に算入するかは、事業者の任意。ただし、二重で算入することは不可。
 - ※特別の事情により電源毎にTSOが設置する特定計量器が既に設置されている場合など、按分計量を行わなくても落札電源のリクワイアメントの確認が可能な場合には、別途特定計量器を設置する必要はない。



論点1-4. 最低入札容量

● 昨年11月に御議論いただいたとおり、本制度の<u>最低入札容量</u>では、揚水・蓄電池※を除き、<u>同一場所の発電所における複数のプラントで同時落札条件付の入札を行うことで、合計10万kW以上又は5万kW以上となる場合</u>も可としているところ。※揚水・蓄電池は、同時落札条件付の入札を認めず、単独で1万kW以上が要件。

論点3-12 最低入札容量

第72回制度検討作業部会(2022年11月30日)資料6

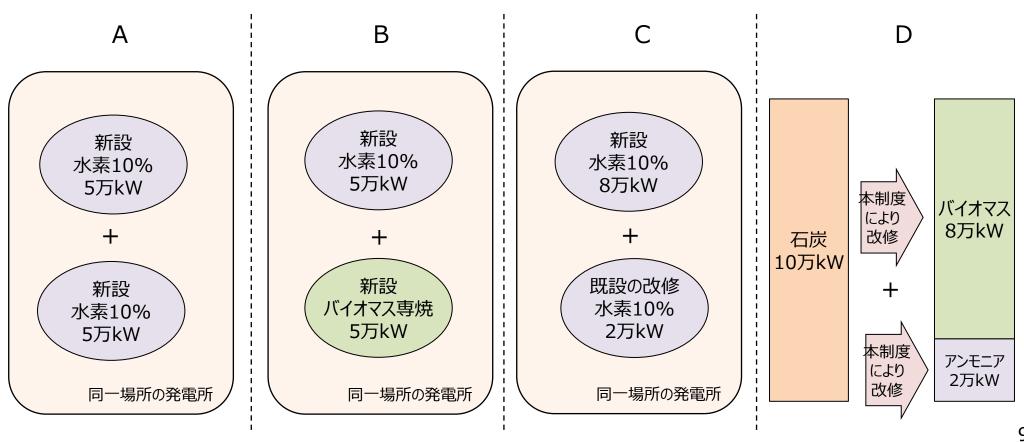
● 最低入札容量は、論点3 – 9の整理を踏まえ、以下のとおり、同時落札条件が付された入札 案件の合計*の容量で判断することとしてはどうか。

※「新設・リプレース案件」と「既設火力のバイオマス専焼にするための改修案件」と「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、それぞれの合計

	これまでの整理	変更後の整理
新設・リプレース案件、 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。同一 場所の発電所における複数プラン トで <u>1つの入札</u> を行うことで、合計 で10万kWを超える場合も可)	10万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 同時落札条件付の入札 を行 うことで、合計で10万kWを超える 場合も可)
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。同一 場所の発電所における複数プラン トで <u>1つの入札</u> を行うことで、合計 で5万kWを超える場合も可)	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 同時落札条件付の入札 を行 うことで、合計で5万kWを超える 場合も可)

論点1-4. 最低入札容量

- こうした最低入札容量を達成する方法としては、以下のAだけでなく、B~D等も考えられる。
 - A) <u>単一の電源種</u>のプラントを<u>複数</u>組み合わせて達成する方法
 - B) 複数の電源種のプラントを組み合わせて達成する方法
 - C) 単一の電源種の新設・リプレース案件と既設改修案件を組み合わせて達成する方法
 - D) 同一の既設火力のプラントで、「既設火力をアンモニア・水素混焼にするための改修案件」と「既 設火力の化石kW部分の全てをバイオマス化するための改修」を組み合わせて達成する方法



論点1-4.最低入札容量

- このため、最低入札容量を以下のとおりとしてはどうか。 ※表は、赤字・二重取り消し線部分が変更点
- ▶ 下の表の①~③の案件は、同一場所の発電所における別の①~③の案件と同時落札条件付 **の入札を行うことで、合計で10万kW以上となる場合**も可とする。
- ▶ 複数の案件の「合計」で最低入札容量を満たそうとする場合に、あまりに小さい容量の案件が本制 度に参加することを防止するため、1案件の最低入札容量を、揚水·蓄電池と同じ1万kWとする。

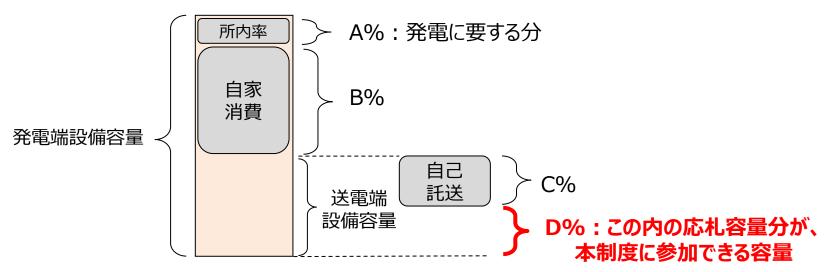
対象	最低入札容量
①新設・リプレース案件※④⑤を除く	10万kW ※設備全体の送電端設備容量ベース ※同一場所の発電所の 複数のプラントで 別の①~③の案件と同時落札条件付の入札を行い、合計10万kW以上となる場合も可
②既設火力の化石kW 部分の全てをバイオマス 化するための改修案件	10/5/(1)
③既設火力の アンモニア・水素混焼 にするための改修案件	5万kW ※新たに生じるアンモニア・水素kW部分の送電端設備容量ベース。 ※同一場所の発電所の 複数のプラントで 別の③の案件と同時落札条件付の入札を行い、合計5万kW以上となる場合も可 ※既設の火力電源を改修し、水素混焼のガスタービン発電設備を追設する場合は、追設するガスタービン発電設備(その排熱由 来の蒸気を用いて蒸気タービン・発電機で発電する部分も含む)の送電端設備容量が10万キロワット以上必要(同一場所の発電所の複数のプラントで同時落札条件を付けた入札を行い、合計10万キロワット以上となる場合も可) ※同一場所の発電所の別の①~③の案件と同時落札条件付の入札を行い、合計10万kW以上となる場合も可
④揚水・蓄電池の 新設・リプレース案件	1万kW ※設備全体の送電端設備容量ベース ※発電可能時間3時間以上のものに限る
⑤LNG火力の 新設・リプレース案件	10万kW ※設備全体の送電端設備容量ベース ※同一場所の発電所の 複数のプラントで 別の⑤の案件と同時落札条件付の入札を行い、合計10万kW以上となる場合も可

- 1. 対象
- 2. 入札価格の在り方
- 3. 調達方法
- 4. 上限価格
- 5. リクワイアメント・ペナルティ

論点2-1. 自家消費・自己託送に供される電源(新設・リプレース案件)

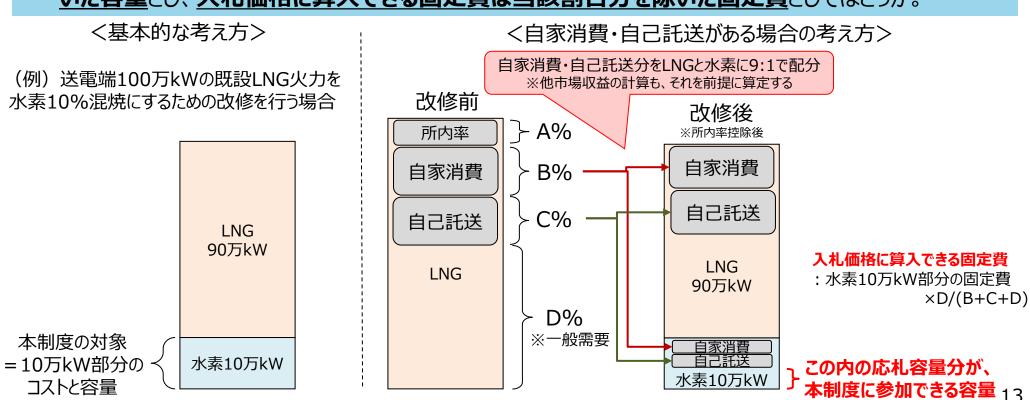
- 現行容量市場では、専ら自家消費・自己託送に供される電源※は参加不可としているが、自家消費・自己託送のために必要な容量を上回る容量があり、対象となる実需給期間を通して供給力が提供できる場合は、当該容量について参加可能となっている。 ※専ら特定供給のみに供される電源、専ら特定送配電事業者が利用する電源も同様。
- <u>本制度でも、参加可否や容量については、上記と同様の整理とすべき</u>と考えられる。
- 一方、本制度では、入札価格を「固定費÷応札容量」で算定することから、入札価格について、電源の固定費全額を算入できることとした場合、一部の電気が自家消費・自己託送に供されるにも関わらず、本制度から固定費全額の収入を得ることができてしまう。
- このため、**自家消費・自己託送に供される割合分の固定費は、本制度の入札価格に算入できない** こととしてはどうか。 ※水素混焼案件の場合、LNGと水素は、同じ割合で、自家消費・自己託送・一般需要に供されるものとして扱う。

自家消費・自己託送がある場合



論点2-1. 自家消費・自己託送に供される電源(既設火力の改修案件)

- また、既設火力の改修案件については、左下図のとおり、「改修によって新たに生じる脱炭素kW部分のコストと容量」を本制度の対象としている。
- ここでも、自家消費・自己託送に供される割合がある場合は、脱炭素kW部分を「自家消費」・「自己託送」・「一般需要」のどこに充当するか事業者が指定し、「一般需要」に充当する脱炭素kW・それに相当する固定費を本制度の対象とする方法も考えられる。しかし、実際に発電した脱炭素kWhをどこに充当したかを事後的に確認することが必要となり、非常に複雑な仕組みとなってしまう。
- 従って、<u>制度を簡素化する観点</u>から、自家消費と自己託送は、炭素kW部分と脱炭素kW部分から同じ割合で充当するものと整理し、本制度に参加できる容量は自家消費・自己託送の割合分を除いた容量とし、入札価格に算入できる固定費は当該割合分を除いた固定費としてはどうか。



論点2-2.トーリングの場合の「相対契約の規律」「燃料費」の扱い

● 昨年10月に御議論いただいたとおり、意図的に他市場収益を0とし、還付を回避することを防止するため、相対契約に対して一定の規律を課すこととしている。

論点2-1 相対契約に対する一定の規律

第71回制度検討作業部会 (2022年10月31日)資料5

- 意図的に他市場収益を0とし、還付を回避する場合として、典型的には、自社又は自社グループなどに意図的に他市場収益を発生させない価格で販売するケースが想定される。
- このようなケースを防止するためには、自社又は自社グループ以外の第三者へ販売するのと同等の価格で 販売していることが求められるのではないか。
- 具体的には、中長期的な観点を含め、相対契約において発電から得られる利潤を最大化することが本制度に基づく他市場収益の適切な還付につながることを踏まえ、社内外・グループ内外の取引条件を合理的に判断し内外無差別に電力販売を行い決定された価格であることを求めてはどうか。
- または、相対契約の価格も市場価格に影響を受け、最終的には市場価格に収斂することを踏まえると、市場価格の水準に比して不当に低くない水準以上であれば、第三者へ販売するのと同等の価格で販売していることが推定されるといえることから、当該水準以上であることを基本として設定した価格であることを求めることとしてはどうか※。
 - ※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行っている事業者は、当該規律は適用されない。
- むお、市場価格の水準に比して不当に低くない水準とは、以下のいずれかの価格としてはどうか。
 - 相対契約の供給期間と同じ長さの過去の市場価格※1の平均価格※2
 - ※1 スポット市場は、小売全面自由化が開始した2016年度以降に限定。高度化法義務達成市場は、同市場ができた2021年度以降に限定。
 - ※2 例えば、ある時点で5年間の供給期間の相対契約を締結した場合には、その時点における過去5年間のスポット市場の当該エリアプライスの 単純平均価格と高度化法義務達成市場の単純平均価格の合計額(LNGは当該年度のスポット市場の当該エリアプライスの単純平均価格 のみ)
 - 相対契約の契約期間に含まれる各年度の市場価格の平均価格
 - ※年度毎に、年度終了後に、当該年度のスポット市場の当該エリアプライスの単純平均価格と高度化法義務達成市場の単純平均価格の合計額(LNGは当該年度のスポット市場の当該エリアプライスの単純平均価格のみ)で精算することを想定
- <u>こうした規律が守られていない場合は、他市場収益の計算は「スポット市場の当該エリアプライスの単純</u> 平均価格と高度化法義務達成市場の単純平均価格の合計額※」を元に行うこととしてはどうか。
 - ※LNGは当該年度のスポット市場の当該エリアプライスの単純平均価格のみ

14

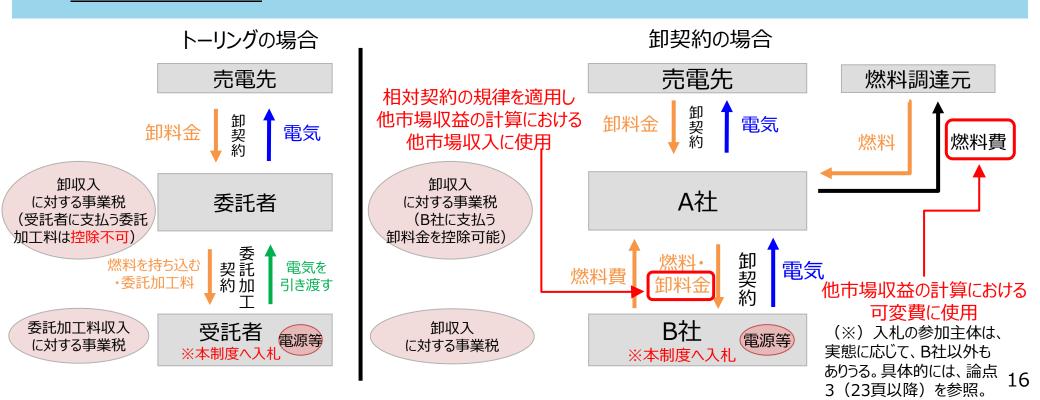
論点2-2. トーリングの場合の「相対契約の規律」「燃料費」の扱い

- トーリング※の場合、**電気の所有権は、委託者に帰属**するため、委託者と受託者(電源等を保有する事業者)との間には、**電気の卸契約は存在せず、委託者から受託者に支払われる委託加工**料には燃料代は含まれないため、通常の卸契約における卸料金とは金額水準が全く異なる。
 - ※ 委託者が電源等を保有する受託者に対して、燃料を持ち込むとともに、委託加工料を支払い、発電してできた電気を引き取る契約方式。
- このため、トーリングの受託者が本制度に入札を行う場合には、相対契約の規律は、委託者と受託者の間のトーリング契約(委託加工契約)に対して適用することは不適切であることから、(発電所に対して燃料を持ち込む大元の) 委託者から第三者(自社小売部門含む)に卸販売する場合の相対契約に対して適用し、当該相対契約の収入を他市場収益の計算に用いてはどうか。
- また、トーリングの場合、燃料を委託者が受託者に持ち込むことから、受託者は燃料費を負担しないため、他市場収益の計算の際の可変費は、「(発電所に対して燃料を持ち込む大元の)委託者の燃料調達コスト+委託者・受託者に発生する可変費」を用いることとしてはどうか。
 - ※受託者が、委託者が売電先から受ける収入と、上記の燃料関連コストの情報を得て、広域機関や監視委に提出できるようにしておく必要あり。



論点2-3. トーリングに準ずる形の卸契約の場合の「燃料費」の扱い

- トーリングの場合、委託者は、受託者に支払う委託加工料を課税標準から控除できないため、トーリングと同様に、燃料をA社からB社に提供しつつ、B社からA社が卸供給を受ける形態を採ることが想定される※。
 - ※卸契約の場合、A社は、B社に支払う他社購入電力料を課税標準から控除できる。
- この場合、A社からB社に燃料を提供する際の「燃料費」を、A社の燃料調達コストに比して不当に高くすることにより、他市場収益を小さくし、還付逃れを行うことも考えられる。
- このため、燃料の提供を伴う卸契約の場合には、トーリングの場合と同様に、他市場収益の計算の際の可変費は、「(発電所に対して燃料を提供する大元の)A社の燃料調達コスト+A社・B社に発生する可変費」としてはどうか。 ※広域機関に還付を行うのはB社。



論点2-4. 約定結果の公表

- 昨年11月の本部会において、**落札案件名・容量を含めた約定結果を公表**することについて、ご議論いただいたところ。
- 現行容量市場においては、事業者の経営情報(個別電源の応札価格など)の扱いに留意して 公表が行われているが、本制度においても、入札の透明性を大前提として、同様の観点にも配慮することが必要と考えられる。
- そのため、現行容量市場における約定結果の公表項目も踏まえつつ、本制度においては、**以下のと おり、約定結果を公表する**こととしてはどうか。

約定 約定 環付※ 総容量 総額 控除後 脱炭素電源 $\bigcirc \land kW$ 蓄電池 $\bigcirc \land kW$ •揚水 $\bigcirc\bigcirc$ $\bigcirc\bigcirc$ 円/年 円/年 既設火力 $\bigcirc \bigcirc kW$ の改修 LNG火力 $\bigcirc \land kW$

※過去3年のスポット市場と非化石価値取引市場の価格を元に、次頁の方法により還付額を試算したものであり、実際の還付額の計算方法・還付額とは異なる。

約定結果の公表イメージ

<脱炭素電源>

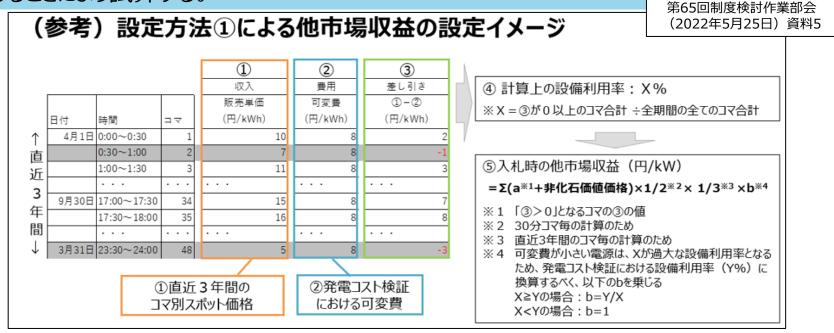
No.	応札事業者名	落札案件名	電源種	落札容量 「kW]
1	A株式会社	○○発電所X号機	水素10%	120,000
2	B株式会社	〇〇発電所Y号機	既設改修 (アンモニア20%)	60,000
3	C株式会社	○○発電所Z号機	揚水(リプレース)	300,000
4	• • • •	• • • •	• • • •	• • • •

<LNG>

No.	応札事業者名	落札案件名	落札容量[kW]
1	D株式会社	○○発電所1号機	120,000
2	• • • •	• • • •	• • • •

(参考)前頁の還付額の試算方法

前頁の還付控除後の総額を算定するにあたって必要な還付額は、昨年5月の本部会にてお示しした た「他市場収益の設定イメージ」の計算方法により算出した他市場収益の金額に、還付割合90% を乗じることにより試算する。



・上記の計算で用いる可変費・設備利用率

	太陽光	地熱	陸上風力	洋上風力	一般水力	バイオマス	原子力	LNG	水素 (10%以上)	アンモニア (20%以上)
可変費 (円/kWh)			0			21.0	1.7	6.4	6.4	4.3
設備利用率(%)	17.7	73.9	28.0	34.8	44.8	87.0	70.0	70.0	70.0	70.0

[※]可変費は、直近の発電コスト検証のデータ(2020年時点)における燃料費。

バイオマスは、発電コスト検証のバイオマス(木質専焼)の燃料費。

水素・アンモニアは、別途、サプライチェーン支援制度によりLNG・石炭との値差は補填されたものと仮定し、LNG・石炭の可変費を用いる。

- ※太陽光、地熱、陸上風力、洋上風力の設備利用率は、上限価格算定時の諸元と同じものを用いる。一般水力は28項と同様。 その他の電源の設備利用率は、発電コスト検証と同じ値(2020年時点)。
- ※蓄電池・揚水は、発電コスト検証において、可変費・設備利用率が公表されていないため、還付額の試算は行わない。

第72回制度検討作業部会(2022年11月30日)資料6

論点3-7.入札価格の監視対象

- 本制度はマルチプライスオークションであることを踏まえ、**落札候補となる応札案件全件**の応札価格について、**入札後に監視する**こととしてはどうか。
- このため、約定結果の公表時期も一定の監視期間を考慮することが必要であり、**約定結果公表時** 期は、**入札期間終了時点から3ヶ月後を目途**としてはどうか。
- また、監視の結果を踏まえ、**落札案件名・容量を含めた約定結果を公表する**こととしてはどうか。

監視のイメージ

<前提>

·募集容量:100万kW(仮)

	応札価格	容量
1	4万円/kW/年	50万kW
2	6万円/kW/年	30万kW
3	7万円/kW/年	20万kW
4	8万円/kW/年	20万kW
5	9万円/kW/年	30万kW
6	10万円/kW/年	20万kW

監視により、 No3案件が 6万円/kWに 引き下げ
γ

		応札価格	容量
	1	4万円/kW/年	50万kW
\setminus	2	6万円/kW/年	30万kW
/	3	<mark>₹</mark> 6万円/kW/年	20万kW
	4	8万円/kW/年	20万kW
	5	9万円/kW/年	30万kW
	6	10万円/kW/年	20万kW

落札案件

⇒入札の取り下げ

※あくまで応札時点の応札価格の順位を優先。

例えば、上記のNo3の応札価格が監視後も7万円/kW/年となり(監視の結果、適正価格として評価)、No4の案件が監視によって6.5万円/kW/年に引き下げられた場合(応札事業者も了解・取り下げ無し)であっても、No3の案件が落札。

(参考)現行容量市場における約定結果の公表

容量市場メインオークション約定結果 (対象実需給年度:2026年度)

1. はじめに

1

(2) 約定結果の公表

- 電力広域的運営推進機関では、2022年度の容量市場メインオークション(対象実需給年度:2026年度)について、2022年8月から参加登録受付を開始し、11月にメインオークションの応札受付を行ったところ。
- この度、業務規程および募集要綱に定めるところにより、約定結果を公表する。
- 公表にあたっては、容量市場の在り方等に関する検討会において、市場競争の状況の検証のため、 事業者の経営情報(個別電源の応札価格など)の扱いや個社情報が特定されないようにすること (※)等に留意した集計方法をとりつつ、オークション結果の集計・公表を行うこととされている。
 - ※ 個社情報の特定に至らないよう、原則として3者以上のデータで構成されるよう集計する。
- なお、本資料の集計において、端数処理の関係で合計が合わないことがある。

〈電力広域的運営推進機関 業務規程〉

<容量市場メインオークション募集要綱>

(対象実需給年度:2026年度)

(メインオークションの約定結果の公表)

- 第32条の18本機関は、メインオークション募集要綱に基づき、 次の各号に掲げる事項を本機関のウェブサイトへの掲載等の方法 によって公表する。
 - 一 約定総容量
 - 二 約定価格
 - 三 約定総額
 - 四 その他公表すべき事項

第6章 落札電源および約定価格の決定方法

4. 約定結果の公表

本オークションの約定結果が判明した後、本機関は以下の情報を 公表します。公表時期は、「第3章 募集概要 1. 募集スケジュール」をご参照ください。

- エリア毎の約定総容量、約定価格および約定総額(マルチプライスでの約定分を除く)
- エリア毎のマルチプライスでの約定総容量および約定総額
- 落札電源毎の、当該電源の容量提供事業者名、電源ID (応札単位の附番(※))、落札容量
 - ※応札した電源等に対して、容量オークションごとに設定

- 1. 対象
- 2. 入札価格の在り方
- 3. 調達方法
- 4. 上限価格
- 5. リクワイアメント・ペナルティ

論点3.入札参加資格

● 昨年10月に御議論いただいたとおり、入札参加資格の一つとして、「**自らが維持・運用する電源等**を用いて本オークションに応札する意思がある者であること」としている。

論点3 事業の実施能力や事業継続の確実性を担保するための方策

第71回制度検討作業部会 (2022年10月31日) 資料5

- 事業の実施能力を担保するための方策として、以下の入札参加資格を求めることとしてはどうか。
 - ▶ 入札前に事業計画(資金調達計画を含む)の提出を求め、具体的な事業計画が立てられているかどうかの確認や、事業実施のための資金的裏付けの確認を行う
 - ▶ 事業計画の添付書類として、系統への接続検討回答書、(存在する場合は) 工事計画書(電気事業法第47条又は第48条に基づき提出したもの)や、(FIT制度における入札と同様に)環境アセスが必要な案件は方法書の提出を求める
 - ➤ その他、一般的な要件として、自らが維持・運用する電源等を用いて本オークションに応札する意思がある者、 反社会的勢力でないこと、国内法人(日本の法律に基づいて設立され、日本国内に本店又は主たる事務 所を持つ法人)※であること
 - ※落札後に速やかに国内法人を設立する前提でのコンソーシアム(事業計画に記載した議決権保有割合の構成員を中心に構成されるものに限る)を含む。

事業計画書

- 事業者名、住所等
- 新設・リプレース、既設の改修の区分
- 発電設備の名称、電源種別、設置場所、 出力(kW)
- 系統接続に係る事項(接続検討回答日、 工事費負担金額等)
- 事業実施計画(環境アセスの手続予定期間、設置工事開始予定年月、供給力提供開始予定年月)
- 資金調達計画
- 補助金の受領額

添付書類接続検討回答書

• 接続検討結果(連系可否、工事費負担金等)

環境影響評価方法書に関する手続を開始したことを証する書類※該当する場合のみ

※FIT制度と同様、事業計画書の提出時に添付できない場合、落札結果公表後、5ヶ月以内に 提出すること(提出がない場合は、契約解除)

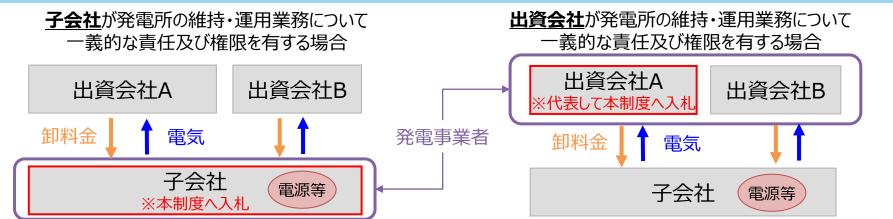
(プロジェクトファイナンスを利用する場合)

- ・金融機関のプロジェクトファイナンスの融資実績を証する書類
- ・金融機関の関心表明(LOI) (自己資金を利用する場合)
- 以下の内容が記載された事業者名義の誓約書
- ① 事業実施を自己資金で行うことへの本誓約に必要な社内手続を経ていること
- ② 外部からの資金調達を一部又は全部の資金の前提とする場合は、調達方法、調達先との検討 状況、今後必要となる手続

21

論点3.入札参加資格

- 電気事業法の「発電事業」の定義では、「自らが維持し、及び運用する発電用の電気工作物を用いて・・・・電気を発電する事業」と規定されており、この「自らが維持し、及び運用する」とは、必ずしもその設備を所有することは必要とされておらず、電気工作物の維持・運用業務について一義的な責任及び権限を有していれば、「自らが維持し、及び運用する」に該当すると解されている。
- 本制度の入札参加資格である「自らが維持・運用する電源等を用いて本オークションに応札する意思がある者」における「維持・運用」の解釈は、電気事業法の発電事業における解釈と同様に、必ずしもその設備を所有することは必要とせず、電気工作物の維持・運用業務について一義的な責任及び権限を有していることとし、当該権限を有する者が本制度に入札することとしてはどうか。
- ただし、複数の出資会社が存在し、出資比率に応じて当該出資会社が発電計画の作成等の意思決定を行っている場合には、それぞれの出資会社が発電事業者に該当するが、現行容量市場においては、出資会社の中の1社が応札することとしている。本制度においては、プラント毎の入札を求めることとしているが、通常、1プラントの中での責任分界点がないため、本制度においても、出資会社の中の1社が応札することとしてはどうか。
 - ※ 1プラントにおける複数の出資会社による同時落札条件付き入札は認めない。
 - ※ この場合、代表出資会社が責任を持って、他の出資会社・子会社を含めた全体の卸収入・コストを把握し、入札や他市場収益の還付を行う必要。
- トーリングやリースの場合も、上記と同様の整理としてはどうか。



(参考)電気事業法における発電事業の解釈

電気事業法

(定義)

- 第二条 この法律において、次の各号に掲げる用語の意義は、当該各号に定めるところによる。
 - 十四 発電事業 **自らが維持し、及び運用する発電用の電気工作物**を用いて小売電気事業、一般送配電事業、配電事業又は特定送配電事業の用に供するための電気を発電する事業であって、その事業の用に供する発電用の電気工作物が経済産業省令で定める要件に該当するものをいう。

電気事業法の解釈

- 十四 第1項第14号「発電事業」の定義
- (2) 「自らが維持し、及び運用する」とは、必ずしもその設備を所有することは必要とされておらず、電気工作物の維持・運用業務に ついて一義的な責任及び権限を有していれば該当する。

このため、電源の所有及び機器の操作は子会社が担っている一方、日々の発電計画の作成等の意思決定を親会社が行っている場合には親会社が発電事業者に該当し、子会社が発電計画の作成等の意思決定も含めて事業活動を行っている場合には、子会社が発電事業者に該当する。また、複数の親会社が存在し、出資比率に応じて当該親会社が発電計画の作成等の意思決定を行っている場合には、それぞれの親会社が発電事業者に該当する。

- 1. 対象
- 2. 入札価格の在り方
- 3. 調達方法
- 4. 上限価格
- 5. リクワイアメント・ペナルティ

論点4. 揚水・蓄電池の上限価格

● 昨年12月に御議論いただいたとおり、<u>揚水のリプレース案件と蓄電池の新設・リプレース案件</u>の上限価格は、<u>資源エネルギー庁が実施した予算事業にて採択された1万kW以上の蓄電池の新設案件の申請情報を基に設定することとしており、昨年12月の事務局資料では、今和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1万kW以上の蓄電池の申請情報を基に、上限価格を試算していたところ。</u>

論点3-2 揚水・蓄電池の上限価格

第73回制度検討作業部会 (2022年12月21日) 資料8

- 上限価格は実態のコストを踏まえて設定することとしているところ、「揚水」の新設案件は、発電コスト検証の数値は存在しないことから、今回事務局において調査した直近4プラントの実績(次頁参照)を基に、平均固定費(資本費+運転維持費+事業報酬)の1.5倍として、以下の表の数値のとおり設定してはどうか。
- 一方で、「揚水」のリプレースの際のコストは、新設と異なり、上池と下池の2つのダムや既設の水圧導管などのライフサイクルの長い既存案件のインフラを活用することが可能であって、新設とはコスト構造が大きく異なる。前回もご議論いただいたとおり、「揚水」と「蓄電池」は変動性再エネの調整力として同様の機能を有しており、できる限り同じ条件で競争できる環境の整備が重要であることを踏まえると、「揚水」のリプレース案件と「蓄電池」の新設・リプレース案件については、同じ上限価格としてはどうか。
- 具体的には、「揚水」のリプレースは実績が存在しないものの、蓄電池のコストは、**資源エネルギー庁が** 実施した予算事業にて採択された1万kW以上の蓄電池の新設案件の申請情報(次頁参照)を元に算出することが可能である。このため、当該申請情報を元に算出した平均固定費(資本費+運転維持費+事業報酬)の1.5倍の金額を、「揚水」のリプレース案件と「蓄電池」の新設・リプレース 案件の共通の上限価格として、以下の表の数値のとおり設定してはどうか。



26

(参考)前頁の上限価格の諸元

		揚水 (新設)	蓄電池
モデルプラント** (名称、定格出力、 運転開始年)		北海道電力(株)京極発電所 20万kW 2014年 九州電力(株)小丸川発電所 30万kW 2007年 東京電力リニューアブルパワー(株)神流川発電所 47万kW 2005年 東京電力リニューアブルパワー(株)葛野川発電所 40万kW 1999年	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1万kW以上の蓄電池
モデルプラント	の平均出力	34.2万kW(運転継続時間9.3時間)	3.1万kW(運転継続時間3.6時間)
資本費	建設費	65.0万円/kW	15.6万円/kW
貝本貝	廃棄費用	建設費の5%	建設費の5%
	人件費	2.3億円/年	
運転維持費	修繕費	0.04万円/kW/年	0.6万円/kW/年
	その他	0.2万円/kW/年	

※上記の表の注釈

「揚水」の建設費は、旧一般電気事業者が直近に建設した発電所4基の初号機の建設費を基に、2021年(暦年)までの物価変動を総固定資本形成 デフレーターにより補正し、その平均金額とした。

九州電力(株)小丸川発電所実績は、初号機〜4号機 (30万kW×4号機)を同時に建設しており、合計の建設費のみ把握できるため、それを元に試算運転維持費は、直近3カ年の実績平均。ただし、プラント毎ではなく、発電所毎のコストしか把握できないプラントは、それを元に、直近3カ年の実績平均

- ※前頁の上限価格の表の詳細な考え方
- ・揚水の新設のモデルプラントの平均運転継続時間は9.3時間であり、運転継続時間9時間の調整係数は、2032年度だと98.1%~99.8%とエリア毎の差異が小さいため、揚水の新設の上限価格の設定において、調整係数は考慮しない。
- ・前々回の本部会において、蓄電池は揚水と同様に「安定電源」に区分し、揚水と同じ調整係数を適用すると整理したことから、「揚水のリプレース」と「蓄電池」は、調整係数を反映して上限価格を設定。揚水の調整係数は、エリアごと・運転継続時間ごとに設定されているが、上記の予算事業において採択された案件の平均運転継続時間は3.6時間であるため、上限価格の設定においては、エリア毎に3時間の調整係数で除して上限価格を設定。 (参考) 「2023年度供給計画で用いる太陽光・風力・自流式水力・揚水式水力のエリア別調整係数」における、揚水の2032年度の運転継続時間3時間の調整係数(%) 北海道77.9、東北81.1、東京60.1、中部75.1、北陸80.0、関西73.8、中国79.4、四国80.4、九州74.0
- ・なお、発電コスト検証における水力のコストは、「中水力(モデルプラントの出力規模5000kW)」と「小水力(モデルプラントの出力規模200kW)」のコストであり、FITで導入された「流込式(ダム無し)」や「調整池式・貯水式(ダム1つ)」の案件のデータを基に算出されているため、ダムが上池と下池の2つ必要となる「揚水」とはコスト構造が異なるため、本制度の「揚水」の上限価格の諸元とすることは望ましくない。また、発電コスト検証では、蓄電池のコストは 算定されていない。

論点4. 揚水・蓄電池の上限価格

発電コスト検証の数値を基に設定する電源種の上限価格は、直近の発電コスト検証の数値をベースとして設定することとしていることから、揚水のリプレース案件と蓄電池の新設・リプレース案件の上限価格についても、直近の資源エネルギー庁が実施した予算事業にて採択された1万kW以上の蓄電池の新設案件の申請情報を基に設定することとしてはどうか。

第73回制度検討作業部会 (2022年12月21日) 資料8

上限価格

- 第8次中間とりまとめでは、国民負担の最小化を図る観点から、**電源種毎に、発電コスト検証※の 数値をベースとして、上限価格を設定**することとしている。 ※本制度では、直近の発電コスト検証の数値をベースとする。
- また、前々回の本部会において議論いただいたとおり、FIT/FIP制度の対象となっている再工ネの 電源種については、再工ネのコスト低減インセンティブを削がないため、原則FIT/FIP制度における 翌年度の上限価格をベースに、本制度の当該年度の上限価格を設定することとしている。
- 各電源種毎の上限価格については、実際の入札前に改めて計算することを予定しているが、本日は、 発電コスト検証の数値が存在しない、又は必ずしも発電コスト検証の数値をベースとすることが 適切とは言えない電源種の上限価格の設定方法について、ご議論いただきたい。

- 1. 対象
- 2. 入札価格の在り方
- 3. 調達方法
- 4. 上限価格
- 5. リクワイアメント・ペナルティ

論点5-1.変動電源に求める年間設備利用率

● 第八次中間とりまとめでは、変動電源におけるリクワイアメント・ペナルティとして、**最低限満たすべき年** 間設備利用率の達成を求めることとしたところ。

第八次中間とりまとめ

⑩リクワイアメント・ペナルティ

<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。

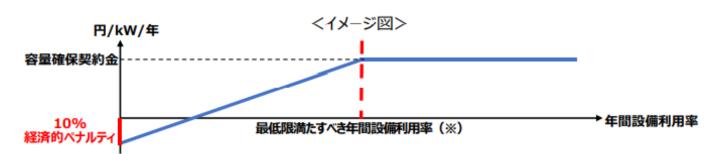
- 実需給年度において、アセスメント対象容量以上の供給力を提供できる状態を維持すること
- ただし、容量停止計画を提出する場合は、8,640コマ(180日相当)を上限に、契約電源の停止またはアセスメント対象容量以下の出力を認める
- 年間計画停止コマ相当数に対して、経済的ペナルティを科す

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となってしまう。

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</u>こととした。

脚注25 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))

(参考図37) 変動電源におけるペナルティのイメージ



論点5-1.変動電源に求める年間設備利用率

- 具体的に求める年間設備利用率は、**上限価格の諸元と同じ想定設備利用率**※としてはどうか。
 - ※一般水力は、事務局で調査した直近の大規模な4プラントのコスト実績を元に上限価格を算定することとしており、ここでは想定設備利用率を用いていないため、一般水力のうち変動電源である流込式水力は、**直近の調達価格等算定委員会の調達 価格等に関する意見**で示されている5,000kW以上30,000kW未満の中小水力発電の想定設備利用率とする。

変動電源に求める年間設備利用率(募集要綱の公表時に、最新の数値に変更予定)

電源	年間設備利用率	諸元
太陽光	18.3%	令和5年度以降の調達価格等に関する意見(2023年2月8日)
陸上風力	28.0%	令和5年度以降の調達価格等に関する意見(2023年2月8日)
洋上風力	34.8%	再エネ海域利用法に基づく公募占用指針に関する供給価格上限額について の委員長案(2022年11月4日)
流込式水力	44.8%	令和5年度以降の調達価格等に関する意見(2023年2月8日)

第71回制度検討作業部会(2022年10月31日)資料5 32頁 論点 5 FIT/FIPの対象となっている再エネの上限価格 (略)

- 具体的には、FIT/FIP制度の入札で想定される入札価格帯(下図参照)より低い価格であれば、競争的な再工ネ電源といえることから、原則FIT/FIP制度における翌年度の上限価格※をベースに、本制度の当該年度の上限価格を設定してはどうか。
 - ※ 入札がない電源種は、調達価格・基準価格。 同じ電源種で複数の上限価格・調達価格・基準価格が存在する場合は、その中の最低価格。 本制度においてリプレースの定義を別途設けた電源種は、リプレースの区分ごとの調達価格・基準価格。

洋上風力は、再エネ海域利用法に基づく直近の公募の上限価格。

バイオマスは、FIT/FIP制度の上限価格には燃料費が含まれており、燃料費を除いた固定費のみの価格の算出が困難なため、発電コスト検証の数値。

第73回制度検討作業部会(2022年12月21日)資料8 33頁(参考)上限価格の諸元

太陽光、陸上風力 翌年度の上限価格 ※前頁は2023年度の太陽光 (50kW以上入札対象未満)の調達価格・基準価格9.5円/kWhを<u>設備利用率</u> 17.7%で円/kW/年に換算、陸上風力15円/kWhを設備利用率28.0%で円/kW/年に換算

論点5-2. 再工ネに対する規律の在り方

● 昨年10月に御議論いただいたとおり、本制度で落札された再工不電源については、基本的に FIT/FIP制度で課されている規律を求め、事業規律の確保を求めることとしている。

論点16 再エネに対する規律の在り方

第70回制度検討作業部会(2022年10月3日)資料5

- FIT/FIP制度では、長期安定的な事業運営を確保する環境を構築するため、太陽光発電設備の 廃棄費用の外部積立て等により、**事業規律の確保**を図っているところ。
- 本制度においても、落札された再工ネ電源について、**基本的にFIT/FIP制度で課されている規律を 求め、事業規律の確保**を求めることとしてはどうか。

電源	区分	FIT/FIP制度で課されている規律(例)	
全電源	遵守事項	自治体に対して計画を説明し、適用される関係法令・条例の確認を行う	
		発電事業者名、保守管理責任者名、連絡先等の情報を記載した標識を掲示する	
		柵塀等の設置により、第三者が構内に立ち入ることができないような措置を講じる	
		保守点検及び維持管理計画を策定し、これに則り保守点検及び維持管理を実施する	
		廃棄物処理法等の関係法令を遵守し、事業終了後、可能な限り速やかに発電設備を処分する なお、太陽光は、発電設備の廃棄等費用を外部積立て(※)する必要がある	
	推奨事項	説明会の開催など、地域住民との適切なコミュニケーションを図る	
		発電設備の稼働音等が地域住民や周辺環境に影響を与えないよう、適切な措置を講ずる	
		民間団体が作成したガイドラインを参考にし、保守点検及び維持管理を実施する	
		FITの調達期間終了後も設備更新することで、事業を継続する	
バイオマス	遵守事項	バイオマス燃料に対する第三者認証等による持続可能性の確認	
※FIT/FIP制度では、積立期間は交付期間終了の10年前から10年間とされている。 本制度における積立期間は、FIT/FIP制度と同様とし、制度適用期間終了の10年前から10年間とする。			

論点5-2. 再エネに対する規律の在り方

- FIT/FIP制度では、事業計画策定ガイドラインにおいて、様々な事業規律の確保が求められているこ とを踏まえ、FIT/FIPの対象となっている電源種・規模の案件(太陽光・陸上風力・洋上風力・ 地熱・バイオマス)については、FIT/FIP制度における事業計画策定ガイドラインに準拠して事業 運営を求めることとしてはどうか。
- また、FIT/FIP制度では、太陽光の廃棄等費用について広域機関に対する外部積立を求めており、 一定の要件を満たす案件については内部積立も許容しているが、本制度で落札した太陽光について は、まずは制度運営のための事務負担の軽減・制度の簡素化の観点から、全案件について広域機 関に対する**外部積立を求める**※こととし、**内部積立は今後必要に応じて検討**することとしてはどうか。
 - ※積立金の額は、FIT/FIPと同様の金額水準(2023年度は、1.0万円/kW×設備容量)。月次払い(積立金の額の1/120ずつ)で源泉徴収 的に積立を求める。積立金に利息は付きない。

事業計画策定ガイドライン (太陽光発電)

資源エネルギー庁

目次

第1章総則

- 1. ガイドライン制定の趣旨・位置付け
- 2. 適用対象の範囲
- 3. 用語の整理

第2章 適切な事業実施のために必要な措置

第1節 企画立案

- 1. 土地及び周辺環境の調査・土地の選定・関係手続
- 2. 地域との関係構築

第2節 設計・施丁

- 1. 土地開発の設計
- 2. 発電設備の設計
- 3. 施丁
- 4. 周辺環境への配慮

第3節 運用・管理

1. 保守点検及び維持管理に関する計画の策定及び体制の 2. 主な規格・ガイドライン等 構築

- 2. 通常運転時に求められる取組
- 3. 非常時に求められる対処
- 4. 周辺環境への配慮
- 5. 設備の更新

第4節 地域活用に関する事項

- 第5節撤去及び処分(リサイクル、リユース、廃棄)
 - 1. 計画的な廃棄等費用の確保
 - 2. 事業終了後の撤去・処分の実施
- 第6節 市場取引等により供給する事業(FIP認定事業)を行う場 合の必要な措置
 - 1. 基本的な考え方
 - 2. FIP認定事業独自の認定基準
 - 3. FIT認定事業からFIP認定事業への移行

付録

- 1. 主な関係法令リスト

(参考) FIT/FIP制度における太陽光発電設備の廃棄等費用積立制度

太陽光発電設備の廃棄等費用積立制度の全体像

- 廃棄等費用確保WGで取りまとめられた廃棄等費用の確実な積立てを担保する制度の全体像は以下のとおり。
- 対象は、10kW以上すべての太陽光発電※のFIT・FIP認定事業。

※ただし、複数太陽光発電設備事業も対象。

, , , , , , , , , , , , , , , , , , ,		※だだし、後数人物儿光电政備尹未ひ刈豕。	
	原則、源泉徴収的な外部積立て	例外的に、内部積立てを許容	
廃棄処理の責任	・ 積立ての方法・金額にかかわらず、 最終的に排出者が廃棄処理の責任を負うことが大前提		
積立て主体	・ 認定事業者 (ただし、内部積立てについては、上場している親会社等が廃棄等費用を確保している場合に一部例外あり)		
積立金の額の 水準・単価	 調達価格/基準価格の算定において想定されている廃棄等費用(入札案件は最低落札価格を基準に調整) 供給電気量(kWh)ベース 実際の廃棄処理で不足が発生した場合は事業者が確保 	調達価格/基準価格の算定において想定されている廃棄等費用と同水準(認定容量(kW)ベース)以上 実際の廃棄処理で不足が発生した場合は事業者が確保	
積立て時期	・ 調達期間/交付期間の終了前10年間	外部積立てと同じか、より早い時期	
積立て頻度	• <u>調達価格の支払・交付金の交付と同頻度</u> (現行制度では月 1回)※FIP認定事業で積立不足が発生した場合は、当該不 足分は1年程度分まとめて積み立てる	• <u>定期報告(年1回)</u> により廃棄等費用の積立て状況を確認	
積立金の 使途・取戻し	 取戻しは、廃棄処理が確実に見込まれる資料提出が必要 調達期間/交付期間終了後は、事業終了・縮小のほか、パネル交換して事業継続する際にも、パネルが一定値を超える場合に取戻しを認める ※具体的には、認定上の太陽光パネル出力の15%以上かつ50kW以上 調達期間/交付期間中は、事業終了・縮小のみ取戻しを認める 	 基本的に、外部積立てと同じ場合のみ、取崩し 修繕等で資金が必要な場合の一時的な使用を認めるが、原則、1年以内に再び基準を満たす積み増しが必要 	
積立金の 確保・管理	 電力広域的運営推進機関に外部積立て 電力広域的運営推進機関が適正に積立金を管理 事業者の倒産時も、取戻し条件は維持されるため債権者は任意に取り戻せず、事業譲渡時には積立金も承継する 積立て状況は公表 	積立て主体が、使途が限定された預金口座又は金融商品取引所との関係で開示義務がある財務諸表に廃棄等費用を計上することにより確保、もしくは、資金確保の蓋然性が高い保険・保証により担保 金融機関との契約による口座確認又は会計監査等による財務状況の確認 内部積立条件を満たさなくなるときは、外部に積立て 積立て状況は公表	
施行時期	・ 最も早い事業が積立てを開始する時期は 2022年7月1日 ※事業ごとの調達期間/交付期間終了時期に応じて、順次、積立てを開始		

(出所) 太陽光発電設備の廃棄等費用積立制度について

論点5-3.調整力の具備

● 昨年11月に御議論いただいたとおり、本制度で落札された火力(水素・アンモニア混焼を含む)・揚水・蓄電池については、調整機能の具備を求めるとし、揚水・蓄電池にどのようなスペックの調整機能を求めるかは、別途要検討としていたところ。

論点4 調整機能の具備

第72回制度検討作業部会(2022年11月30日)資料6

- 現行容量市場では、調整機能の有無について、入札時に申告し、調整機能が具備されている電源については、余力活用契約の締結が求められるが、**調整機能自体を具備することは求められているい。**
- 本制度は、容量市場の特別オークションという位置づけであり、脱炭素化された容量(kW)を確保する制度であるものの、脱炭素電源の新規投資を促進する枠組みであり、調整機能の具備に必要な費用は固定費として本制度の入札価格に織り込めることからすれば、本来求めるべきスペックについては、具備することを求めるべきではないか。
- このため、本来調整力として活躍することが期待される電源、具体的には、火力(水素・アンモニア混焼を含む)・揚水・蓄電池については、調整機能の具備を求めることとしてはどうか。
 - ※火力は、各TSOの系統連系技術要件において、調整機能の具備が求められているため、この問題は、現状個別協議とされている揚水・蓄電池のみ。

※どのようなスペックの調整機能を求めるかは、別途要検討。

(参考) 東京電力パワーグリッド 系統連系技術要件(抜粋)

(2) 周波数調整のための機能

火力発電設備及び混焼バイオマス発電設備(地域資源バイオマス発電設備を除く)については、以下の周波数調整機能を具備していただきます。なお、その他の発電設備については、個別に協議させていただきます。 (略)

また、周波数調整機能に必要な受信信号(EDC・LFC 指令値, EDC・LFC 運転指令)を受信する機能及び、必要な送信信号(現在出力、可能最大発電出力[GT及びGTCCのみ。]、EDC・LFC使用/除外、周波数調整機能故障)を送信する機能を具備していただきます。

論点5-3.調整力の具備

- これに関し、3月22日の「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(広域機関)」において 議論が行われ、揚水・蓄電池に求めるべき具体的な調整機能のスペックについては、火力(GT又は GTCC)のグリッドコードで求められている調整機能を参照することを基本としつつ、既存の揚水・ 蓄電池のスペックを確認した上で、以下のとおりとする案が提案された。
- これを踏まえ、本制度に参加する蓄電池・揚水※に対して、以下の機能を要件化することとしてはどうか。 ※リプレースを含む全案件。

【長期脱炭素電源オークションにおける揚水発電・蓄電池に求める調整機能】

第84回調整力及び需給バラン ス評価等に関する委員会 (2023年3月22日) 資料2

	揚水発電·蓄電池	(参考) グリッドコードにおける火力の制御応答性	
連系電圧	特別高圧	特別高圧	
設備容量	10MW以上	100MW以上	
調整機能	GF·LFC·EDC	GF·LFC·EDC	
応動時間	GF:10秒以内	GF:10秒以内	
不感带	GF: ±0.01Hz以下		
調定率	GF:5%以下	5%以下	
遅れ時間	GF:2秒以内 LFC:20秒以内 EDC:20秒以内	GF:2秒以内(GT/GTCC) LFC:20秒以内(GT/GTCC) EDC:20秒以内(GT/GTCC)	

※赤字はグリッドコードを参照しない項目 上記の表にない項目については、グリッドコード(GTまたはGTCC)の要件を参照

【長期脱炭素電源オークションにおける揚水発電・蓄電池に求める制御回線】 原則、専用線

(光ケーブル回線で施工できない10MW以上100MW未満の設備は、簡易指令システムも認め、この場合、LFC機能は必須としない)

(参考) 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会での議論

長期脱炭素電源オークションにおける揚水発電・蓄電池の要件について

第84回調整力及び需給バラン ス評価等に関する委員会 (2023年3月22日) 資料2

- 前述のとおり、既存電源において、一部機能を有していない電源があるものの、全ての機能を有している電源があることから、設備的に機能を有することができないわけではないと考えられる。
- そのため、今後、揚水発電・蓄電池を脱炭素型調整力として活用することを目指していくことを考えると、グリッドコード と同様に全ての機能(GF・LFC・EDC)を長期脱炭素電源オークションで求めることは合理的と考えられる。
- なお、火力グリッドコードにおいて、「GTまたはGTCC」と「その他火力」で要件が異なるものの、今後の新規連系火力が概ね「GTまたはGTCC」となることから、「GTまたはGTCC」により高性能な要件を課している。そのため、揚水発電・蓄電池を調整力として活用していくことを踏まえると、「GTまたはGTCC」の要件を参照する方が適当と考える。なお、これは既存の揚水発電・蓄電池に対して、スペックダウンを許容するものではない。
- また、今回調査した全ての既存電源の連系電圧は特別高圧であることから、グリッドコード同様に、特別高圧連系※ に限定しても大きな問題はないと考えられる。 ※ 2MW以上の大規模設備が対象
- 他方、設備容量としては、揚水発電の大半は100MW以上であるものの、一部は100MW未満のものも存在する。また、蓄電池については、大半が50MW未満10MW以上となっている。グリッドコードの要件との整合性を踏まえると、100MW以上とすべきところ、この場合、既存蓄電池はすべて対象外となり、また、新設蓄電池であっても、100MW以上の連系は多くないと考えられる。そのため、蓄電池に対し100MW以上を対象とすることは、蓄電池に調整機能を求めないことと同義であり、不適当と考えられる。
- 将来的に揚水発電・蓄電池を調整力として活用することを考えると、「揚水発電と蓄電池は基本、同じ電源として扱うべきであること」、「可能な限り多くの電源に対して、要件化すべき」と考えられる。こういった点を踏まえると、長期脱炭素電源オークションにおける揚水発電・蓄電池の最低入札容量が10MW以上とされていることから、調整機能を求める設備容量についても、10MW以上としてはどうか。

(参考)調整力及び需給バランス評価等に関する委員会での議論

第84回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 (2023年3月22日)資料2

その他の要件化すべき事項について

- 揚水発電・蓄電池に求める調整機能として、火力のグリッドコード(GTまたはGTCC)を参照することを基本とし、 特別高圧連系10MW以上の揚水発電・蓄電池に全ての調整機能(GF・LFC・EDC)を求めると整理した。
- この際、一般送配電事業者が調整機能を活用するにあたっては、制御回線の設置が必要であり、上記のとおり、 全ての調整機能(GF・LFC・EDC)を活用するためには、制御回線として、専用線の設置が必要である。
- そのため、揚水発電・蓄電池に対して、**原則、専用線の設置**を求めることとしてはどうか。ただし、比較的小容量機に対して、マイクロ波無線方式(鉄塔新設)による専用線を設置することは相対的にコストが高くなり、合理的な設備形成とは言えないことから、10MW以上100MW未満のうち、光ケーブル回線で施工できない設備については、簡易指令システムも認めることとし、この場合においてLFC機能※は必須としない。

※ 簡易指令システムは性能制約によりLFCには適用不可 なお、GFは自端制御であること、EDCには制約がないことから、調整機能としてはGF・EDCを求める

以降の頁は これまでの議論を明確化するための資料

1. 制度適用期間の開始前に発生する運転維持費

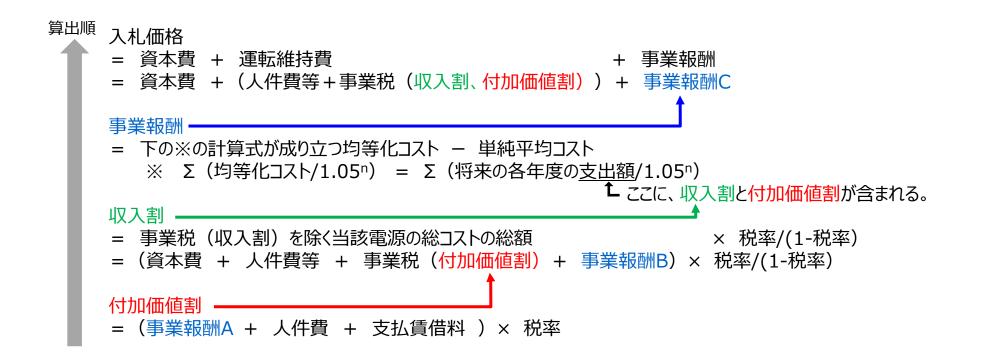
- 本制度の入札価格には、「制度適用期間」において生じる見込みの運転維持費を算入することができるが、土地の固定資産税や、発電所建設の検討に関する人件費・委託費のように、「制度適用期間の前」に発生する運転維持費も想定される。
- こうした費用については、実質的に建設費の一部と見做すことができることから、**建設費として入札価**格に算入することができるものとする。
- ただし、リプレース案件や既設火力の改修案件の場合は、新たな新規投資によって追加的に発生するものとは言えない費用(従前から保有していた土地の固定資産税など)については、建設費に算入できないものとし、制度適用期間に発生するもののみ運転維持費に算入できるものとする。

入札・価格に算入できる費用

制度適用期間 建設期間 X年度 X+1年度 X+20年度 X+21年度 供給力提供開始 建設費. 資本費 廃棄費用 系統接続費 建設費として入札価格に算入可 運転維持費 運転維持費 運転維持費 土地の固定資産税、人件費・委託費など

2. 事業税(収入割・付加価値割)と事業報酬の算出ルール

- 本制度の入札価格には、事業税(収入割・付加価値割)と事業報酬を算入することができるが、 これらの算出方法は以下のとおりとする。
 - ▶ 3つの数値(収入割・付加価値割・事業報酬)の引用の少ない順に算出(付加価値割→収入割→事業報酬) ※この順で複数回計算を繰り返すことも可
 - ▶ 付加価値割・収入割を算出する際には、その直前での数値に基づき事業報酬A・Bを算出



(参考) 過去の事務局資料

第72回制度検討作業部会(2022年11月30日)資料6

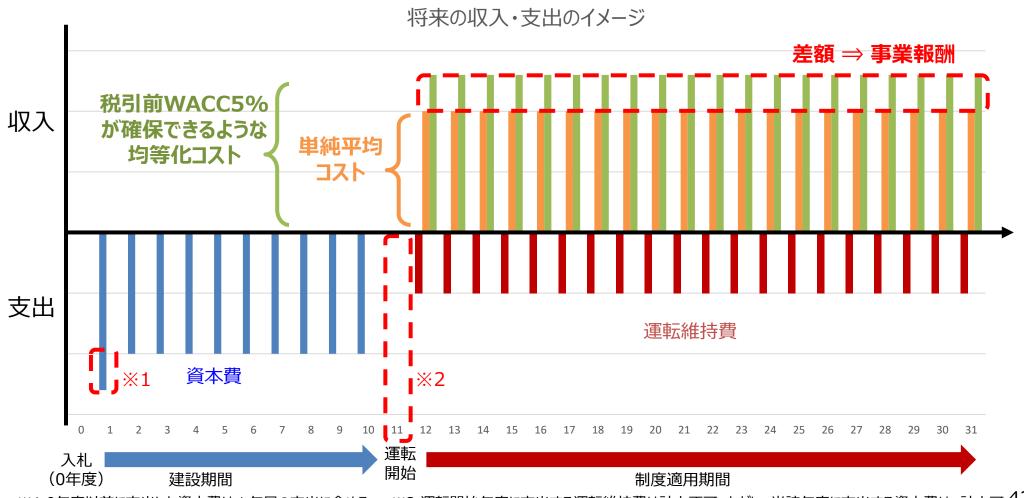
論点3-3.事業税

- 現行容量市場では、入札価格に織り込むことができる維持管理コストは、電源を維持することで支払うコストに限られているため、「事業税(収入割)」は入札価格に織り込むことができるが、資本金等を課税標準とする「事業税(資本割)」や、付加価値額を課税標準とする「事業税(付加価値割)」は、入札価格へ織り込むことはできない。
- 一方で、本制度では、電源の新設に必要なコストは入札価格に織り込めるようにすることが適切であることから、「事業税(収入割)」だけでなく、「事業税(資本割)」や「事業税(付加価値割)」も入札価格に織り込むことができることとしてはどうか。
- 具体的な算出方法は、以下のとおりとしてはどうか。

公本割 各事業年度の収入金額 に課税されるもの 大札価格に織り込み可 ※電源を維持することで発生する収入に対して課税されるもの ※電源を維持することで発生する収入に対して課税されるもの 大札価格に織り込み不可 ※電源を維持することで支払う性質のコストではないため 大札価格に織り込み可 ※電源を新設するために資金 調達が必要となり、自己資本による資金調達分には資本 割が課税されるため 大札価格に織り込み不可 ※電源を維持することで支払う性質のコストではないため 大札価格に織り込み不可 ※電源を維持することで支払う性質のコストではないとも考え 大札価格に織り込み可 ※電源の新設によって新たに付加価値が増加するため 本紙支払利子・紙支払 大札価格に織り込み可 ※電源の新設によって新たに付加価値が増加するため 本紙支払 大札価格に織り込み可 ※電源の新設によって新たに付加価値が増加するため 本紙 本紙 本紙 本紙 本紙 本紙 本紙 本	区分	税の性質	現行容量市場	本制度	算出方法
 資本割 ※電源を維持することで支払う性質のコストではないため ※電源を新設するために資金調達が必要となり、自己資本による資金調達分には資本割が課税されるため 各事業年度の付加価値額 (本理源を維持することで支払う数率を対象を対象を対象を対象を対象を対象を対象を対象を対象を対象を対象を対象を対象を	収入割		※電源を維持することで発生する収入に対して課税されるも	入札価格に織り込み可	該電源の総コスト*の総額× 税率/(1-税率) ※資本費・運転維持費・事業報酬
額※に課税されるもの ※電源を維持することで支払う ※電源の新設によって新たに付 件費 + 当該電源の支払賃借 付加価値割 ※収益配分額(報酬給与額 性質のコストではないとも考え 加価値が増加するため 料)×税率	資本割		※電源を維持することで支払う	※電源を新設するために資金 調達が必要となり、自己資本 による資金調達分には資本	税率 ※当該事業者の現行容量市場の NetCONEの算定で用いている自
(大田本) 1 年代文仏 1 日本 1 1 日本 1 1 日本 1 日本 1 日本 1 日本 1 日本	付加価値割	額※に課税されるもの ※収益配分額(報酬給与額 +純支払利子+純支払	※電源を維持することで支払う	※電源の新設によって新たに付	件費+当該電源の支払賃借料)×税率 ※純支払利子と単年度損益の合

3. 事業報酬の算定

- ◆ 本制度の制度適用期間は、運転開始の翌年度※から開始される。
- そのため、事業報酬の算定時に作成する将来の本制度対象費用のキャッシュフローベースの支出計画における運転維持費や、均等化コスト・単純平均コストは、運転開始の翌年度※から計上することとなるため、改めて事業報酬の算定イメージを示すと以下のとおりとなる。
 - ※本制度の導入直後に落札した電源が、2025年度以前に運転開始した場合は、2027年度。



※1 0年度以前に支出した資本費は1年目の支出に含める。 ※2 運転開始年度に支出する運転維持費は計上不可。ただし、当該年度に支出する資本費は、計上可 43

第70回制度検討作業部会 (2022年10月3日)資料5

論点10 制度適用期間(始期をいつとするか)

- 一方で、本制度は、落札から供給力提供開始までの期限を設けて、そこまでに供給力の提供を開始することを求める制度であり、入札する以上特定の年度での供給力の提供を求められる現行の容量市場とは異なる。
- 本制度の制度適用期間の始期については、下の3案が考えられるが、上記の現行容量市場との違いや、早期の運転開始を促す観点、制度の複雑化を回避する観点から、<u>案</u>③としてはどうか

	案①	案②	案③
内容	・制度適用期間の始期は、運転開始時点	・制度適用期間の始期は、運転開始年度	・制度適用期間の始期は、運転開始年度の 翌年度(運転開始年度は、現行容量市場 に参加可(任意制))
評価	△ 年度単位で供給力を管理する容量市場の基本的な考え方と整合しない。△ 最終年度(下図のX+20年度)は、途中から現行容量市場に参加可とすると、制度が複雑となる。	○ 制度がわかりやすくシンプル△ 運転開始時点が年度の後ろになるほど、その年度の期待容量が低下し、その年度の容量収入が減少するため、運転開始を翌年度に遅らせるインセンティブあり	本制度の落札価格の容量収入を得る期間が確保される運転開始時期を翌年度に遅らせるインセンティブなし

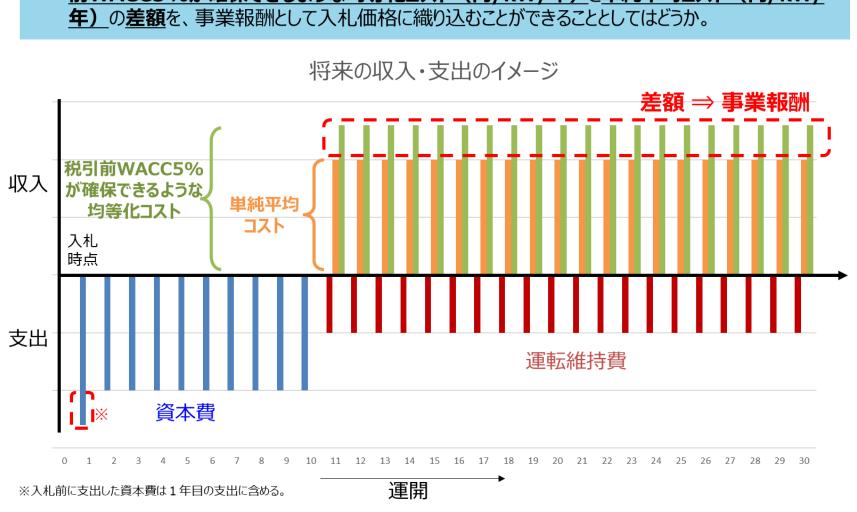
	0年度	•••	X年度	X+1年度	• • •	a年度	•••	X+20年度	X+21年度
	落札	供給力提供開始期限	(a年)						
	•	実際の建設期間 (X年)	運転開始	ì					
案①)制度適用期 0年を基本)	間	現行容 量市場に 参加可	現行容量市場 に参加可
案②				本制	制度の制度 (20年を基	適用期間		現行容量市場 に参加可	現行容量市場 に参加可
案③		メインオークション 追加オークション (X年度実需給分) (X年度実需給分) に応札 に応札	現行容量市 場に参加可 (任意制)		本	本制度の制度。 (20年を基			現行容量市 場に参加可 110

(参考) 過去の事務局資料

第72回制度検討作業部会(2022年11月30日)資料6

論点3-4.事業報酬

● 入札時点において、将来の本制度対象費用のキャッシュフローベースの支出計画を作成し、<u>税引</u> 前WACC5%が確保できるような均等化コスト(円/kW/年)と単純平均コスト(円/kW/ 年)の差額を、事業報酬として入札価格に織り込むことができることとしてはどうか。



第72回制度検討作業部会 (2022年11月30日) 資料6

論点3-5. 入札価格の算定方法

● 各費用項目の算出ルールは、上記の整理を踏まえ、以下のとおりとしてはどうか。

			算出ルール	
	資本費	建設費	建設費(※1)の1.1倍の金額(※2) ※1 国や県・市町村から、入札対象の発電設備・蓄電池の初期投資に対して補助金を受けている場合は、その金額を控除。逆に、本制度で落札した後に、補助金を受けることは禁止(判明した場合は契約解除) ※2 地熱・水力のリプレース案件は「使用を継続する設備の残存簿価(制度適用期間の開始年度期首残高)」を、 既設の改修案件は、「当該発電設備の残存簿価(制度適用期間の開始年度期首残高)×本制度対象kW割合」を算入可	
	費	系統接続費用	最新の工事費負担金の見積額の110%の金額	を応札容量と
		廃棄費用	太陽光:1万円/kW その他:建設費(※1)の5%(※2)の金額 ※1 地熱・水力のリプレース案件と既設火力の改修案件は、入札価格に算入した残存簿価を含む。 ※2 原子力は12%	制度適用期間の年数で割った金額を超えない金額
		固定資産税	制度適用期間において生じる見込みの固定資産税の総額	についる。一世は
内		人件費	制度適用期間において生じる見込みの人件費の総額	
内訳		修繕費	制度適用期間において生じる見込みの修繕費の総額	
	運転	経年改修費	制度適用期間において生じる見込みの経年改修費の総額 ※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 金額に限定	
	維	発電側課金	「kW課金部分の目安単価(900円/kW/年)×送電端設備容量÷応札容量」を超えない。	金額
	運転4	事業税 (収入割・資本割 ・付加価値割)	「収入割(※1)+資本割(※2)+付加価値割(※3)」を超えない金額 ※1 事業税(収入割)を除く当該電源の資本費・運転維持費・事業報酬の総額(円/kW/年)×税率/(1-税率) ※2 建設費×自己資本比率43%×税率 ※3 (当該電源の事業報酬+当該電源の人件費+当該電源の支払賃借料)×税率	
		その他のコスト (委託費・消耗品費等)	制度適用期間において生じる見込みのその他のコスト(※)の総額を応札容量と制度適用期割った金額を超えない金額 ※事業税(所得割)や法人税のような、入札価格に含めることが不適切な項目	
		事業報酬	入札時点において、将来の上記の費用の支出計画を作成し、税引前WACC5%が確保できるコスト(円/kW/年)と、単純平均コスト(円/kW/年)の差額を超えない金額	るような均等化

第70回制度検討作業部会 (2022年10月3日)資料5

論点13 制度適用期間(本制度の導入直後に落札した電源の特例)

- 本制度は、足元の供給力低下の状況も踏まえ、2023年度に初回オークションを開始できるよう、 制度の具体化を加速化させているところ。
- 2023年度に初回オークションを実施した場合、蓄電池などの場合は、状況によっては比較的早期に供給力の提供を開始する可能性がある。
- 落札電源が供給力の提供を開始した場合は、前述のとおり翌年度から制度適用期間が開始し、 運営主体である広域機関が、本制度の運用(小売電気事業者からの容量拠出金の徴収・発 電事業者への容量確保契約金額の支払い・他市場収益の還付など)を行うこととなるが、こうし た制度運用を滞りなく行うためには、運用システムが必要。
- 現行容量市場の運用システムは、4年程度(2020~2023年)の構築期間を要しているが、本制度の運用システムも、**最低限、2~3年程度の構築期間が必要**と考えられるため、2026年度内までは、本制度の運用を行うことは困難。
- したがって、本制度の導入直後(2023年度~2025年度オークション)に落札した電源の制度適用期間は、早くとも2027年度以降とし、それよりも早期に供給力の提供を開始する案件は、現行容量市場(追加オークション)に参加することができることとしてはどうか。

2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	•••
本制度の 初回オークション ●		供給力提供開始 ●	現行容量市場 に参加可能	本制度の制度 (20年を	
	追加オークション	追加オークション			

47

4. 相対契約に対する一定の規律の具体例

● 本制度の落札電源が、電気や非化石価値を相対契約で販売する場合には、相対契約に対する一定の規律を満たすことを求めている。

論点2-1 相対契約に対する一定の規律

第71回制度検討作業部会 (2022年10月31日) 資料5

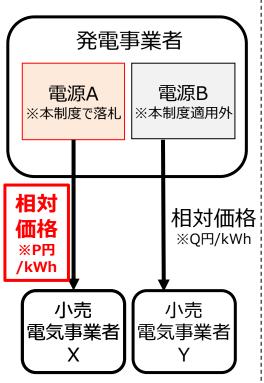
- 意図的に他市場収益を0とし、還付を回避する場合として、典型的には、自社又は自社グループなどに意図的に他市場収益を発生させない価格で販売するケースが想定される。
- このようなケースを防止するためには、自社又は自社グループ以外の第三者へ販売するのと同等の価格で 販売していることが求められるのではないか。
- 具体的には、中長期的な観点を含め、相対契約において発電から得られる利潤を最大化することが本制度に基づく他市場収益の適切な還付につながることを踏まえ、社内外・グループ内外の取引条件を合理的に判断し内外無差別に電力販売を行い決定された価格であることを求めてはどうか。
- または、相対契約の価格も市場価格に影響を受け、最終的には市場価格に収斂することを踏まえると、市場価格の水準に比して不当に低くない水準以上であれば、第三者へ販売するのと同等の価格で販売していることが推定されるといえることから、当該水準以上であることを基本として設定した価格であることを求めることとしてはどうか※。
 - ※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行っている事業者は、当該規律は適用されない。
- なお、**市場価格の水準に比して不当に低くない水準**とは、以下のいずれかの価格としてはどうか。
 - ▶ 相対契約の供給期間と同じ長さの過去の市場価格※1の平均価格※2
 - ※1 スポット市場は、小売全面自由化が開始した2016年度以降に限定。高度化法義務達成市場は、同市場ができた2021年度以降に限定。
 - ※2 例えば、ある時点で5年間の供給期間の相対契約を締結した場合には、その時点における過去5年間のスポット市場の当該エリアプライスの 単純平均価格と高度化法義務達成市場の単純平均価格の合計額(LNGは当該年度のスポット市場の当該エリアプライスの単純平均価格 のみ)
 - ▶ 相対契約の契約期間に含まれる各年度の市場価格の平均価格
 - ※年度毎に、年度終了後に、当該年度のスポット市場の当該エリアプライスの単純平均価格と高度化法義務達成市場の単純平均価格の合計額(LNGは当該年度のスポット市場の当該エリアプライスの単純平均価格のみ)で精算することを想定
- <u>こうした規律が守られていない場合は、他市場収益の計算は「スポット市場の当該エリアプライスの単純</u> <u>平均価格と高度化法義務達成市場の単純平均価格の合計額※」を元に行う</u>こととしてはどうか。
 - ※LNGは当該年度のスポット市場の当該エリアプライスの単純平均価格のみ

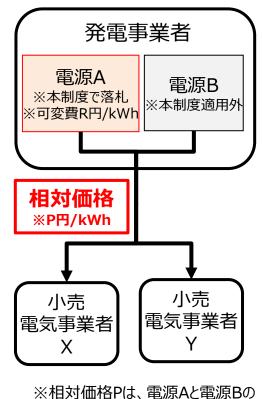
4. 相対契約に対する一定の規律の具体例

● 相対契約により販売する形式は様々な形式が想定されるが、例えば、以下のようなケースでは、<u>赤字</u> 部分の相対価格に対して、相対契約に対する一定の規律が課せられ、他市場収益の還付の計算 における「実際の他市場収入」の計算に用いられることとなる。

ケース 1 本制度で落札した電源 単独で相対契約を 締結する場合 ケース 2 本制度で落札した電源と 他の電源をセットで 相対契約を締結する場合

ケース2の場合における 電源Aの他市場収益の還付の計算イメージ





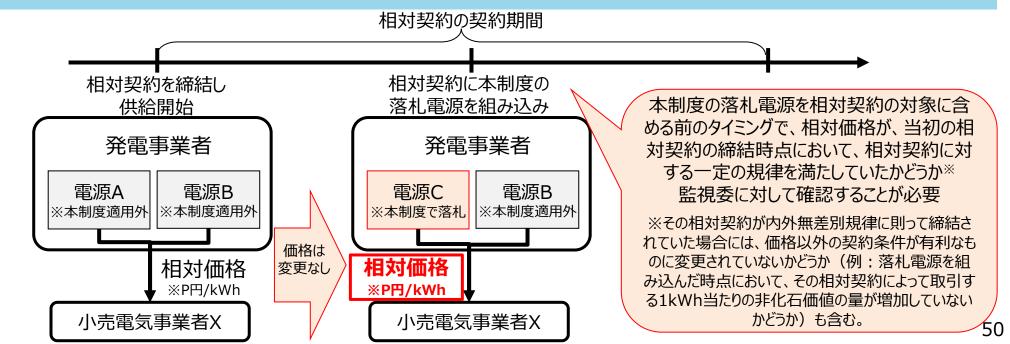
総合価格として設定

環付金額

- =実際の他市場収益×還付割合
- = (実際の他市場収入-実際の可変費)×還付割合
- = (P^{*1}-R) × 販売kWh^{*2} × 還付割合^{*3}
- ※1 非化石価値取引市場での収入など、本制度以外の市場からの収入 が、相対契約以外に別途ある場合は、当該金額を含めたもの。
- ※2 電源Aの送電端電力量
- ※3 還付割合は、実際の他市場収益の多寡によって、85%、90%、95%の部分がある。

4. 相対契約に対する一定の規律の具体例

- 本制度の落札電源を含まずに、複数の電源をセットで相対契約を締結し、その後、相対契約の契約期間の途中で、本制度の落札電源を相対契約の対象に含める場合、相対価格の変更有無に応じ、以下の整理とする。
 - ▶ 相対価格を変更しない場合:「相対契約に対する一定の規律」は、意図的に他市場収益を発生させない低い価格で販売することの防止が目的であるため、その趣旨に鑑みれば、相対価格が当初の相対契約の締結時点において当該規律を満たすのであれば、本制度の落札電源を相対契約の対象に途中から含めるとしても、「低い価格での販売防止」という目的は達成するものと考えられることから、その相対価格を継続することができる※。
 - ※ただし、本制度の落札電源を相対契約の対象に含める前のタイミングで、以下のとおり、電力・ガス取引監視等委員会に対する確認が必要。
 - 相対価格を変更する場合:新規の相対契約と同様に、その時点において、「相対契約に対する一定の規律」を満たす必要がある。



5.他市場収益の計算における事業税(付加価値割・所得割)の扱い

▶ 昨年11月の本部会で御議論いただいたとおり、他市場収益の還付の際の「実際の可変費」の具体 例として、「kWhと非化石価値の収入の事業税(収入割)」が挙げられる。

論点3-8. 他市場収益の還付の監視

第72回制度検討作業部会(2022年11月30日)資料6

- 落札電源は、実際の他市場収益の約9割をベースとして設定された割合について、広域機関に対して還付することとなる(具体的には次ページ参照)。
- このため、落札事業者は、年度毎の実際の他市場収益の金額(実際の他市場収入-実際の可変費)を広域機関に報告し、この報告内容を基に、還付金の支払いを行うこととなる。
- こうした実際の他市場収益の金額については、正しく報告されているかを確認することが必要であることから、以下のとおり、電力・ガス取引監視等委員会において監視を行うこととしてはどうか。

実際の他市場収益の金額 = 実際の他市場収入 – 実際の可変費

	監視の対象	監視のイメージ
実際の 他市場収入	・ kWh収入 ※需給調整市場からの収入を含む・ 非化石価値収入	 市場でkWh価値・非化石価値を売却している場合は、その収入金額を 証憑とともに確認。 相対契約の場合は、その相対契約自体が、前回の本作業部会において 議論いただいた「一定の規律」を満たしているか、契約締結時(相対契 約に基づく供給開始前)に確認し、事後的にもその契約に基づいて収入を得ているか確認。
実際の 可変費	燃料費廃棄物の処理・処分費消耗品費発電側課金(kWh課金部分)事業税(収入割※)※kWhと非化石価値に係る部分	 実際に要した可変費が正しく報告されているか確認。 左記の費用が、入札時の入札価格の整理に照らして、正しく報告されているか確認。 ※経過措置規制料金では、事業者ルールにより、例えば、消耗品費は、固定費と可変費に1:1の割合で配分することとなっている。

※現行容量市場では、他市場収益の金額の監視は、入札価格の監視の中で行われている。

5.他市場収益の計算における事業税(付加価値割・所得割)の扱い

- これ以外にも、<u>kWhと非化石価値の収入に関する事業税(付加価値割)や事業税(所得</u>
 割)も、kWhや非化石価値の販売によって発生する費用であることから、他市場収益の還付の際の「実際の可変費」として計上する合理性があるものと考えられる。
- したがって、これらの事業税について、以下の金額を、他市場収益の還付の際の「実際の可変費」として計上することを認める。

<事業稅(付加価値割)>

当該事業者全体の事業税(付加価値割)

落札電源の他市場収益※1+実際の可変費に計上した賃借料

当該事業者全体の付加価値割の課税標準

- ※1 事業税(付加価値割・所得割) 控除前の他市場収益
- ※ 上記の計算により算出された金額が、事業者全体の事業税(付加価値割)を超える場合は、事業者全体の事業税(付加価値割)とする

〈事業税(所得割)>

当該事業者全体の事業税(所得割)

落札電源の他市場収益※2

当該事業者全体の所得

- ※2 事業税(付加価値割・所得割)控除前の他市場収益
- ※ 上記の計算により算出された金額が、事業者全体の事業税(所得割)を超える場合は、事業者全体の事業税(所得割)とする

本制度への「入札価格(円/kW/年)」は、昨年11月・12月に御議論いただいたとおり、系統接続費及びサプライチェーン支援制度・拠点整備支援制度の事後修正と、毎年度の物価補正による修正が生じるため、最終的には「契約単価(円/kW)」となる。

第71回制度検討作業部会 (2022年10月31日) 資料5

論点2-4 物価変動への対応

● 英国容量市場の物価補正を参考とし、本制度の各年における容量収入は、次式のとおり、落札価格に対し、**1年毎に消費者物価指数 (コアCPI) で物価補正**を行うこととしてはどうか。 X年度の容量収入*

= 落札価格× (X-1年の消費者物価指数÷入札年度(A年度)の前年の消費者物価指数) ※後述するペナルティの算定でも、落札価格には同様の物価補正を行う。

論点3-1. 系統接続費

第72回制度検討作業部会 (2022年11月30日)資料6

- 電源の建設に当たっては、下のフローを経て系統に連系することとなるが、系統接続工事に伴い事業者が支払う費用(工事費負担金)は、接続検討回答時(下の①)と契約時(下の②)に見積額が提示され、工事完了時(下の③)に精算される。
- 過去の調査では、例えば、①の見積額に対する②の見積額は全体的に±10%以内となるなど、最終的な精算までの間で、上振れと下振れの可能性が存在する。(次頁・次々頁参照)
- 本制度に応札する事業者は、①~③の間で応札することが想定されることから、<u>最新の見積額の</u> 110%の金額を系統接続費として入札価格に織り込むことができることとし、入札価格に織り込ん だ系統接続費よりも<u>精算額が低くなった場合</u>は、<mark>その差分だけ本制度からの支払額を修正する※</mark> こととしてはどうか。 ※ 支払額の個別の修正は、系統接続費のみの限定的な対応であり、これ以外の費用では行わない。

|論点2-1.水素・アンモニアのサプライチェーン支援制度・拠点整備支援制度との関係

● 本制度は2023年度に初回オークションを行う方向で検討中である一方で、「サプライチェーン支援制度」と「拠点整備支援制度」(以下「両支援制度」という。)は、開始時期が現時点で未定であること、また、両支援制度の開始後であっても、異なる制度であることから、本制度へ入札をするタイミングと両支援制度に基づく支援可否の決定は、前後することが考えられる。

第73回制度検討作業部会 (2022年12月21日) 資料8

- 水素・アンモニア混焼への投資を行う事業者は、**両支援制度と本制度を組み合わせることで投資** 判断を行うことが想定されることから、以下の整理としてはどうか。
 - <本制度への入札前に両支援制度の両方又は片方の制度適用が決まっている場合>
 - ▶ 二重支援防止のため、その支援金額※1を控除※2して、本制度に入札することとする。
 - ※1 本制度と両支援制度の支援が重複しうる部分に限る。
 - ※2 第三者との共用設備に対して支援を受ける場合、自社の入札案件の負担部分から控除。
 - <本制度への入札前に両支援制度の両方又は片方の制度適用が決まっていない場合>
 - ▶ 両支援制度の支援予想金額*¹を控除*²して入札を行い、本制度での落札に伴う契約締結後、3年以内に両支援制度の両方若しくは希望する片方の制度の適用を受けることが決まらない場合又は支援金額が支援予想金額よりも低くなった場合*³に、当該事由により市場退出をするときは、不可抗力事由として取り扱い、市場退出ペナルティを課さない。
 - ※1 本制度と両支援制度の支援が重複しうる部分に限る。
 - ※2 第三者との共用設備に対して支援を受ける場合、自社の入札案件の負担部分から控除。支援予想金額を控除せずに入札を行うことも可。
 - ※3 支援金額が支援予想金額よりも高くなった場合や、支援予想金額を控除せずに入札を行い、落札後に支援制度の適用が決定した場合には、その差分だけ本制度からの支払額を修正する。前回の事務局資料33頁における建設費の※1の「本制度で落札した後に、補助金を受けることは禁止(判明した場合は契約解除)」は、両支援制度には適用しない。

- また、本制度への入札容量は、昨年11月に入札価格の算定方法の論点として御議論いただいたとおり、「入札時点から9年後の調整係数を用いて算出された期待容量を上限として、事業者が設定する容量(応札容量)」としている。
- また、容量市場と同様に、落札後に部分退出が生じた場合は、応札容量から容量が減少するため、 最終的には「容量確保契約容量(以下「契約容量」という。)」となる。

論点3-5. 入札価格の算定方法

第72回制度検討作業部会(2022年11月30日)資料6

- 現行容量市場では、調整係数を用いて算出された期待容量を上限として事業者が設定する容量 (応札容量)で、入札価格を算定することとなっている。
- 本制度では、第8次中間とりまとめでは、入札価格は「入札時点から9年後の調整係数」を用いて 算出することとされているが、現行容量市場に倣い、より具体的には、「入札時点から9年後の調整係数を用いて算出された期待容量を上限として、事業者が設定する容量(応札容量)」で入札価格を算定することとしてはどうか。

く現行容量市場における市場支配的事業者の入札価格の算定方法>

入札価格 ≦ (4年後の1年度間の維持費-他市場収益) ÷ 応札容量

期待容量*を上限として事業者が設定する容量 ※送電端設備容量×調整係数

例:4年後の1年度間の維持費100、他市場収益30、送電端設備容量100、調整係数0.9 (期待容量90)、事業者が設定した応札容量80 入札価格 ≤ (100-30)÷80=0.875

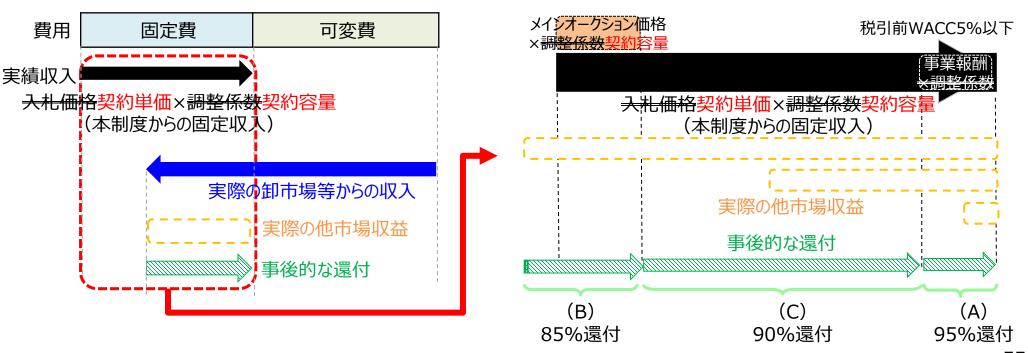
〈第8次中間とりまとめで整理した本制度における入札価格の算定方法〉



例: GrossCONE(年度当たり総固定費)200、送電端設備容量100、調整係数0.9 (期待容量90)、事業者が設定した応札容量80 入札価格 ≤ 200÷80 = 2.5

- これを踏まえ、昨年10月に御議論いただいた他市場収益の還付の還付割合は、以下のとおりとする。 ※昨年10月の資料からの修正点は、赤字・二重取り消し線部分。
 - (A) 入札価格に織り込まれている<u>事業報酬</u>(事業者が入札時に申告。単位「円/年」。) ★調整
 係数まで</u>の他市場収益は、95%還付

 - (C) (A)と(B)の間の他市場収益は、**90%還付**



また、昨年10月に御議論いただいた市場退出時の経済的ペナルティの計算式も、「容量×調整係数×落札単価×10%」ではなく、「契約単価×契約容量×10%」とする。

論点3 事業の実施能力や事業継続の確実性を担保するための方策

第71回制度検討作業部会 (2022年10月31日) 資料5

- 同様の議論は、現行容量市場の制度検討の際にも行われたが、その際には、「リクワイアメントをまったく果たせなかった電源等は、容量市場における対価を得ることができず、オークション約定価格の10%分、追加的な金銭の支払を求められることとなる。この約定価格を超えるペナルティの設定によって、供給力の提供が不確実な発電事業者の参入を防止できると考えられる」との考え方により、事前に支払わせる方法(保証金)は採用されず、退出時に支払わせる方法(市場退出時の経済的ペナルティ)を採用することとなった。
- 本制度は、容量市場の特別オークションであることから、原則として現行容量市場のリクワイアメント・ペナルティを適用することとしており、リクワイアメントを満たせない場合は、約定価格の10%分、追加的な金銭の支払いを求めることから、これにより、供給力の提供が不確実な発電事業者の算入を防止できると考えられるため、「保証金」ではなく、「市場退出時の経済的ペナルティ」を採用することとしてはどうか。
- また、本制度は固定費ベースの競争制度であり、同じ容量の電源間でも、落札金額は落札電源毎に決定されるため、ペナルティ金額の設定方法は、容量にのみ比例する方法(前頁の日本FIT制度や英国容量市場と同様)ではなく、容量に落札単価を乗じた落札金額に比例する方法(前頁の日本容量市場と同様)としてはどうか。
- 具体的には、現行容量市場の水準を参考に、供給力提供開始前・供給力提供開始後で一律 「容量×調整係数×落札単価x10%」としてはどうか。
 - ※本制度の上限価格は10万円/kW/年を閾値としているため、「落札単価×調整係数×10%」は最大1万円/kWとなり、前 頁の他の制度のペナルティ水準に比べても、過剰又は過小とはいえないのではないか。

論点 i 担保策	事前に支払わせる「保証金」	退出時に支払わせる「市場退出時の経済的ペナルティ」
論点 ii 金額設定方法	容量に比例	落札金額に比例 (⇒ 容量×調整係数×落札単価x10%)

7. スクラップ&ビルドで建て替える場合の特例

▶ 昨年10月31日の本部会では、「アンモニア・水素混焼設備を専焼化するためにスクラップ&ビルドで建て替える場合の制度適用期間の特例」について御議論いただいた。

第/1回制度模訂作業部会 (2022年10月31日) 資料5

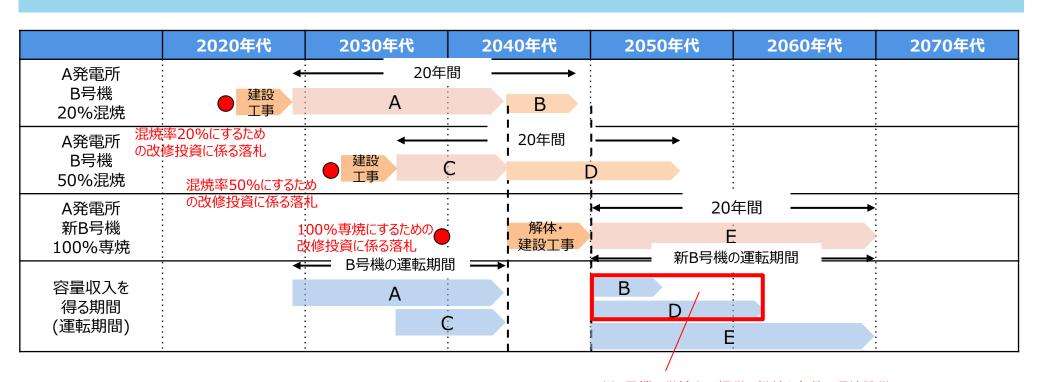
論点4 アンモニア・水素混焼設備を専焼化するためにスクラップ&ビルドで建て替える場合の制度適用期間の特例

- 発電所の立地制約等により、(混焼設備の除却後に専焼設備の建設工事を開始して建設する)スクラップ &ビルドによらなければ専焼設備の建設ができない場合がありうる。一方で、スクラップ&ビルドの場合、ビルド &スクラップと異なり、混焼設備の運転停止から新設の専焼化炉の供給力提供開始までの間は、供給力の 提供ができない期間が生じ、その期間は追加的に供給力を確保することが必要となる。
- こういった点を踏まえると、アンモニア・水素混焼設備を専焼化するための投資については、<u>原則として、ビルド</u> <u>&スクラップによる対応を求める</u>こととし、<u>当該対応が困難な場合</u>に、<u>落札後追加の供給力確保に向けた配</u> <u>慮措置を講じることを条件として、スクラップ&ビルドによる建て替えを認める</u>こととしてはどうか。
- スクラップ&ビルドを認める具体的な条件は、専焼化に向けた投資の落札時点で、4年後までは既に現行容量市場の募集量から当該電源の容量を控除していることを踏まえ、落札後「4年後の年度末まで」の間供給力の提供を継続すること※としてはどうか。※継続できない場合は、経済的ペナルティを科す。差替電源がある場合は、経済的ペナルティを科さない。
- その上で、混焼設備の投資額の未回収分は、建て替えに伴う運転終了後も、建て替え後の発電設備による供給力の提供を条件に、残りの制度適用期間にわたって、発電事業者に対して支払うこととしてはどうか。

アンモニア・水素の専焼化に向けた道筋の例 2020年代 2040年代 ●●年度 2030年代 2050 本制度 混焼率50%にするための改修投資に係る 専焼化のための建て替え投資に係る での落札 本制度での落札 本制度での落札 A発電所 4年間、供給力の提供を継続 ●建設工事 203X年度 建設工事 B号機 202X年度 アンモニア20%混焼の運転 アンモニア50%混焼の運転 スクラップ&ビルド 2040年代 A発電所 解体・建設工事アンモニア専焼の運転 新B号機 投資額の未回収分を支払う※ 1回目の落札(アンモニア20%混焼)に係る制度適用期間 運転終了時では20年未満 2回目の落札(アンモニア50%混焼)に係る制度適用期間 3回目の落札 (アンモニア専焼) (※) 落札価格に含まれる資本費・事業報酬部分 に係る制度適用期間 28 支払いは、新B号機の供給力の提供が条件

7. スクラップ&ビルドで建て替える場合の特例(具体的な支払時期等)

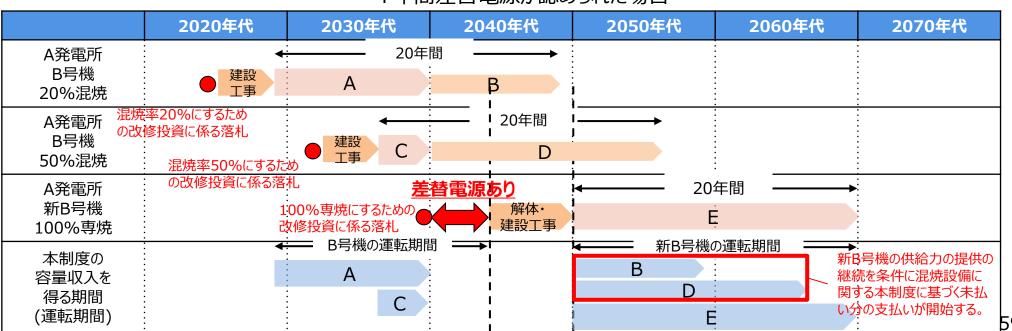
- こうした特例は、原則として、ビルド&スクラップによる対応を求めることとした上で、当該対応が困難な場合に認められる例外的な措置である。そのため、専焼化した設備を建設する際にのみ適用が認められる。
- また、専焼化した設備が供給力を提供することが条件となっているため、混焼設備に関する本制度に基づく未払い分の支払いは、専焼化した設備が運開し、制度適用期間が開始した時点から行われ、リクワイアメントやアセスメントも専焼化した設備について判断される。
- なお、混焼設備に関する本制度に基づく未払い分については、当該支払いが行われる実需給年度の拠出金に考慮される。



7. スクラップ&ビルドで建て替える場合の特例(差替電源の扱い)

- また、スクラップ&ビルドを認めるにあたっては、落札後「4年後の年度末まで」の間、供給力の提供を継続することを条件とし、継続できない場合は(供給力の維持違反の)経済的ペナルティを科すこととしているが、「差替電源」がある場合は、経済的ペナルティを科さないこととしている。
- この「差替電源」は、需給年度単位で認めることとし、当該差替電源を**当該需給年度のメインオークションでの落札電源として扱い、当該メインオークションの落札価格、リクワイアメント・ペナルティを適用**する。「差替電源」が認められた期間は、**制度適用期間のカウントから除外**する※。
 ※このため、部分差替は認めない。
- なお、次頁の「供給力提供開始時期が遅れた場合の扱い」においても、差替電源があれば経済的ペナルティを科さないこととしているが、この「差替電源」の扱いも、上記と同様※とする。
 - ※制度適用期間のカウントからの除外は行わないため、部分差替は認める。

4年間差替電源が認められた場合



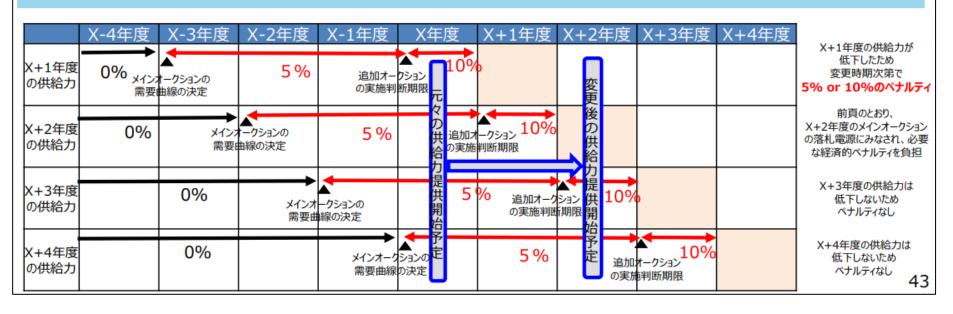
(参考)

論点 6 – 3 供給力提供開始時期が遅れた場合の扱い(経済的ペナルティ)

● 供給力提供開始予定年度(X年度)が翌年度以降に遅延した場合、供給力としてカウントされ、容量市場のメインオークションの募集量から控除されている部分については、現行容量市場における市場退出時のペナルティを参考に、その都度、以下の経済的ペナルティを科すこととしてはどうか。

<X+N年度の供給力が低下したことに対する経済的ペナルティ> *N=1,2,3,4

- 実需給X+N年度向けメインオークションの需要曲線が決まるタイミングから、実需給X+N年度向け追加オークションの実施判断に必要な期限日までの間に、供給力提供開始日がX+N+1年度以降に変更された場合は、実需給X+N年度向けメインオークションの落札価格の5% (差替電源があれば、科さない。追加オークションが開催されなかった等の場合、返金可能性あり)
- 実需給X+N年度向け追加オークションの実施判断に必要な期限日以降に、供給力提供開始日が X+N+1年度以降に変更された場合は、実需給X+N年度向けメインオークションの落札価格の10% 「養産源があれば、科さない。)
- ※実需給X年度の供給力の追加的な確保の必要性の有無は、その電源がX-4年度にメインオークションに参加しているか否かによるが、参加している場合は、メインオークションの容量確保契約約款に基づき、市場退出時のペナルティが科されることとなる。



8. 容量拠出金

● 第八次中間とりまとめでは、「長期脱炭素電源オークションの容量拠出金(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」ことと整理された。

第八次中間とりまとめ

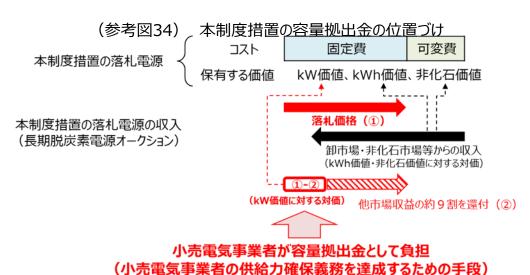
9拠出金の負担者

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。(略)

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**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。



8. 容量拠出金

 ● 具体的には、長期脱炭素電源オークションの拠出金は、現行容量市場と同様に、以下の手順により、 全国の拠出金からエリア毎の拠出金を算定し、各エリアで事業者間の配分比率を用いた配分が 行われる。

①エリア別の容量拠出金額の算定

全国の拠出金の総額※1をエリア別のH3需要※2比率に応じて、各エリアに配分する。

- ※1 当該実需給年度に本制度の適用が開始している電源等の落札価格、落札容量を基に算定
- ※2 当該実需給年度の4年前に行われる当該実需給年度向けの現行容量市場(メイン)で用いるH3需要

②一般送配電事業者・配電事業者(一送等)の負担総額と請求額の算定

エリアに配分された容量拠出金に、現行容量市場における当該年度の一送等の負担割合*1を乗じることで、エリア毎の一送等の負担総額を算定し、負担総額を12等分し、各一送等の配分比率*2に応じて毎月の請求額を算定する。

- ※1 現行容量市場(メイン)のエリアの一送等の負担総額※3÷現行容量市場(メイン)のエリアの負担総額※4
- ※2 当該実需給年度の4年前に行われる当該実需給年度向けの現行容量市場(メイン)で用いるH3需要に占める事業者毎の比率
- ※3 エリアの約定価格×現行容量市場(メイン)で用いるH3需要×7% ※4 経過措置を考慮する前。

③小売電気事業者の負担総額の算定

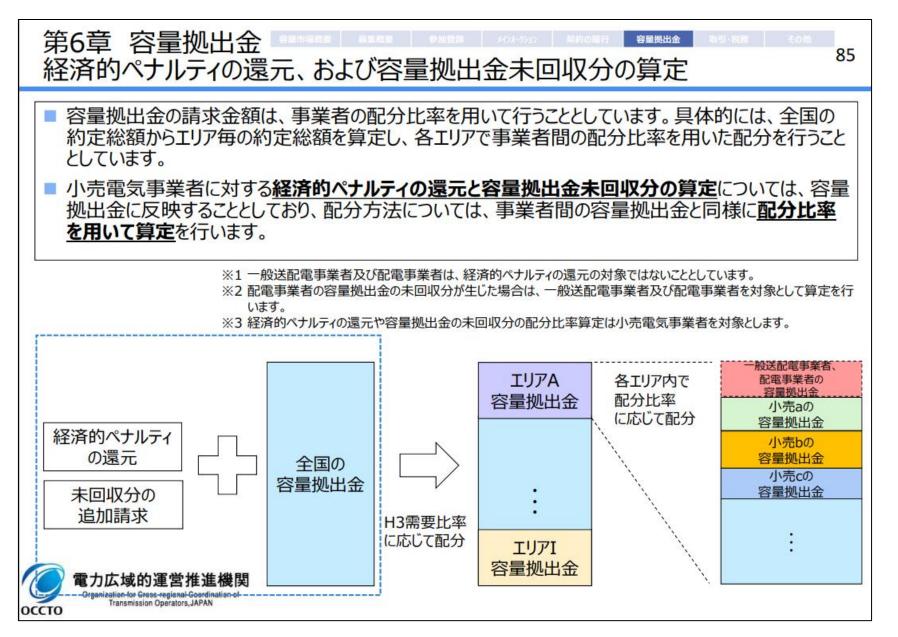
当該エリアの拠出金の総額から一送等の負担総額を減算することで、エリア毎の小売電気事業者の 負担総額を算定する。

④各小売電気事業者への請求額の算定

エリア毎の小売電気事業者の拠出金の負担総額を12等分し、小売各社の配分比率(実需給年の毎月のシェア変動を加味したもの)に応じて毎月の請求額を算定する。

62

(参考)現行容量市場の容量拠出金の算定



(出所) 容量市場の制度詳細について

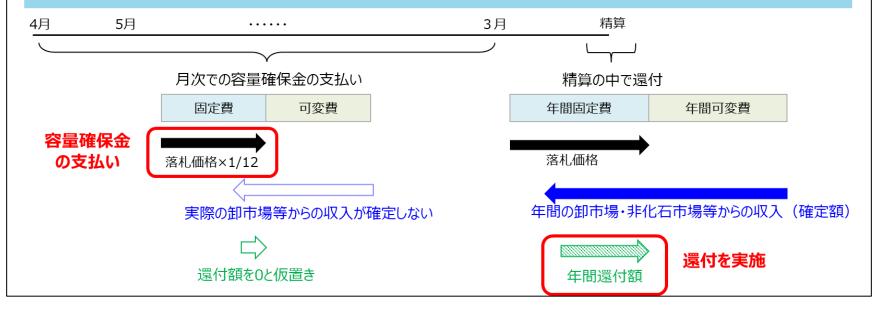
(参考) 過去の事務局資料

● 長期脱炭素電源オークションの容量拠出金は、現行容量市場と同様に月次での支払となる。

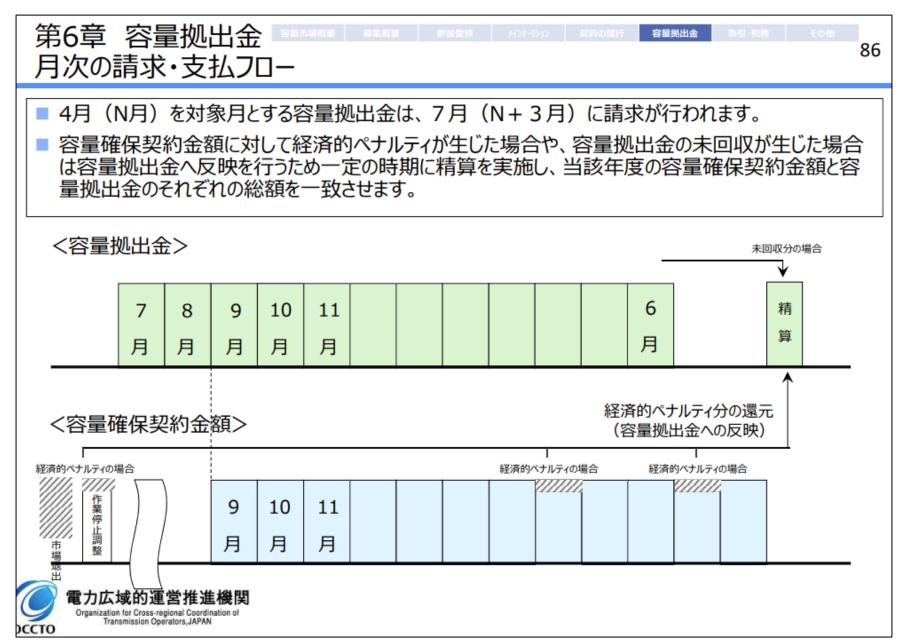
第71回制度検討作業部会 (2022年10月31日)資料5

論点2-3 容量確保金の支払いと還付のタイミング

- 容量確保金の支払いは、現行容量市場と同様に、月ごとに行うこととしてはどうか。
- その際には、<u>還付額を差し引いて支払う</u>ことが考えられるが、非化石価値は年度単位で売買が可能であり、還付額の計算に必要な「非化石価値の収入」については、収入が確定するのは翌年5月頃となる。このため、**月次での還付額の計算を確定額で行うことができない**。
- したがって、4月~3月分の月次の容量確保金の支払いにおいては、簡便的に還付額を0として扱い、年度毎に行う精算のタイミングで、年間の他市場収益の確定額を元に還付額を算定し、落札事業者が還付を行うこととしてはどうか。
- 小売電気事業者等から徴収する月毎の容量拠出金についても、上記をベースに算出することとしてはどうか。



(参考)現行容量市場の月次の請求・支払フロー



(出所) 容量市場の制度詳細について

(参考)現行容量市場における容量拠出金の算定方法

第6章 容量拠出金 請求額の算定方法

要 募集概要 参加登録 メインオーグション

容量拠出金

取引・税

その他

89

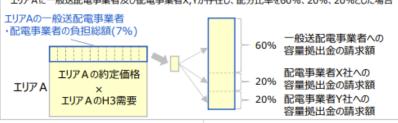
■ 市場が分断されない場合※1における容量拠出金の請求額は、以下の手順で算定します。

①エリア別の容量拠出金総額の算定 全国の容量拠出金の総額をエリア別のH3需要比率※2に応じて、各エリアに配分 する。 エリアAの エリアA エリアAの H3需要比率 肾量拠出金総額 エリアBの エリアB H3需要比率 全国の 容量拠出金総額 エリアIの エリア I H3需要比率

②一般送配電事業者・配電事業者の負担総額と請求額の算定

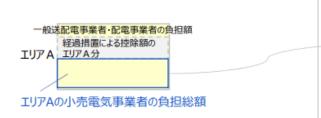
エリアの約定価格×エリアのH3需要に7%*3を乗じることで、エリア毎の一般送配電事業者・配電事業者の負担総額を算定、負担総額を12等分し、各一般送配電事業者・配電事業者の配分比率に応じて毎月の請求額を算定する。

エリアAに一般送配電事業者及び配電事業者X,Yが存在し、配分比率を60%、20%、20%とした場合



③小売電気事業者の負担総額の算定

当該エリアの容量拠出金の総額から一般送配電事業者・配電事業者の負担 総額と経過措置による控除額を減算することで、エリア毎の小売電気事業者の 負担総額を算定する。



④各小売電気事業者への請求額の算定

エリア毎の小売電気事業者の容量拠出金の負担総額を12等分し、 小売各社の配分比率(実需給年の毎月のシェア変動を加味したもの)に応じて 毎月の請求額を算定する。

エリアAに小売電気事業者がa・b・cの3社が存在し、小売各社の配分比率を25%、35%、40%とした場合





- ※1 市場が分断される場合における容量拠出金の請求額の算定方法については、「参考資料」をご覧ください。
- ※2 メインオークション開催前に公表される最新の供給計画における実需給年度(第5年度)のH3需要比率
- ※3 2021年6月14日に公表された「第四次中間とりまとめ」で示された数値を使用しています。

(出所) 容量市場の制度詳細について

(参考)現行容量市場における容量拠出金の算定方法

- 現行容量市場における容量拠出金は、第20回の本部会において、①前年度の季節のピーク時の電力(kW)を基礎とし、②各月の小売のシェア変動を加味した上で、小売電気事業者間の配分を決定することと整理された。
 - ▶①前年度の季節のピークは、夏期ピーク(7月、8月、9月)と冬期ピーク(12月、1月、2月) 実績を用いる
 - ▶②各月の小売電気事業者ごとのシェア変動は、当該月における託送契約電力をもとに算定する

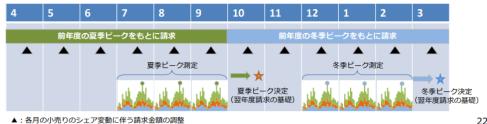
く請求スケジュールの調整イメージ>

第20回制度検討作業部会資料 (2018年3月23日) 資料6

論点1:費用精算の考え方(費用請求スケジュール等)

- ピーク時の電力(kW)をもとに請求を行う場合、①前年度の季節のピーク時の電力(kW)を基礎とし、②各月の小売りのシェア変動を加味した上で、小売事業者間の配分を決定し、市場管理者が小売事業者に対して毎月請求をすることを基本としてはどうか。
 - ※容量市場は全国単一で実施することを基本とするため、ピーク発生時をエリア単位で判定するか、広域的に判定するか等の取り扱いについては、技術的検討が必要。
- なお、新規参入者(前年度のピーク算定時に参入していなかった者)については、契約kWに一定の数値を乗じることなどで、基礎となるピークkWを推計して請求することが考えられる。
- また、BGに加入する小売事業者については、BGの代表者がまとめて精算を行うことも考えられる。
- これらの論点については、引き続き広域機関で実務的・技術的な検証を行い、詳細を検討することとしてはどうか。

<請求スケジュールのイメージ>



<小売のシェア変動時の調整イメージ>

第20回制度検討作業部会資料(2018年3月23日)資料6

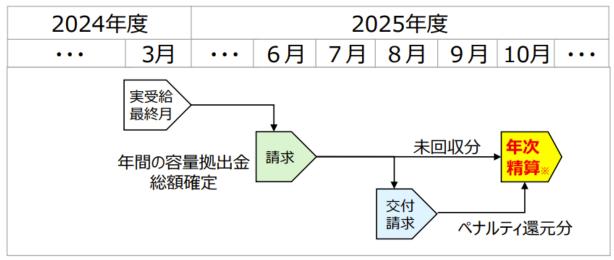
論点1:費用精算の考え方(小売のシェア変動時の調整への対応)

- 「①年間ピーク時の電力(kW)に応じて配分する」案を原則とし、シェア変動の際の変化を託送契約電力(kW)によって補正する場合の費用配分方法は以下のようになる。
 - ➤ 年度内のシェア変動により託送契約電力(kW)が変化した場合、その変化(年間ピーク kWシェア計算時の託送契約電力(kW)からの変化率)に応じて当該月の年間ピーク時 kWを補正し、シェア変動補正後のkWを用いて、当月以降の各小売への請求額に反映



(参考)現行容量市場における容量拠出金の算定方法

- 3. 実需給期間に向けた請求・交付等の業務内容について
 - ⑥経済的ペナルティの還元と容量拠出金の未回収分の算定で用いるシェア配分値
- 第16回容量市場検討会において、容量確保契約金額に科された**経済的ペナルティの還元、および** 容量拠出金の未回収分は、小売電気事業者の容量拠出金に反映※1することと整理している。
- 小売電気事業者の容量拠出金に反映するにあたり、シェア配分は容量拠出金の当該年度を通じたシェアがもととなるため、**年間12ヶ月間分のシェア配分をもとに算定**を行う。
- 具体的には、各月シェア配分の累計を当該年度の3月分まで用いて算定・精算※2を行う。
 - ※1 具体的には、還元が未回収分を上回る場合は小売に還元し、還元が未回収分を下回る場合は小売から追加徴収することとしている。
 - ※2当該年度の翌年10月に還元等の精算行う。また、容量拠出金の還元等の算定の対象は未払い事業者を除外する。



※年次精算で未払い等が生じた場合は、再算定し、年次精算月の翌月以降で請求

(出所) 第31回 容量市場の在り方等に関する検討会 資料6

https://www.occto.or.jp/iinkai/youryou/kentoukai/2021/files/youryou_kentoukai_31_06.pdf

18

9. 還付額の還元方法

● 昨年10月の本部会では、「落札事業者に対する支払い」の総額よりも、「落札事業者からの還付額の支払い」の総額の方が大きくなった場合には、広域機関から小売電気事業者に対して、その差額を精算することとされた。

論点14 還付が大きくなり、小売負担がマイナスとなった場合の扱い

第70回制度検討作業部会(2022年10月3日)資料5

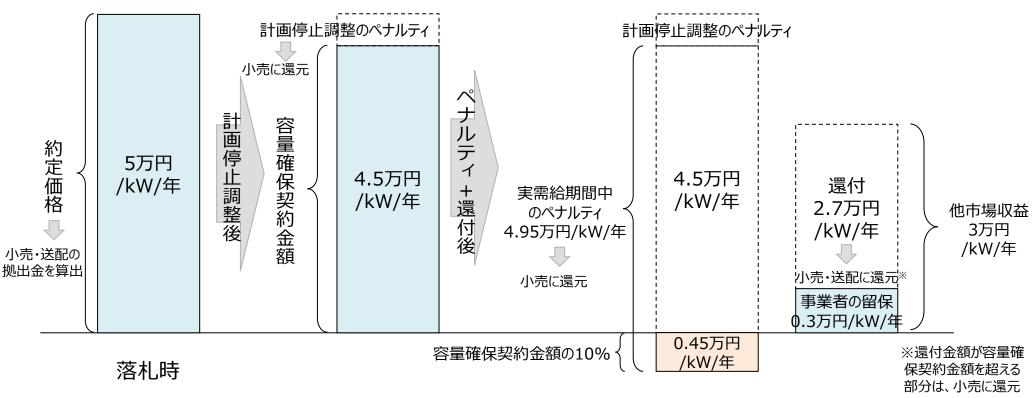
- 本制度の落札電源は、「実際の他市場収益」の約9割を還付することとなるが、市場価格が高騰する等により「実際の他市場収益」が大きくなった場合は、「本制度からの固定収入」よりも「還付額」の方が大きくなることも考えられる。
- したがって、広域機関が行う「落札事業者に対する支払い」の総額よりも、「落札事業者からの還付額の支払い」の総額の方が大きくなった場合には、広域機関から小売電気事業者に対して、その差額※を精算することとしてはどうか。
 ※実際の還付額ベース



9. 還付額の還元方法

● 前頁の整理を踏まえ、「落札事業者からの還付額の支払」の総額のうち、「容量確保契約金額」の 総額までは小売電気事業者及び送配電事業者※に対して還元し、それを超える部分は小売電気 事業者のみに還元する。※─般送配電事業者及び配電事業者

仮に大きいペナルティが発生した場合の金額イメージ



発電事業者の収支 (単位: 万円/kW/年)

固定的な収入・費用(容量確保契約金額4.5-ペナルティ4.95-固定費5) +可変的な収入・費用(他市場収益3-還付2.7) =-5.45+0.3=-5.15

70

10. 制度適用期間前のペナルティ

- ◆ 本制度の落札電源に適用されるリクワイアメント・ペナルティは、以下の表のとおり整理された。
- 制度適用期間前のペナルティのうち、容量停止計画の調整については、毎年度発生するため、<u>対象</u>となる実需給年度の拠出金に考慮される。
- また、市場退出時の経済的ペナルティについては、市場退出した年度の年次精算、供給力提供開始時期が遅れた場合の経済的ペナルティについては、それにより供給力が低下した年度の年次精算における拠出金に考慮される。

リクワイアメント・ペナルティの全体像

不可抗力による場合は、例外的にペナルティを個別に確認した上で適用しない。

(2022年10月31日)資料5

第71回制度検討作業部会

本制度の落札電源が適用されるリクワイアメント・ペナルティは、前頁までの検討を踏まえれば、以下の表のとおり(黒字部分は現行容量市場と同じ部分)。

	の衣のとあり(羔子部分は現付谷重巾場と向し部分)。						
	リクワイアメント	ペナルティ					
制度资	● 容量停止計画の調整● 余力活用契約の締結	 調整不調電源に科される経済的ペナルティ 余力活用契約を締結しない・解約した場合は、市場退出とし、市場退出時のペナル 市場退出時の経済的ペナルティ(上述のとおり、容量×調整係数×契約単価×10 	, , 411,				
制度適用期間前	WAA L IS WEEK WEEK	● 供給力提供開始時期が遅れた場合の経済的ペナルティ (遅延のタイミングによっ落札価格の5%、10%を科す)					
前	● 供給力提供開始期限までの間に 供給力の提供開始	供給力提供開始期限を超過した場合、本制度措置の落札価格を容量収入として 間分だけ短縮。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。				
		● 市場退出時の経済的ペナルティ(上述のとおり、容量×調整係数×契約単価x10	%)				
制度	● 供給力の維持● 発電余力の卸電力取引所等への入札	● 年間停止コマ相当数に対する経済的ペナルティ● 需給ひっ迫のおそれがあると判断された場合に入札していない場合の経済的ペナルティ					
適用	■ 需給ひっ迫のおそれがあると判断された場合の供給指示への対応	● 供給指示に応じた供給をしていない場合の経済的ペナルティ	年間上限額: 容量確保契約金額				
度適用期間中	● 脱炭素燃料の一定の混焼率	● 一定の混焼率を下回る場合の経済的ペナルティ <u>(バイオマス70%・アンモニア</u> 14%・水素7%を下回った場合は、年間の容量確保契約金額の支払額を1 割・2割減額する)	×110%				
	変動電源に対し、年間設備利用率の達成	未達度合いに応じた経済的ペナルティ					
		● 信用悪化等により契約解除となった場合、市場退出とし、市場退出時の経済的ペッ 約解除となった年度において交付された容量確保契約金額(還付金額の控除後 解除の経済的ペナルティを科す場合あり					
_		● 重大な違反行為があった場合、 <mark>契約解除</mark> できる <u>(経済的ペナルティは科さない)</u>					
その他	・ 脱炭素化ロードマップの遵守(設備、燃料の脱炭素化)	 ● 合理的な理由なく脱炭素化に向けた追加投資を行っていない場合、合理的な理由 (グレーアンモニア・水素のブルー・グリーン化) に向けた取り組みを行っていない場合 済的ペナルティは科さない) ● 2050年4月1日にバイオマス燃料の専焼化が実現しない場合、同日時点で制度返 ければ、契約解除できる(経済的ペナルティは科さない)。制度適用期間が終了 ティを科すとともに、市場退出ペナルティと同等の経済的ペナルティを科すことができ 	、契約解除できる(経 1用期間が終了していな していれば、参入ペナル				
※天	災地変、事後的な法令改正や規制適用	お判による判決などが原因で、ペナルティが発生する事象が発生した場合であって、事					

11. 2050年度にバイオマス燃料の専焼化が実現しない場合のペナルティ

- 昨年10月の本部会では、既設火力のバイオマス専焼にするための改修案件*は、2050年までにバイオマス燃料を専焼化していく必要があり、2051年度期首時点で制度適用期間が終了していない場合、制度適用期間が終了している場合、それぞれにペナルティを科すことができると整理された。
 - ※論点1-2を踏まえれば、「既設火力の化石kW部分の全てをバイオマス化するための改修案件」となる。
- そのため、本制度において落札した電源は、2051年度期首時点で、制度適用期間が終了している場合においても、専焼化が実現したことを報告することが求められる。
- なお、専焼化が実現しない場合のペナルティは、2051年度を対象とする実需給年度に請求し、当該年度の容量拠出金に考慮される※。
- ※2050年4月1日より前に、落札案件の設備を廃止する場合、廃止した年度を対象とする実需給年度に請求し、当該年度の容量拠出金に考慮される。

第71回制度検討作業部会 (2022年10月31日)資料5

論点7-6 2050年にバイオマス燃料の専焼化が実現しない場合のペナルティ

- 既設火力のバイオマス専焼にするための改修案件については、燃料は当初は最低年間7割の混焼率を求めることとしているが、2050年までにバイオマス燃料を専焼化していく必要がある。
- この専焼化が2050年度(1年間)に実現しない場合は、2051年度期首時点で制度適用期間が終了していなければ、前頁と同様に、重大な契約違反に該当するとして、契約解除できる(通常の契約解除の経済的ペナルティは科さない)こととしてはどうか。
- 一方で、2051年度期首時点で制度適用期間が終了しているときは、契約解除を通じてペナルティを科すことができないことから、代替策として、参入ペナルティを科すとともに、市場退出ペナルティと同等の経済的ペナルティ(落札価格×10%)を科すことができることとしてはどうか※。
 - ※2050年4月1日より前に、落札案件の設備を廃止する場合には、廃止前の1年度間で専焼化が実現しているかどうかを確認し、実現していなければ、その時点で当該ペナルティを科す。