

総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会
次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会 制度検討作業部会
第二十二次中間とりまとめ（案）等に関するパブリックコメントについて

令和 7 年 8 月 2 7 日
経 済 産 業 省
資 源 エ ネ ル ギ ー 庁
電 力 ・ ガ ス 事 業 部
電 力 基 盤 整 備 課

令和 7 年 6 月 2 5 日付けで総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会制度検討作業部会「第二十二次中間とりまとめ（案）」等に対する意見募集を行いました。

お寄せいただいた御意見の概要及び御意見に対する考え方をまとめましたので、公表いたします。

1. パブリックコメント実施期間等

(1) 意見募集期間

令和 7 年 6 月 2 5 日（水）～令和 7 年 7 月 2 4 日（木）

(2) 実施方法

電子政府の総合窓口（e-Gov）に掲載

(3) 意見提出方法

電子政府の総合窓口（e-Gov）意見提出フォーム、郵送、電子メール

2. 意見募集結果

意見提出件数：51件

3. 結果の公示日、御意見及び御意見に対する考え方

(1) 結果の公示日

令和 7 年 8 月 2 7 日（水）

(2) 御意見及び御意見に対する考え方

次項参照

4. 本件に対するお問い合わせ先

資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力基盤整備課

TEL：03-3501-1511（代表番号）

寄せられた御意見の概要	御意見に対する考え方
第二十二次中間とりまとめ（案）	
対象全般について	
<p>< 意見 > 総論（長期脱炭素電源オークションの枠組について） 長期脱炭素電源オークションは、2050 年までのカーボンニュートラル達成を見据えて、化石燃料からの脱却と再エネシフトに向けた動きを加速するしくみであるべきだ。しかし、現行のオークションは、既存石炭火力や LNG 火力を維持する改修や LNG 火力の新規建設を促し、原子力発電の安全対策に投資することで既設原発を維持し、時間もコストもかかる原発の新増設を促すもので、再エネシフトを促進することなく（太陽光・風力などの落札はこれまでゼロ）抜本的な見直しが必要である。しかも、今回の第三回オークションの見直しは、こうした誤った構造に拍車をかけるもので、非常に問題が多い。この取りまとめ案に反対する。</p>	<p>第 7 次エネルギー基本計画にもありますとおり、電源構成における基本的な考え方としては、エネルギー安定供給と脱炭素を両立する観点から、再生可能エネルギーを主力電源として最大限導入するとともに、特定の電源や燃料源に過度に依存しないようバランスのとれた電源構成を目指していく必要があります。これは、現時点で単独の完璧なエネルギー源は存在せず、特定のエネルギー源に過度に依存することはリスクが高まるため、多様な電源構成が重要であるとの考え方に基づくものです。 エネルギー危機にも耐え得るエネルギー需給構造を実現するためには、S + 3 E の大原則の下で、エネルギー源ごとの強みが最大限に発揮され、弱みが他のエネルギー源によって適切に補完されるような組み合わせを持つ、多層的な供給構造を実現することが必要です。 このため、再生可能エネルギーの最大限の導入を促すと共に、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と考えております。</p>
<p>< 意見 > 原発や石炭火力等化石燃料の延命につながる案に反対。 2050 年までにカーボンニュートラルを達成するためには、再エネの促進と化石燃料からの脱却を明確に目標とするべき。</p>	<p>また、火力発電は、温室効果ガスを排出するという課題がある一方、足下で電源構成の 7 割を占めるなど電力需要を満たす供給力、再生可能エネルギー等による出力変動や周波数変動を補う調整力、系統の安定性を保つ慣性力・同期化力等として重要な役割を担っています。したがって、トランジション手段としての LNG 火力の確保を進めるとともに、水素・アンモニア、CCUS 等を活用した火力の脱炭素化について、技術開発やコストなどを踏まえて時間軸や排出量にも留意し、事業者の予見可能性を確保しながら進めていく必要があります。こうした点を踏まえ、本制度では、2050 年カーボンニュートラルに向けた脱炭素化ロードマップを提出し、遵守してもらうことを前提に、既設の石炭火力や LNG 火力をアンモニア・水素混焼等にするための改修案件を対象としています。</p>
<p>< 意見 > 【該当箇所】 対象について（P7～） 【意見内容】 CCS 付火力の 20% 回収設備の対象化は既存の石炭火力の延命策なので反対 水素・アンモニア・CCS など既設火力の改修は対象外とすべき LNG 専焼火力は脱炭素に逆行。対象から外すべき 長期脱炭素電源として新設を推進するのは再エネ・蓄電池に限定すべき</p>	<p>また、2022 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ます。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、比較的短期に運転開始が可能な火力電源の建設を促進していくことが必要と考えております。このため、短期的な需給ひっ迫への対応として、2050 年までの脱炭素化を条件として、LNG 専焼火力を対象とすることとしています。</p>
<p>< 意見 > 長期脱炭素電源オークションは、大規模な火力発電や原発を支援し、結果として太陽光や風力など変動する再エネの導入を妨げる。また消費者の負担増となるため、廃止すべきである。 長期脱炭素電源オークションは大規模電源を対象としている。しかし、変動する再エネの大量導入のためには、電力需給を柔軟に調整する必要がある。大規模電源の維持・新設が行われれば、変動性再エネの大量導入にはブレーキがかかり、また既存の再エネについても出力抑制等がより頻繁に行われることとなる。</p>	
<p>1 < 意見 > 【該当箇所】 6 ページ：（2）第 3 回入札に向けた制度の見直し 「長期脱炭素電源オークション制度（案）」3（2）参加対象となる電源（3～6 ページ） 5. カーボンニュートラルとの整合性（17～19 ページ） など 【意見内容】 今後の制度設計においては、電力部門の脱炭素化を自然エネルギーを中心に進める方針を明確化し、洋上風力などの大規模自然エネルギー電源、またその大量導入に欠かせない柔軟性を提供していく制度として発展していく必要があります。火力発電については「段階的削減（フェーズアウト）」の方向性を制度上の前提に位置づけるべきです。 < 理由 > 本制度案は、将来的に化石燃料火力の削減を前提とせず、あらゆる技術を「脱炭素電源」として対象に含めることにより、従来型火力の温存・延命に道を開くおそれがあります。特に容量確保を主たる支援対象とし、実際の排出削減効果や経済性を問わない構造は、GX-ETS などの炭素価格制度とも整合せず、真に脱炭素を実現する仕組みとは言えません。 このような構造的な問題を抱える制度では、自然エネルギーの導入を加速する方向に資源が配分されにくくなり、限られた公的資源が脱炭素に対する実効的な貢献よりも、大型電源の維持に充てられることになりかねません。 その結果、自然エネルギーの拡大や系統整備、需要側対策への投資が後回しとなり、エネルギー転換の本質的な遅れを招く。したがって、制度設計にあたっては、将来的な火力依存からの脱却と自然エネルギー中心の電力構造への移行を見据え、支援対象・要件・評価軸を抜本的に見直すべきです。 参考資料：自然エネルギー財団連載コラム「『脱炭素』を名乗る火力維持支援：フェーズアウト無き 9 割削減の行方」 URL: https://www.renewable-ei.org/activities/column/REupdate/20250718.php</p>	
<p>< 意見 > 【該当箇所】 4 ページ 【意見内容】 本来、電力の市場は一元化すべきで、複雑な制度を次々に作り積み重ねてはいけない。整理のつかないものになるであろう。さらに、発電事業者の寡占状態の中で、市場は成り立たないのである。この市場そのものの廃止を提案する。 また、化石燃料の発電を脱炭素に入れることは、論理が成り立たない。</p>	

<p><意見> 【該当箇所】 全体 【意見内容】 長期脱炭素電源オークションが始まって再生可能エネルギーへの転換が大きく進んだという事実はないと思います。再生可能エネルギーが調整として用いられかえって発電抑制などが行われています。 経済面でもコストを消費者負担にすることもおかしなことだと思います。事業として成り立たせ得ないのならするべきではありません。 消費者としては低コストで二酸化炭素を発生させない電源を欲しているのであって発生量が少なくなるとか濃縮して埋めてしまうなどアンモニウム混焼やCCSなどのごまかしで化石燃料発電の延命を願っているわけではありません。 一昨年・昨年に続いて今年も猛暑です。お米をはじめ農産物の出来、海水温の上昇による水産物の漁獲の変動が心配です。冷却水によって海水温を上げるといけなからと原発をとめる配慮もなされていません。気候危機が進み今ここの二酸化炭素の削減が必要です。 長期脱炭素電源オークションに使っている時間と人員と資金を省エネと位置エネルギーを利用するなど鉱物を得るために森林地帯を破壊することのないような蓄電システムの開発・助成に使ってほしいと思います。 今年はこれだけ化石燃料発電を減らしこれだけ可能エネルギーが増やせましたという報告が聞きたいと思っています。</p>	
<p><意見> 大規模電源ではなく、地産地消の自然エネルギーを最優先させるべきです。 大規模電源が地震・津波・火山などの自然災害の際、広域な経済を壊滅させてしまうことは明らかです。大規模電源を推進すべきではなく、小規模分散型を推奨し、真の電力の自由化、消費者が電源を選択し、目に見えないところで負担をさせられる構造を改革すべきです。</p>	
<p><意見> 長期脱炭素電源オークションは大規模電源を対象としている。しかし、変動する再生エネの大量導入のためには、電力需給を柔軟に調整する必要がある。大規模電源の維持・新設が行われれば、変動性再生エネの大量導入にはブレーキがかかり、また既存の再生エネについても出力抑制等がより頻繁に行われることとなる。</p>	
<p><意見> 「第二十二次中間とりまとめ（案）」については以下の問題点がある。 「電力自由化を始めとする現在の事業環境の下では、将来的な事業収入の不確実性が大きい。こうした中では、長期の事業期間を見込む投資規模の大きな投資や、技術開発の動向、制度変更、インフレ等により初期投資や費用の変動が大きくなるのが想定される投資については、事業者が新たな投資を躊躇する懸念がある。」(p.6)とあるが、「原子力や石炭火力は発電単価が低く、電力自由化の下でも投資に懸念はなかった」はずである。ところが、AP1000 やEPR など革新軽水炉の建設費がかつての1基5?6千億円から1基2?3兆円へ高騰し、アンモニア20パーセント混焼/水素10パーセント混焼の石炭火力やCSS付石炭火力では発電単価による競争力がなくなると、旧一般電気事業者の泣き言に聞き耳を立て、「投資回収の予見性を高め」(p.6)と主張し始めた。これでは、長期脱炭素電源オークションの目的は「再生エネの最大限拡大」や「系統用蓄電池設置による送電網の柔軟性拡大」ではなく、「気候変動を加速させる石炭火力の延命」や「重大事故・使用済燃料蓄積を顧みない原子力の最大限活用」にあることが一層鮮明になったと言える。電力自由化の下で発電単価による競争力なき原子力や石炭火力の早期市場退出を促すのではなく、電力自由化前の「総括原価方式による全コストの電力消費者への転化」、しかも、「原発事業者との契約を断ち切って新電力へ移った電力消費者へも転化」することによって、競争力なき原子力と石炭火力を「電力自由化の下でも生きながらえさせる」ものと化している。 第二十二次中間とりまとめ（案）では、この性格を一層純化させるものとなり、次の6点はすべて取りやめ、太陽光・風力など生態系を含む自然と共生できる再生エネを中心とした真の「脱炭素電源」の抜本的拡充に資する政策へ転換すべきである。 （1）上限価格の閾値を20万円/kW/年（既設火力改修は平均40万円/kW/年）へ引上げ （2）5パーセントベースの事業報酬率を建設リードタイムの長さによって増減：10年以上の場合6パーセントへ引上げ（原子力など）、5年未満の場合4パーセントへ引下げ（蓄電池、LDESなど）、5年以上10年未満の場合5パーセントに据え置き（3）CCS付石炭・LNG火力の改修（既設の水素10パーセント/アンモニア20パーセント混焼）を入札対象に追加 （4）物価変動や金利変動に対応するため、落札価格に含まれる各費用（資本費、運転維持費、事業報酬、可変費）について、各種指標に基づく下記計算式で自動補正（調整後、上限価格超過も可） （5）30万kW以上の大型電源新設・リプレースで、事業者の帰責性がなく、入札後に固定費（建設費+制度適用期間内の運転維持費）が当初建設費の10パーセント（応札価格に算入できる予備費の割合）以上増加した場合、申請により、当初建設費の1.5倍を上限として落札価格を増額修正し、増額分の9割回収を認める（1割自己負担） （6）「（4）物価・為替・金利等変動への自動補正スキーム」および「（5）大型電源新設・リプレース案件での固定費増加時の落札価額増額修正」については、第1回・第2回の落札案件にも遡及適用</p>	

以上の6点は、真の脱炭素電源の投資拡大を促すものとは無縁であり、原子力新設・リプレースや石炭火力延命に寄与するものにすぎない。

ちなみに、とりまとめ(案)では、「発電・供給時にCO₂を排出しない電源」を「脱炭素電源」と呼ぶ一方、アンモニア20パーセント／水素10パーセント混焼の石炭火力のうち、20パーセントないし10パーセントの混焼部分があるから、残りの80パーセントないし90パーセントの石炭火力部分も「脱炭素電源」であるかのように扱うのは国際的にも通用せず、明らかに石炭火力の延命である。また、原子力は、福島原発重大事故や使用済燃料による放射能災害および核戦争につながるリスクを回避できず、CO₂と同様に、人類の生存条件を根底から破壊する危険性をもっている。これらを「脱炭素電源」とよび、長期脱炭素電源オークションと称して「国民総負担で原子力の最大限活用を図る」のは、かつての「軍国主義下の国民総動員」を想起させる。

p.28に「(参考図24)電源種毎の建設費の規模」が記載されているが、原子力の建設費は既設原発と同型の原発の新設・リプレースを念頭に「建設費47.3万円/kWおよび安全対策費1,762億円＝3,182億円(30万kW)」としているが、それでも原子力が最も高い。ところが、100万kW級のAP1000やEPRなどの革新軽水炉では、建設費は1基1.7～3.2兆円、既設同型原発の2.2～4.3倍と極めて高い。たとえば、ヴァーグル3・4号(110万kW×2基)：320億ドル(2.4兆円/基)、オルキルト3号(158万kW)110億ユーロ(1.7兆円)、フラマンビル3号(162万kW)161億ユーロ(2.6兆円)、ヒンクリーポイントC(2基計326万kW)310～340億ポンド(2.9～3.2兆円/基)(竣工時期2030年頃へ延期)であり、関西電力が三菱重工業と共同開発中のSRZ1200(120万kW)は未だ基本設計中で建設を見積もることもできない。次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会 制度検討作業部会は、このような状況を真摯に検討した様子がなく、旧一般電気事業者の要求をひたすら聞き入れているだけのようなのである。これでは、第二次中間とりまとめの体をなしていないと言える。

<意見>

本案全体について、以下のような理由から、本案はやり直すべきであると考えます。

1 本案は、原発をエネルギー政策にとり入れ、現存原発以外に新規原発建設まで許容している第7次エネルギー基本計画を前提としている。しかし、日本は世界でも有数の地震発生国であり、すでに福島第一原発で地震による過酷事故はおき、多くの住民がその犠牲になり、いまま事故は収束せず、避難住民は家、生業を奪われ不本意な避難を続けている人々が多くいる。

その現状から、原発をエネルギー政策にとりいれている本修正案は国民に危険を押し付けるものであり、第7次エネルギー基本計画は不適當であり、この修正案にも原発をいれるべきではなく、やりなおすべきである。

2 本案は原発新設や火力発電所の新設の増加費用を建設主体の電力会社ではなく、国民におしつけるものであり、それらについて今もまだ国民的議論が旺盛になされているとはいえない段階で、そのように国民に負担を求めることは不適當である。電力会社が負担すべきであると考えます。

<意見>

【該当箇所】

対象について(P7～)

【意見内容】

(1) CCS付火力の20%回収設備の対象化は既存の石炭火力の延命策なので反対

第3回入札での対象に既設火力をCCS付火力に改修することを対象にする案が提示された。しかもCO₂回収率はわずか20%以上と非常に低く、これを対象とするのは反対である。

IPCC第6次報告書では「対策のとられた石炭火力」とは、「90%以上CO₂を回収できる設備」としている。それにもかかわらず本取りまとめでは「技術的には100%に近いCO₂回収率を実現することは可能だが、既設火力を改修してCCS化する場合は、敷地条件によりCCS化に必要な設備(CO₂の分離回収設備や蒸気供給用のボイラー等)の設置に制約が生じる場合があること等を踏まえれば、100%のCO₂回収率を求めることは適切ではない」とし、一方で「あまりに低いCO₂回収率を許容するのは、脱炭素化を促進する制度として望ましくない」としながら、アンモニア混焼20%と同程度という無意味な理由を持ち出し、対策がとられたとは言えないような、あまりに低いCO₂回収率での改修を推進しようとしている。これは、アンモニア混焼同様、既存石炭火力の延命措置にほかならず、CO₂の排出固定化につながるため、「脱炭素電源」などと言えない。

さらに、「対象kWから生じるCO₂発生量のうち、年間で7割以上は実際にCO₂を貯蔵まで行うことを求め、これを下回る場合は容量確保契約金額について1・2割の減額を行うペナルティを設定した」と、貯蔵量が回収したCO₂の7割以下だった場合に1・2割の減額という非常に甘いペナルティしか課していない。逆に言えばほとんど稼働せず、実態としてCO₂削減になっていなくても、既設火力をCCS付に改修さえすれば8～9割の容量確保契約金が受け取れるようなしくみとなっており非常に問題である。

なお、CCS付改修はコストも高く、需要側の負担増につながるだけで、環境性だけでなく、経済性も見合っていない。

(2) 水素・アンモニア・CCSなど既設火力の改修は対象外とすべき

既設の火力発電所を直ちに完全に脱炭素化するのは現実的に不可能である。長期脱炭素電源オークションの対象として水素・アンモニア混焼設備、CCS設備追加の改修を対象からはすべきである。

パリ協定の 1.5°C 目標を達成するには、2030 年までに石炭火力の全廃、2035 年までには電源の完全な脱炭素化が求められている。このため、最優先で取り組まなければならないのは短時間で設置が可能でコストも安い再生可能エネルギーへのシフトであり、そこに投資を集中させるようなしかけが必要だ。本制度では、過去 2 回の結果を見ると太陽光や風力、水力に関しては応札がゼロ件だった。

石炭へのアンモニア混焼は 20% と混焼率も低く設定されているので、8 割分は引き続き石炭が燃料として活用され続けることになる。しかもアンモニアの製造プロセスでの CO2 排出は問わず、グレーアンモニアも認めている。この場合、ほとんど削減効果がない上に、費用ばかり莫大にかかり、電気代高騰に繋がり国民負担増につながる。

(3) LNG 専焼火力は脱炭素に逆行。対象から外すべき
LNG 専焼火力を長期脱炭素電源オークションの対象から外すべきである。
LNG は化石燃料であり、CO2 の大量排出につながる。燃焼時のみならず、生産・輸送段階でも大量の CO2 を排出し、気候変動の悪化を招く。「化石燃料からの脱却」という COP28 の合意を守り、新規建設を促すべきではない。2025 年のオークションで落札となれば 8 年後の 2033 年までに稼働することとなり、日本が NDC で提出した 2035 年 60% 削減、2040 年 73% 削減という温室効果ガス削減目標の達成も危うくするものである。

(4) 長期脱炭素電源として新設を推進するのは再エネ・蓄電池に限定すべき
気候変動対策として対応しなければならないのは、CO2 を排出しない再エネを増やし、再エネの割合を高めるために必要な系統増強や蓄電池などの導入を増やすことである。火力や原子力は温室効果ガス削減の効果がほとんどなく、石炭火力については、混焼や CCS 付への改修をすることで、延命につながり長期に渡って CO2 の排出を引き延ばすことにつながる。

「長期脱炭素電源」を増やすために、このオークションのようなしくみを使って新規電源を増やすのであれば、対象を再エネや蓄電池に限定することが必要だ。
その方が費用対効果も高く、時間的にも早く脱炭素化が進む。

< 意見 >

【該当箇所】

募集量について (P16~)

【意見内容】

(1) 脱炭素火力

脱炭素火力は、グリーン水素・グリーンアンモニア専焼に限定すべきである。また、その際、上限価格を水素やアンモニアのみ特別扱いせず、他の電源と同程度とし、コストの安いものから落札することを原則にするべきである。

また、既存火力の改修は、水素・アンモニア・CCS とともに導入すべきではない。しかも、今回の見直し案では上限価格が平均 40 万円などとして非常に高額で他の電源の倍以上としており、需要家に過度な負担となる。「需要家負担にも配慮し」募集量を 100 万 kW から 50 万 kW に引き下げるくらいなら、その全量分を再エネや蓄電池に回し、価格を安く抑えれば需要家にとっても負担は減り、その方が環境的にも経済的にも合理的である。また、既存火力に改修しても、将来的にその設備のまま水素やアンモニアの専焼にできるわけではなく、専焼専用の別の発電設備へのリプレースが必要となる。水素・アンモニアの混焼や CCS 付への改修は、供給力提供開始期限が 11 年 (法・条例アセス済・不要の場合：7 年) としており、事実上 7 年間、対策がとられていない既存の火力発電所が動き続け、その後もわずかにアンモニア 20% 程度の混焼で化石燃料がメインの燃料であることには変わらない。いずれにしても火力の延命策でしかなく、全く気候変動対策に貢献せず、「脱炭素火力」などと呼ぶべきではない。

(2) 既設原子力の安全対策投資

既設原子力の安全対策投資を新規電源開発などと同等に位置づけて、原子力の再稼働・延命を図るべきではない。今回 150 万 kW もの規模を確保しているが、既存原発安全対策は老朽原発を含む原発の延命策にほかならず、新規電源開発を促すこの制度の主旨にあわない。

(3) 蓄電池・揚水・LDES (P17)

募集上限を 100 万 kW から 80 万 kW に減少させるべきではない。特に蓄電池はこれまでのオークションで募集量を大幅に超えるような入札があった。募集量を減少するのではなく、むしろ増やして大量導入を進め、現在各地で問題となっている再エネ余剰電力の出力制御を止めるための対策に積極的につなげていくべきだ。

(4) LNG 専焼火力

LNG 専焼火力は対象から外すべきである。
2023~2025 年度の 3 年間で 600 万 kW としていたものが、初年度で大半が落札され、追加募集枠を 400 万 kW も増やし、合計で 1000 万 kW にしようとしている。これらが全て稼働すれば、年間 3000 万トンもの CO2 の排出につながる懸念があり、完全に脱炭素の方向に逆行している。

< 意見 >

「脱炭素」に、原発を含めるのを やめてください。

政府の補助金選定も、原子力が 全て奪っている状態。

放射性廃棄物や 原子炉の処分に 半永久的に負担を強いる発電方法が、「長期」で「持続可能」な訳がありません。

こんな悪質な、過去の公害病をなぞる様に国民にツケを払わせる発電など、要りません。

< 意見 >

	<p>原子力発電は、新設・リブレース、既設改修ともにそもそも本制度の対象とすべきではない。また、原発の改修費用の上振れ分を将来的にも落札価格に反映させるべきではない</p> <p><意見> 火力電源への支援は、多額のコストをかけて温室効果ガスの排出を継続することとなるため、行うべきでない。 火力発電の「脱炭素化」として、水素（混焼率 10%以上）、アンモニア（混焼率 20%以上）などが対象となっているが、CO2 削減への貢献はごくわずかである。さらに現状、化石燃料由来の水素・アンモニアも認められている。エネルギー部門の脱炭素化は喫緊の課題であり、効果が限定的で高コストである水素・アンモニアの混焼や専焼を支援対象とすることは、火力発電の延命により脱炭素を遅らせることにはかならない。 また、LNG も支援対象とすべきではない。LNG も化石燃料であり、20 年のスパンで見ると CO2 の 80 倍以上もの温室効果を持つメタンが主成分である。また CO2 の排出量も石炭火力と比べて少ないといっても、依然大量の CO2 を排出する。</p> <p><意見> 【該当箇所】 7、8 ページ 【意見内容】 CCS 付火力への改修が今回から対象となるが、CCS は CO2 削減効果も小さく、費用対効果に乏しい上、CO2 漏出などのリスクもある。対象とすべきではない。 CCS 付火力への改修について、「CO2 の回収率 20%以上」では脱炭素への貢献はほぼない。 そもそも省エネ・再エネ転換で脱炭素化を進めることとの比較検討が必要である。現状では技術的にもコスト的にも優位性があるとは言い難く、CCS 付火力への改修は対象とすべきではない。</p> <p><意見> 【該当箇所】 7 ページ 【意見内容】 LNG、石炭火力に CCS を付けることは日本ではまったく高すぎるので、実施不可能であり、止めるべきである。石油、ガス採掘現場などがそばにある場合以外は引き合わない。</p> <p><意見> 火力発電の「脱炭素化」として、水素（混焼率 10%以上）、アンモニア（混焼率 20%以上）などが対象となっているが、CO2 削減への貢献はごくわずかである。さらに現状、化石燃料由来の水素・アンモニアも認められている。エネルギー部門の脱炭素化は喫緊の課題であり、効果が限定的で高コストである水素・アンモニアの混焼や専焼を支援対象とすることは、火力発電の延命により脱炭素を遅らせることにはかならない。 また、LNG も支援対象とすべきではない。LNG も化石燃料であり、20 年のスパンで見ると CO2 の 80 倍以上もの温室効果を持つメタンが主成分である。また CO2 の排出量も石炭火力と比べて少ないといっても、依然大量の CO2 を排出する。</p>	
	既設火力改修案件の最低応札容量を引き下げるべき	
2	<p><意見> 【該当箇所】 （参考図 5）第 2 回入札における脱炭素電源の最低応札容量 P9.3. 既設火力のアンモニア・水素混焼にするための改修案件 最低入札容量 5 万キロワット P9. (a) CCS 付火力 (a-4) 最低応札容量 最低応札容量は、水素・アンモニアと同様に、既設火力の改修案件は 5 万 kW とした。 【意見内容】 既設火力 GX 改修案件の対象容量を送電端設備容量 5 万 KW から段階的に引き下げるべきである。 電源公平性の観点から、既設水力の大規模改修対象と同じ、3 万 kW 以上として、将来的には更なる引き下げを検討いただきたい。 また、既設火力の GX 改修案件について、早期実装促進されるよう、制度面で支援いただきたい。</p> <p>・理由 既設火力に対する GX 推進加速のため、また対象容量 5 万 kW 以上が障壁となり、対象外の既設火力の GX 改修が鈍化し、CO2 排出量の削減が進まないことを避けるため。 水素・アンモニア発電において、他国に対して「技術で勝ち」また「ビジネスでも勝つ」ため。 他国の実装に劣後しないよう早期に水素・アンモニア利用の拡大とコスト低減の両輪を進める制度支援が必要である。</p>	<p>本制度は、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ります。</p> <p>また、本制度は、容量市場の一部との位置づけであり、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と考えております。</p> <p>こうした観点から、既設火力のアンモニア・水素混焼・CCS 付きにするための改修案件の最低応札容量は 5 万 kW とすることが適切と考えておりますが、その上で、将来、技術的な課題の解決への支障の有無や投資案件の実態などを踏まえて、必要に応じて対応することとします。</p>
	年間 CO2 貯蔵率リクワイアメントについて	
3	<p><意見> 【該当箇所】 P10</p>	<p>御理解のとおりですが、今後 CCS を実施した場合の CO2 排出削減の取り扱いが明確化されれば、本制度の過去の落札案件にもその整理に沿った扱いが遡及適用される可能性があります。</p>

<p>(a-6) 年間 CO2 貯蔵率リクワイアメント</p> <p>【意見内容】 年間 CO2 貯蔵率でのリクワイアメントが課せられるが、貯留から数年後に CO2 漏洩が判明した場合等は、遡ってペナルティ対象とならない理解でよいか。</p>	
<p>専焼の範囲について</p>	
<p>4</p> <p>< 意見 > 【該当箇所】 第二十二次中間とりまとめ（案） P13 (b-2) 専焼の範囲 第 3 回入札では、アンモニア専焼の新設・リプレースを新たに対象に追加し、上限価格も設定している。一方で、アンモニア「専焼」ではないものの、定格出力で「9 割以上」をアンモニア燃料で発電できるような新設・リプレース案件 7 も想定される。こうした案件は、能力的に専焼に近い段階まで到達していることや、過去の本会合でも「完全に脱炭素化することを考えると急激にコストが上がるので、少し柔軟性を持って、厳格に脱炭素といたすべきでない方がよい」といった御意見があったことを踏まえれば、リクワイアメントは専焼と同じ内容を求める 8 ことを前提に、専焼案件として本制度に参加することを認めることとした。 こうした扱いは、アンモニアに限らず水素も、新設・リプレースに限らず既設改修も、同様の扱いとした。 脚注 7 数%は化石燃料で混焼する。</p> <p>長期脱炭素電源オークションのガイドライン（案） P4 ①脱炭素電源の条件表、安定電源の電源条件、 (ア) 火力電源（ただし、LNG に高位発熱量ベースで水素を 10%以上混焼させる火力電源又は水素専焼 11 若しくはアンモニア専焼 12 の火力電源に限る。） 脚注 11 定格出力で 90%以上を水素燃料で発電できる案件を含む。 脚注 12 定格出力で 90%以上をアンモニア燃料で発電できる案件を含む。</p> <p>【意見内容】</p> <ul style="list-style-type: none"> 「脱炭素電源」というからには、水素専焼およびアンモニア専焼は、水素およびアンモニア 100%で燃焼できるものだけとし、温室効果ガスの排出を認めるべきではない。 政府の案では、10%までは水素やアンモニア等の脱炭素燃料以外の化石燃料の使用が可能となる。「専焼」と呼称するからには、定格出力で 90%以上という条件は除外し、部分出力も含めた全出力範囲で、水素およびアンモニアで 100%燃焼できるものだけを「専焼」とするべき。内容を知らない多くの人の誤解を招くべきではない。 さらに、この水素やアンモニアも、化石燃料由来のものではなく、製造時の温室効果ガス排出が極めて少ない再エネ電力による水電解水素を用いたものとすべきである。 <p>< 理由 ></p> <ul style="list-style-type: none"> 「脱炭素電源」というからには、温室効果ガスの排出を認めるべきではない。 国の研究開発予算を投じるからには、技術的に困難なテーマに挑戦し、達成することで企業と国の国際競争力につなげることができる。開発目標の安易な妥協は、企業の技術力と国際競争力だけでなく、国の予算の費用対効果を低下させる結果となる。 	<p>定格出力で「9 割以上」を水素・アンモニア燃料で発電できるような新設・リプレース案件については、能力的に専焼に近い段階まで到達していることや、過去の本会合でも「完全に脱炭素化することを考えると急激にコストが上がるので、少し柔軟性を持って、厳格に脱炭素といたすべきでない方がよい」といった御意見があったことを踏まえれば、リクワイアメントは専焼と同じ内容を求めることを前提に、専焼案件として本制度に参加することを認めることが適切と考えております。</p> <p>また、2050 年カーボンニュートラル実現のためには、燃料製造時やライフサイクル全体で CO2 を排出しないこと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す。また、国際エネルギー機関のシナリオでは、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ます。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す。</p> <p>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ます。これらを踏まえ、当面は化石燃料由来であるグレーやブルーのアンモニア・水素を燃焼させる発電設備への新規投資も含め、「発電・供給時に CO2 を排出しない電源への新規投資」を対象とすべきと考えております。</p>
<p>蓄電池等について</p>	
<p>5</p> <p>< 意見 > 【該当箇所】 6 ページ、14-15 ページ 【意見内容】 政策の方向性の VI「蓄電池等の蓄電技術の向上に取り組むとともに、再生可能エネルギーの普及拡大が進むにつれて必要性が高まると考えられる長期エネルギー貯蔵を特徴とする電力貯蔵システム（LDES）の導入も目指す。」に賛同します。 理由：再エネの普及拡大に向け、再エネの特性である変動性に対応するため、蓄電やエネルギーマネジメントシステムへの投資を増加させる必要があると考えます。</p>	<p>頂いた御意見は今後の制度検討の参考にさせていただきます。</p>
<p>6</p> <p>< 意見 > 【該当箇所】 p14 2.1. (1) ② (c) 【意見内容】 蓄電池・揚水発電等のエネルギー貯蔵システムを「長期脱炭素電源オークション」の対象から外すこと。 もし仮に、今後も「長期脱炭素電源オークション」の対象とするのであれば、以下のいずれかの措置を講ずること。 その 1 対象となるエネルギー貯蔵システムの充電電源を、脱炭素電源由来のものに限定し、そのトレーサビリティを担保する仕組みを整備すること。 その 2 火力発電に対して求めている「脱炭素化ロードマップ 2.1. (2) ⑥ (b)」と同様に、エネルギー貯蔵システムにも脱炭素化の計画提出と審査を義務付けること。 ・理由</p>	<p>蓄電池や揚水発電等のエネルギー貯蔵システムも、発電・供給時に CO2 を排出しない電源であることや、電力市場における電源が脱炭素電源となっていけば自然と充電する電気も脱炭素電源由来の電気となっていくことから、本制度において「脱炭素電源」の一つとして、支援対象にすることが適切と考えております。</p>

「長期脱炭素電源オークション」は、名称のとおり、脱炭素電源の普及・拡大を目的とする制度である。しかし現在、対象電源に含まれている蓄電池や揚水発電といったエネルギー貯蔵システムについては、充電電力の由来が問われていない。確かに、再生エネの普及拡大により、需要の低い春の晴天時などに再生エネ余剰となる時間帯が発生しているが、その割合は未だ小さいものであり、エネルギー貯蔵システムの充電には火力発電による電力に頼らざるを得ないのが実態であり、「脱炭素電源」としての実効性に疑問が残る。今後の調整力の安定確保の観点からエネルギー貯蔵システムへの期待は大きいですが、それは「調整力」として別枠で支援すべきであり、「脱炭素電源」の名の下で支援を行うのは、制度の目的から乖離している。

バイオマスについて

< 意見 >
【該当箇所】
 p.42、注記 33
 本制度で支援対象とするバイオマスの燃料種は、FIT/FIP 制度で対象となっているバイオマス種と同様としている（第 11 次中間とりまとめ）。（中略）一般木質等（10,000kW以上）及び液体燃料（全規模）は、2026 年度以降、FIT/FIP 制度の支援の対象外とすることとされている。これを踏まえ、本制度においても、将来の自立化が期待され、脱炭素電源としての持続可能性が認められるバイオマス種に限って支援を行うべく、第 4 回入札から、一般木質バイオマス・農産物の収穫に伴って生じるバイオマス固体燃料、バイオマス液体燃料は、支援対象となるバイオマス燃料から除外する。これについて、供給力不足リスクがある中で、脱炭素と供給力確保という本制度の趣旨を踏まえた議論が必要ではないか、との意見があった。
【意見内容】
 長期脱炭素電源オークション（以下、「本制度」とする）において、一般木質バイオマス・農産物の収穫に伴って生じるバイオマス固体燃料、バイオマス液体燃料は、支援対象となるバイオマス燃料から除外する方針について、丁寧な審議会での議論及び脱炭素化支援の継続検討をお願いいたします。
 バイオマス電源は、現在および将来のエネルギー政策において、重要なエネルギー供給源の一部です。今回一般木質バイオマス等を対象燃料から除外する方針については、制度変更が事業者に与える影響を鑑み、審議会委員からも「供給力不足リスクがある中で、脱炭素と供給力確保という本制度の趣旨を踏まえた議論が必要ではないか」との意見が出ていることも踏まえて、十分な議論を経て方針を決定すべきと考えます。
 また、石炭火力発電の脱炭素化を引き続き進めていくにあたっては、水素・アンモニア混焼が進められているとともに、バイオマス専焼への転換もまた、既存の供給力を活用した有効な脱炭素化手段です。化石燃料を用いた電源からの切替えと安定供給の実現が主旨である長期脱炭素オークション制度から一部のバイオマス燃料を除外するのであれば、今後の発電事業の脱炭素化を阻害しないためにも、代替となる支援措置を合わせて検討・導入すべきと考えます。

理由
 資源エネルギー庁の資料において「バイオマス発電については、需給調整市場・容量市場を活用することで収益を上げることが期待されている電源である（※ 1）」と記載があり、加えて、第 7 次エネルギー基本計画における 2040 年度電源構成の見通し（※ 2）では、バイオマス発電は 5-6% を占める重要な電源と位置付けられています。
 バイオマス電源は、再生エネの中でも天候や日射・風況に左右されず 24 時間稼働可能なベースロード電源であり、また、需給ひっ迫時の供給力としての強みを持ちます。今後、データセンターや半導体工場等の新增設が見込まれ、夜間需要を伴う高負荷需要が増加する見通しです（※ 3）。夜間供給力は主に集中型発電所により供給される一方で、集中型発電所の建設には 10 年単位での長期的な建設期間を要することから、安易な供給力削減は太陽光発電の発電量が減少する時間帯における供給力不足のおそれがあります。そのようなリスクを踏まえた検証が必要であると考えます。
 また、2040 年電源構成の見通しにおいて、火力（非再生エネ）が 3-4 割程度占めると見込まれるなか、2050 年カーボンニュートラル実現に向けて更なる脱炭素化を進める必要がありますが、火力（非再生エネ）の脱炭素化においてもバイオマスが大きく貢献すると考えます。バイオマスは水素・アンモニアに比較して、メーカーの技術成熟度や運用ノウハウが蓄積されており、低コストで火力（非再生エネ）既存設備への導入が可能です。これにより、総発電コストの抑制にも寄与することから、電源種として除外するのではなく、同様の CO2 削減効果を有するアンモニア・水素と入札において競争させべきと考えます。加えて、アンモニア・水素と比べて、バイオマスにコスト優位がある場合には、国民負担の観点からも、継続したバイオマスの活用が望ましいと考えます。
 さらに、火力（再生エネ）の脱炭素化手段として CCS/CCUS もありますが、将来バイオマス電源に CCS/CCUS を組み合わせた場合はネガティブエミッションの実現も可能となると考えます。
 なお、間伐材等由来の木質バイオマス、建築資材廃棄物、一般廃棄物その他バイオマスは、長期脱炭素電源オークションの対象から除外されないことが示唆されていますが、これらのバイオマスの原材料は、圧倒的に量が不足しており、今回除外対象となっている一般木質バイオマス等を利用している発電所の燃料から置き換えることは現実的に不可能であると考えます。

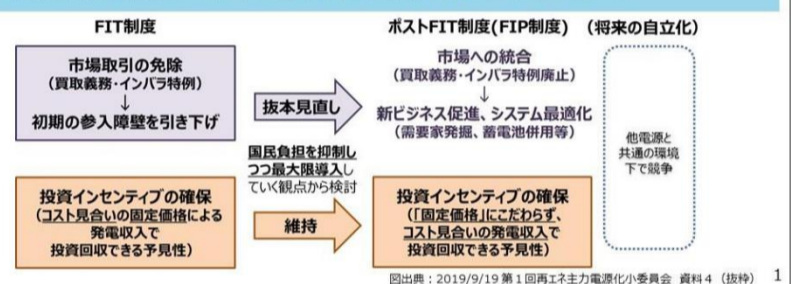
本制度の検討過程では、「持続可能な電力システム構築小委員会 第二次中間取りまとめ（2021 年 8 月）」において、「FIT 制度は、発電した再生可能エネルギー電気を、投資インセンティブが確保される固定価格（FIT 価格）で調達期間にわたって買い取られることを保証するものであり、FIP 制度は、再生可能エネルギーの自立化へのステップとして、FIT 制度から他電源と共通の環境下で競争するまでの途中経過に位置付けられるように、他の審議会でも整理されている。

FIT・FIP 制度では、電源種ごとに FIT・FIP 価格を決定し、徐々に価格を低下させていき、いずれは FIT・FIP 制度を適用せずに、他電源と共通の環境下で投資を行う「自立化」を目指すこととしているものの、本制度は、様々な電源種が電源種混合で共通の環境下で競争を行っていく仕組みである。」と整理されています。

すなわち、本制度は、自立化した、又は、自立化が見込まれる再生エネ電源が活用する制度として位置付けられています。

（参考）FIP制度の詳細設計に向けた基本的な方針

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



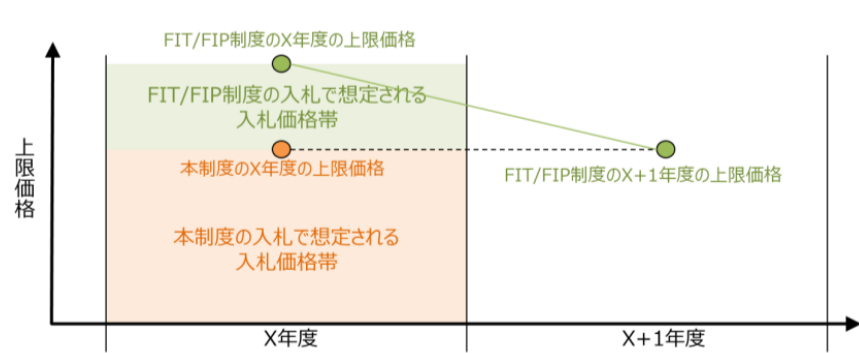
こうした整理に基づき、（本制度の詳細制度設計をとりまとめた）制度検討作業部会の第十一次中間とりまとめ（令和 5 年 6 月）では、

「FIT/FIP 制度は、「他電源と共通の環境下で競争する自立化」までの途中経過に位置付けられるものであり、本制度は様々な電源種が電源種混合で共通の環境下で競争を行っていく仕組みである。

したがって、競争的な再生エネ電源が、本制度によって導入されていくように、FIT/FIP 制度の適用対象の電源種の上限価格を設定することとした。

具体的には、FIT/FIP 制度の適用対象の電源種については、FIT/FIP 制度の入札で想定される入札価格帯（参考図 61 参照）より低い価格であれば、競争的な再生エ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することとした。

（参考図 61）FIT/FIP 制度対象電源種の再生エネの上限価格



と整理されています。

このように、本制度で導入される再生エネ電源は、FIT/FIP 制度の入札で想定される再生エネ電源よりも競争的であることを想定しています。

こうした中で、令和 7 年度以降の調達価格等に関する意見（令和 7 年 2 月 3 日調達価格等算定委員会）では、一般木質等（10,000kW 以上）及び液体燃料（全規模）は、燃料コストの低減が課題であり、新規の案件形成が大きく進むとは考えにくい等の事業者団体からの説明等を踏まえ、2026 年度以降、FIT/FIP 制度の支援の対象外とすることとされました。

また、発電コスト検証に関するとりまとめ（令和 7 年 2 月 6 日発電コスト検証ワーキンググループ）においても、バイオマス（専焼）は、石油（専焼）に次いでコストの高い電源種として位置付けられています。

以上を踏まえれば、自立化が困難な一般木質等及び液体燃料について、本制度で支援を行うことは適切ではないと考えております。

一方で、バイオマスの燃料費が大幅に低減する等、今後のバイオマスの状況変化によって、上記の内容に変更が生じる場合は、改めて一般木質等及び液体燃料を本制度の対象とすることの可否を検討することとします。

以上の理由から、一般木質バイオマス等を支援対象から除外する方針については、実態を踏まえた丁寧な議論を経た上で、引き続き脱炭素電源としての活用と支援の継続を検討いただくべきと考えます。

(※1)2025年1月資源エネルギー庁「入札制・地域活用要件について」p.35 (1)

④

https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/101_01_00.pdf

(※2)2025年2月資源エネルギー庁「第7次エネルギー基本計画の概要」p.9

https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/pdf/20250218_02.pdf

(※3)第85回 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 資料6

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/085.html

< 意見 >

【該当箇所】

42 ページ 脚注 33

【意見内容】

「第4回入札から、一般木質バイオマス・農産物の収穫に伴って生じるバイオマス固体燃料、バイオマス液体燃料は、支援対象となるバイオマス燃料から除外する。」との記載があります。

しかしながら、FIP/FIT 制度と脱炭素オークションではビジネスモデルが異なること、バイオマス発電の安定供給力、石炭に対する代替性、さらにはエネルギーセキュリティへの貢献といった観点を踏まえると、単に「2026年度以降、FIT/FIP 制度の支援対象外とすることとされている」という理由のみで除外することは、日本のエネルギー政策にとって損失であると考えます。

したがって、当該箇所については、例えば以下のように修正いただきたく存じます。

「第4回入札における、一般木質バイオマス・農産物の収穫に伴って生じるバイオマス固体燃料、バイオマス液体燃料の取り扱いについては、必要に応じて議論を実施する。」

理由：

同ページ後段に「供給力不足リスクがある中で、脱炭素と供給力確保という本制度の趣旨を踏まえた議論が必要ではないか、との意見があった」と記載されているように、委員からも問題提起がなされており、現時点では議論が尽くされていないと考えられます。

今後の制度設計においては、これらの燃料の役割や影響を十分に検討した上で、柔軟な対応を図るべきと考えます。

< 意見 >

【該当箇所】

P42

【意見内容】

・そもそも他の火力発電等の電源種においても制度支援がなくては新規案件が立ち上がらないという背景から本制度が出来たという理解であるが、その中でバイオマスの個別の燃料種についてこのような指摘をすることは理解ができません。

・本制度を活用できれば、バイオマスの売電において相応の競争力を有することが可能になると見込まれる。これまでの FIT 制度を利用するにあたっての課題は、売電単価が固定している一方で燃料費が固定されていないことであったが、本制度では燃料費に応じた売電単価の設定が可能となり、事業リスクを軽減することができる。具体的に本制度を活用したバイオマスであれば少なくとも 20 円/kWh を下回る売電コストで電力供給することが可能と見込まれ、他の再生エネルギーと比較しても一定の競争力があり、かつ安定電源としての特徴を踏まえると優位な電源といえる。

・未利用材由来の燃料等のみで対象容量の 100MW 以上の設備を運営することが現実的ではなく、一般木質バイオマス等についても持続可能性がしっかりと見込まれるのであれば対象に含めるべき。

< 意見 >

輸入バイオマスは、港湾における右肩上がりの数少ない品目だ。県でも、今後の港湾整備のための重要な品目の一つと聞いており、輸入バイオマスが本制度の対象から外れる案は、非常に影響が大きい。

石炭は今後減るであろうし、チップが大変減っている中、輸入バイオマスは同じような取扱品目で、あてにしている。

今後の取り扱いを検討するという意見があったということなので、ぜひ再検討することを確約いただきたい。

< 意見 >

【該当箇所】

P42 注 33

【意見内容】

“国際市場の需給や円安等の影響を強く受ける性質があり、新規の案件形成が大きく進むとは考えにくいとの説明もあったことや”という記載がありますが、発電コストの上下が大きいため、電気の売値が固定価格である FIT 制度において新規の案件形成が大きく進むとは考えにくい、という整理と理解しています。FIT 制度の中での整理なので、この点が抜けているのみだと思います。ガス火力、石炭火力も売値固定では同じく案件形成が大きく進むとは考えにくいため、長期脱炭素電源オークションができていないのでしょうか。この点は不適切なので消去されてはどうでしょうか。

<p>< 意見 > 【該当箇所】 P42 注 3 3 【意見内容】 「自立化」の定義について、明確にしなくてはならないと考えます。安易に引用しているため、非常に違和感がある内容です。この言葉を使用しないことを推奨します。 今の記載の通りであれば、LNG コンバインドは、何十年も前からあるが自立化できていないが、将来自立化が見込めるから本制度で支援している、という理解になりませんか。 FIT でバイオマスが除外された理由について、これはこの整理の記載が不適切であったことは明らかと思いますが、買取価格の高い水力や、小型バイオマスは将来の自立化が見込めるという整理なのか。 経済産業省内では、縦割りがあるのかもしれませんが、国民からすると、縦割りなど関係ありません。 その時その時で客観的に正しいこと、合理性のある内容での記載させるべきです。</p>	
<p>< 意見 > 【該当箇所】 注 33 バイオマスの燃料種について 【意見内容】 ・将来の自立化が難しいという整理があったというのは本当でしょうか。ある枠組みの中での記載の一部と抜き取ったのではないのでしょうか。 ・除外されたバイオマスと比較し、買取価格が倍となるような電源も FIT/FIP で残っています。買取価格が高い電源の方が自立化が難しい、と考えることが自然ではないのでしょうか。 ・2025 年 1 月 17 日の第 101 回調達価格等算定委員会では、大石委員より、「バイオマスについては、諸外国ですでに自立化されている国もある。この方向でよい。」という話があった。また、2024 年 10 月 16 日の第 95 回調達価格等算定委員会においても、第 101 回においてもバイオマスは調整力としての期待もある、という意見が述べられており、自立化が難しいから除外となった、という議論にはなっていないと理解することが自然ではないのでしょうか。 ・同じ経済産業省での議論でありますので、縦割りを理由とした返答はご遠慮いただきたい。国民は失望します。 ・縦割りで、ということであれば、この制度においてどうか、ということ議論すべきではないでしょうか。委員の先生複数から意見がでているので、議論することをお約束いただきたいです。</p>	
<p>< 意見 > 【該当箇所】 P42 注 33 【意見内容】 「これは将来の自立化が期待され、本制度においても支援する合理性がある燃料種についてのみ支援するためである。」とあるが、長期脱炭素電源オークションの設置の背景は、将来の自立化が期待される発電所の支援という背景があるのか。そのような整理はこれまででないのではないのか。電力価格の不安定を理由に、新規投資が進まないため、2050 年のカーボンニュートラル達成と、電力不足が起きないように、脱炭素電源の新規投資を促すため固定費を国が負担するのではないのか。</p>	
<p>8 < 意見 > 長期脱炭素電源オークションにおけるバイオマス電源の扱いに際し、以下の点を意見します。 ・国内の間伐材・林地残材や廃棄物系バイオマスは、持続可能な資源活用として支援対象とすべきと考えます。これらは森林管理や地域の廃棄物処理に貢献し、実質的な脱炭素効果が期待できます。 ・一方で、海外から輸入される木質ペレットを脱炭素電源として奨励することは疑問です。製造・輸送に伴う CO2 排出、サプライチェーンの不透明性、途上国の森林破壊助長や食料生産との競合といった課題があります。 ・本オークションの趣旨に則り、バイオマス電源の対象を「ライフサイクル全体で実質的な CO2 排出削減効果が明確であり、かつ持続可能性が担保されるもの（主に国内の間伐材・林地残材、廃棄物系バイオマス）」に限定、まずは分けて議論すべきだと思います。</p>	<p>頂いた御意見は今後の制度検討の参考とさせていただきます。</p>
<p>9 < 意見 > 【該当箇所】 該当箇所が見つからないことが、意見の 1 つでもあります。 関わる箇所としては、「次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会制度検討作業部会第二十二次中間とりまとめ（案）」の P41,42 が関連します。 【意見内容】 原材料がごみ（廃棄物）に由来する電源の位置づけは、長期では脱炭素をめざす再生可能エネルギーにもなるのに曖昧に思われる。ゼロカーボンだけでなく、SDG s の視点で再エネの持続可能性を高めるならば、ごみ発電とバイオメタンガス発電にも役割があると思う。 日本のごみ発電による総発電量は 10,000GWh、全電源による総発電量の 1 %。全国に 1,300 か所の焼却施設があり、そのうち発電設備のあるゴミ焼却施設は 396 か所。全体の 3 6 % である。送電網も確保され地産地消の電源として、自治体の焼却施設では売電益を得ている。一般廃棄物のごみ組成の約 20% は石油由来のプラスチックごみのため、廃棄物発電の電源が再エネかどうか問われるかもしれない。しかし、長期計画では石油枯渇とカーボンニュートラルにむけてバイオマス</p>	<p>本制度ではバイオマス発電も対象電源に含めており、そのバイオマスの燃料種として、廃棄物も対象としています。</p>

	<p>チックの普及が進んでいること、近年では地球温暖化による樹木雑草の繁茂で剪定枝や刈草の処理量が増加し焼却ごみそのものがバイオマスに近づく予測される。また、人口減少やライフスタイルの変化に伴ってごみ組成が変わることで発電効率が向上したり、64%の単純焼却しているごみを集約してごみ発電に換えることで発電量も上がるなど、ごみ発電には再エネ電源としてのメリットとポテンシャルがある。石炭火力発電をゼロにすることはできないが、コストをかけずに資源の有効利用、CO2 排出削減、発電施設の有効利用ができる。結果として、ごみ発電はカーボンニュートラルをめざすものではないが、最後はカーボンニュートラルを達成できるかもしれないと期待している。</p> <p>わずか1%でも、ごみ発電のメリットは大きい。よって、将来の再エネとして、廃棄物発電の電源オプションを検討すべきと考える。</p> <p>さらに、ごみ組成の中で40%近くをしめる生ごみは現在ほとんどの自治体では燃やすごみとして分別されているが、水分が多い生ごみを分別してメタン発酵させてバイオメタンガス発電を自治体単位で進めている。生ごみの分別により焼却ごみの発電効率が高くなり発電量も多くなる。生ごみのメタン発酵によるバイオメタンによる発電は、再生可能エネルギーとして位置づけられるため、新たな電源として促進すべきである。さらに、下水汚泥と生ごみを混合してメタン発酵させれば、より多くメタンガスが回収できるから電源に利用した方がよい。化石燃料から脱却しなければならない喫緊の課題の前では、たとえ電源構成1%のものも、既存の施設と体制を活かして将来へのビジョンを掲げるべきで、そのために手助けが必要な場合は配慮すべきではないでしょうか。</p>	
	<p>募集量について</p>	
<p>1 0</p>	<p>< 意見 > 【該当箇所】 17 ページ 【意見内容】 蓄電池の応募上限を下げたことは脱炭素に反する。再エネ普及にとって蓄電池が巨大発電所に匹敵することが明らかで、オーストラリア等ですでに実証されている。</p>	<p>前提として、蓄電池・揚水・LDES は、供給力としての価値が限定的であるため、募集量に上限を設けることとしています。</p> <p>その上で、「蓄電池・揚水・LDES」については、初回・第2回ともに、募集上限を上回る落札容量となった（初回：募集上限 100 万 kW⇒落札容量 166.9 万 kW。第2回：募集上限 150 万 kW⇒落札容量 173.1 万 kW）ことを踏まえ、第3回では募集上限を 80 万 kW に減少させることが適切と考えております。</p>
<p>1 1</p>	<p>< 意見 > 【該当箇所】 p16-p17 2.1.(2)③ 【意見内容】 エネルギー貯蔵システムに関しては、他の電源と募集量を区別するのみならず、その特性に即した支援制度となるよう、慎重かつ総合的に再検討されること。</p> <p>・理由 蓄電池・揚水発電などのエネルギー貯蔵システムは、事前に電力を蓄える必要があり、原理的に蓄電量以上の出力は得られず、また運用時間に制約があるという構造的な特性がある。</p> <p>そのため、今回の見直しで6時間以上の案件に限定して募集する措置が講じられているが、運用時間に制約があることには変わりはなく、原子力や火力発電といった他の電源と同様の「安定電源」とするのは適切であるとは言えない。（長期脱炭素電源オプションガイドライン（案）5 ページ）</p> <p>過去2回の応募状況を見ても蓄電池の応募量が突出しており、これは蓄電池への支援が過剰であることの表れと考えられる。</p> <p>エネルギー貯蔵システムは、調整力として重要な役割が期待されるが、その機能に応じた別建ての支援枠を設けるべきであり、安定電源と一括りとするのは制度の趣旨に整合していない。</p>	<p>頂いた御意見は今後の制度検討の参考とさせていただきます。</p>
<p>1 2</p>	<p>< 意見 > 【該当箇所】 P16 ③ (b)、P19③(c) 【意見内容】 脱炭素電源の募集容量（第3回は50万kW）について、LNG 専焼火力の募集量と同様に、残余分を次回に繰り越すこととしていただきたい。</p> <p>・理由 他国との系統連系が困難な日本では、太陽光や風力のような変動性再生可能エネルギーの占める割合が増加した場合、調整可能な脱炭素火力の重要性が高まる。容量を確実に確保するために、各年度の残余分を翌年度に繰り越すことが必要。</p>	<p>頂いた御意見は今後の制度検討の参考とさせていただきます。</p>
<p>1 3</p>	<p>< 意見 > 【該当箇所】 P16, P32~P40 【意見内容】 募集上限の設定においては、応募量未達の将来への繰り越し（逆に前倒しも）を前提として既設火力改修4機種、新設脱炭素火力3機種の技術の相違と開発動向、脱炭素燃料のカラーコード（ブルー・グリーン）の相違を念頭に、エネルギー安全保障リスクを見据えた最適なエネルギーミックスを考慮していただきたい。また、単純な価格競争以外の評価項目を設け、上述の最適なエネルギーミックスへ誘導することも考慮いただきたい。</p> <p>・理由 新設の水素10%混焼は少額投資で実現可能な脱炭素技術である一方で将来のカーボンニュートラルに必要なインフラ形成への寄与は低い。</p> <p>水素専焼の新設や既設発電所への水素混焼は高額なCAPEXを想定するため相対的に費用対効果が低く、CCS 技術や比較的安価なブルー水素・アンモニアは</p>	<p>頂いた御意見は今後の制度検討の参考とさせていただきます。</p>

	<p>2050年カーボンニュートラルを前提とする中で20年間の事業期間の全を前提とすると更なる脱炭素化への投資が必要となる。</p> <p>このように、それぞれの電源・燃料種に固有の事情があることを踏まえ、技術開発動向と短期・長期のエネルギー政策への合致を加味して最適な募集量を設定すべきである。</p>
<p>1 4</p> <p><意見> 【該当箇所】 第二十二次中間とりまとめ(案) P16、P19 ③募集量 「既設原発の安全対策投資」については、第2回では落札容量が315万kWとなり、募集上限200万kWを大きく上回ったことを踏まえ、第3回では募集上限を150万kWに減少させることとした。</p> <p>長期脱炭素電源オークションガイドライン(案) P6 (3) 約定価格の決定方法</p> <p>【意見内容】 既設の原子力電源の安全対策投資案件の第3回募集量は、前回の200万kWから150万kWに減少させることとされているが、既設炉の最大限活用の観点から、この上限を拡大していただきたい。</p> <p>・理由 第7次エネルギー基本計画において既設炉の最大限活用が記載され、「2040年度におけるエネルギー需給の見通し」では原子力発電が総発電量の2割程度を担うことが期待されている中、既設の原子力電源の安全対策投資案件が、競争力があるにもかかわらず、設定された募集上限枠で落選する懸念がある。</p>	<p>既設原発の安全対策投資については、第2回では落札容量が315万kWとなり、募集上限200万kWを大きく上回ったことを踏まえ、バランスのとれた電源の導入を図る観点から、第3回では募集上限を150万kWに減少させることが適切と考えております。</p>
<p>1 5</p> <p><意見> 【該当箇所】 ●該当箇所：P17 2. 市場整備の方向性(各論) 2. 1. 長期脱炭素電源オークション (2) 第3回入札に向けた制度の見直し ③募集量 (b) 脱炭素電源の募集量のうち、「脱炭素火力」「蓄電池・揚水」「既設原子力の安全対策投資」の募集上限 なお、蓄電池の運転継続時間3時間以上6時間未満の案件は、本制度の適用を受けずに導入されている案件も一定数あることや、再エネ導入拡大や出力抑制拡大に伴い長時間の運転継続ができる案件の導入を促進する必要性が高まっていることを踏まえ、運転継続時間が6時間以上の案件に限定して募集することとした。</p> <p>【意見内容】 ●意見 ・蓄電池の募集対象を運転継続時間6時間以上と限定した方針を理解する一方、今回対象外となる「3時間以上6時間未満」の蓄電池についても、導入促進のための代替的な政策支援を要望します。</p> <p>●理由 ・カーボンニュートラルの実現には、継続的な脱炭素電源への投資が不可欠です。事業者にとって長期的な事業予見性が確保されなければ、積極的な投資は進まず、参入意欲の減退につながりかねません。</p> <p>・「3時間以上6時間未満」の蓄電池は応答性に優れており、需給調整市場などで重要な役割を担っています。その導入を市場機能のみに委ねた場合、将来の調整力確保が遅滞するリスクがあります。また、多様な主体による創意工夫に富んだ新規リソースの導入が遅れることも懸念します。</p> <p>・本オークションの対象から外すのであれば、需給調整市場における制度的措置や新たなインセンティブの付与など、当該蓄電池の価値の適切な評価のうえで、ご支援いただく必要があるとの認識です。</p> <p>また、このように新規リソースを対象外とすることが、結果として大手電力中心の電源投資への偏りへとつながり、公正な競争環境を歪める懸念もありますので、あわせてご配慮願います。</p>	<p>頂いた御意見は今後の制度検討の参考とさせていただきます。</p>
<p>1 6</p> <p><意見> 【該当箇所】 ■P17 「揚水のリプレース案件とリチウムイオン蓄電池の案件」の募集上限と「揚水の新設案件とリチウムイオン蓄電池以外の蓄電池とLDESの案件」の募集上限を別々に設定することとし、それぞれ40万kWとした。</p> <p>【意見内容】 揚水のリプレース案件とリチウムイオン蓄電池の案件の募集上限を別々に設定していただきたい。</p> <p>・理由 揚水発電所は設備寿命が長いと記載されている(P17)が、新設案件に限らずリプレース案件においても同様であり、一度リプレースを行えば、リチウムイオン電池と比べ長期間にわたり安定的な供給力が提供できることが期待できる。また、揚水発電所は同期発電機として慣性力等を系統へ提供できる特性を持ち、周波数変動の緩和やガバナフリー機能を通じて電力系統の安定性に寄与する。この点において、</p>	<p>揚水と蓄電池については、両者は、いずれも調整力のある電源としてできる限り同じ土俵で競争できる環境を整備すべきであることから、募集上限を共通としております。</p> <p>その上で、第3回入札においては、以下の点を考慮し、「揚水のリプレース案件とリチウムイオン蓄電池の案件」の募集上限と「揚水の新設案件とリチウムイオン蓄電池以外の蓄電池とLDESの案件」の募集上限を別々に設定することが適切であると考えています。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・初回・第2回では、揚水のリプレース案件と蓄電池の案件(リチウムイオン蓄電池が大宗を占めるものと考えられる)が落札したが、エネルギーセキュリティ等の観点から、特定技術に過度に依存するのは望ましくない。 ・揚水やLDESの寿命は、リチウムイオン蓄電池に比べて長いものが多く、一度建設されれば、長期間にわたって供給力が提供されることが期待される。 ・特に、揚水の新設案件は、慣性力やブラックスタート機能等の多機能を有するメリットを有するが、揚水のリプレース案件や蓄電池の案件よりも建設費の金額規模が大きく、上限価格も差別化して高く設定している。

<p>電力の単なる貯蔵・放出にとどまる蓄電池とは異なり、系統機能面においても重要な役割を果たす電源である。</p> <p>過去の長期脱炭素電源オークションの結果から、第1回の蓄電池・揚水は落札電源全33電源中、蓄電池が30電源を占め、第2回についても、全29電源中、27電源が蓄電池であり、揚水発電は極めて少数にとどまっている。このことから脱炭素化が蓄電池という特定技術に過度に依存している実態が見て取れる。この傾向が続けば、今後、既存の揚水発電所が長期脱炭素電源オークションの落札ができず、必要な設備投資を諦め、休廃止を選択する発電事業者も出てくることも危惧される。</p> <p>こうした状況を踏まえ、第7次エネルギー基本計画（P48）では、揚水発電について、「揚水発電は、再生可能エネルギー等の電力を蓄電し、需要ピーク時などに電力供給できるほか、短い応動時間で周波数変動を調整できる電源として、重要性が増している。今後も引き続き、既存設備の採算性向上に向けた設備投資促進、新規開発に向けた導入可能性調査等を進め、より一層新規投資を促していく。」と記載されている。</p> <p>このように既存の揚水発電所の活用と新規投資の促進が明示されている中で、制度的に揚水リプレースが冷遇される現状は是正されるべきである。</p> <p>揚水発電所は新規開発が困難なため、既存設備の有効活用と設備更新が制度上支援されることが具可決である。リプレースによる設備を維持・強化は、電源コストや環境負荷の低減に資するのみならず、再生可能エネルギーの導入拡大に対応した調整力・容量確保の観点からも合理性が高い。</p> <p>したがって、揚水発電所のリプレースとリチウムイオン蓄電池の応札区分を分け、募集上限を別々に設定していただくことを強く要望する。</p>	
<p>1 7</p> <p><意見> 【該当箇所】 ■ P 1 7</p> <p>「蓄電池・揚水・LDES」については、初回・第2回ともに、募集上限を上回る落札容量となった（初回：募集上限100万kW⇒落札容量166.9万kW。第2回：募集上限150万kW⇒落札容量173.1万kW）ことを踏まえ、第3回では募集上限を80万kWに減少させることとした。</p> <p>【意見内容】 蓄電池・揚水・LDESの募集量を増加していただきたい。</p> <p>・理由 蓄電池・揚水・LDESの募集に関しては、運転継続時間6時間以上に限定することとしているが、第2回（2024年度応札）では6時間以上の応札量が257.2万kWと、落札量76.9万kWの約4倍の応札があった。第1回（2023年度応札）でも蓄電池・揚水は応札量539.7万kWと落札量に対して約3倍の応札があったことから、第3回も非常に多くの応札があるものと予想される。</p> <p>第2回では、蓄電池・揚水及び原子力以外の脱炭素電源は募集量に対して応札量が満たなかった現状を勘案しても、蓄電池・揚水の容量を確保することは脱炭素電源全体の容量確保の要と考えられる。また、第7次エネルギー基本計画（P48）では「揚水発電は、再生可能エネルギー等の電力を蓄電し、需要ピーク時などに電力供給できるほか、短い応動時間で周波数変動を調整できる電源として、重要性が増している。今後も引き続き、既存設備の採算性向上に向けた設備投資促進、新規開発に向けた導入可能性調査等を進め、より一層新規投資を促していく。」と記載されており、蓄電池・揚水の募集量を減少させるのではなく、増加することを要望する。</p>	<p>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と考えており、蓄電池・揚水・LDESについては、初回・第2回ともに、募集上限を上回る落札容量となったことを踏まえ、第3回では募集上限を減少させることが適切であると考えています。</p>
<p>水素・アンモニアの事前審査について</p>	
<p>1 8</p> <p><意見> 【該当箇所】 P17 ③ (b)および欄外注記15、参考図13、 P33⑤ (b) D)および参考図31、 P35～36 参考図36～38</p> <p>【意見内容】 今後実施される事前審査においてグリーン燃料の優先審査のための措置、例えば優先枠の設定や、ブルー、グリーンそれぞれの基準燃料価格からの価格低減率を評価指標にする等の措置を講じていただきたい。</p> <p>・理由 脱炭素燃料の価格水準は、化石燃料由来でCCSを用いるブルーと再生可能エネルギー由来のグリーンとで大きな差がありグリーンは現時点で高価（参考図31、36、37）としており、価格評価で当落を決める仕組みではグリーン燃料が不利であることは明確である。一方で審議会の議論では、グリーン燃料は再生可能エネルギーにより大きく価格が低下する見込みがある（参考図38）としていて、中長期には価格優位性があるとしているが、この価格低下は、FIT制度で再生可能エネルギー導入を促進し規模を拡大したことで太陽光発電のコストが低下したように、初期の導入支援策があって初めて実現することが想定される。また、グリーン燃料は将来的な価格優位の可能性に加えて、再生可能エネルギーを使用するため持続可能であり、化石燃料を使用するため枯渇性であるブルー燃料と比較してサステナビリティの観点でも優位性がある。こうした点から、初期的な導入支援を積極的に行っていただく必要があると考える。</p>	<p>頂いた御意見は今後の制度検討の参考とさせていただきます。</p>

	<p>事業報酬率について</p>	
1 9	<p><意見> 【該当箇所】 P21～ 【意見内容】 事業報酬率 建設リードタイムが長い電源種ほど事業報酬率を高く設定する措置に反対である。建設リードタイムが長い電源種と短い電源種の比較で「事業報酬率が同じであり、建設リードタイムが異なる投資先の候補がある場合、投下資本の早期回収の観点から、建設リードタイムが短い案件への投資が選択されやすいが、これでは、建設リードタイムの長い案件への投資が促進されず、エネルギーミックスの観点から望ましくない」などとし、「事業報酬率は5%をベースとして、建設リードタイム（供給力提供開始期限）が10年以上の長い案件はリスクプレミアム1%加算できることとし、5年未満の短い案件は1%減じる」としている。一般水力・揚水・水素・アンモニア・CCS・原子力は事業報酬率を6%とし、太陽光・風力・地熱、蓄電池、LDESを4%とし、原子力や火力に手厚い措置をとっている。建設リードタイムが短ければ、短期間に気候変動対策に効果を発揮することができ、削減効果を大きく得られることを考えれば、むしろ、建設リードタイムが短いものを早く大量に普及させるしくみにすることが重要だ。</p>	<p>事業報酬率が同じであり、建設リードタイムが異なる投資先の候補がある場合、投下資本の早期回収の観点から、建設リードタイムが短い案件への投資が選択されやすくなりますが、これでは、建設リードタイムの長い案件への投資が促進されず、エネルギーミックスの観点から望ましくありません。したがって、多様な電源種への投資を確保するため、事業報酬率は5%をベースとして、建設リードタイム（供給力提供開始期限）が10年以上の長い案件はリスクプレミアムとして1%加算できることとし、5年未満の短い案件は1%減じることをとしています。</p>
2 0	<p><意見> 【該当箇所】 P21 【意見内容】 事業報酬率（WACC）を原則5%とする方針には理解を示しますが、蓄電池についても、他の電源同様の率としていただくようお願いいたします。 ・理由 「リードタイムが短い」等を据え置き理由としていますが、蓄電池の収益は市場の価格変動に依存しており、事業リスクが高いのが実態です。また、技術革新が進む一方、性能劣化のリスクも伴います。 また、他の脱炭素電源と異なる報酬率を適用することは、投資意欲を削ぎ、国が目指す調整力確保を遅らせる原因になりかねません。</p>	<p>本制度では、固定費全体に対して支援を行うことから、「蓄電池の収益は市場の価格変動に依存しており、事業リスクが高い」との御指摘は当たらないものと考えております。</p>
	<p>各費用の自動補正について</p>	
2 1	<p><意見> 【該当箇所】 P22～ 【意見内容】 インフレ、金利変動等への対応（事後の自動補正） 電力事業者側からの要望に応じて応札価格に含まれる各費用を多様な指標で自動補正する形としたが、将来の需要側の負担を不透明にするばかりか、過重な負担を強いることが懸念されるため反対である。 本とりまとめでは、昨今のインフレによる建設費・金利の上昇や、為替の大幅な円安の状況を踏まえ、「大型電源については投資額が大きく、総事業期間も長期間となるため、収入・費用の変動リスクが大きく、そのようなリスクに対応するための事業環境整備が必要」などという意見を考慮して、①資本費については運開時の1回に限り建設工事デフレター（電力）で補正、②運転維持費については企業物価指数（総平均）で補正、③水素・アンモニア・CCSの可変費については為替レート、海外の消費者物価指数等で補正、④事業報酬については運開時の1回に限り建設工事デフレターで補正に加え、1年毎に日本銀行の貸し出し約定平均金利で補正など、事後的な費用変動にきめ細かく対応する形となっている。このような措置は、事業者のリスクを回避する一方で、需要側に想定不可能な負担を将来的に強いることになり、しかもそれが累積的に莫大な増加を招くことが懸念される。特に、水素・アンモニア・CCSなど将来的な燃料価格が非常に高額になることが想定される可変費を新たに加えた上に、さらにこのような措置をとるべきではない。</p>	<p>第7次エネルギー基本計画にもありますとおり、大型電源については投資額が大きく、総事業期間も長期間となるため、収入・費用の変動リスクが大きく、そのようなリスクに対応するための事業環境整備が必要です。 昨今のインフレによる建設費・金利の上昇や、為替の大幅な円安の状況を踏まえ、事後的な費用変動リスクにきめ細かく対応するため、応札価格に含まれる各費用について、各種指標で自動補正する必要があると考えております。</p>
2 2	<p><意見> 【該当箇所】 P23 【意見内容】 インフレ、金利変動等への対応として参考図18のとおり自動補正することとされ、資本費は運開時の1回に限った補正とされております。一方で、資本費には将来の経年改修費や廃棄費用等運開後に生じる費用も含まれているものと承知しております。応札時には支出年度展開も提出することとなりますので運開後生じる費用分についても、支出時期に応じた建設工事デフレター（電力）等で補正いただくことが適当ではないでしょうか。</p>	<p>御指摘のとおりである一方で、制度運用の簡便性の観点から、補正は運開時の1回に限ることとさせていただきますと考えております。</p>
2 3	<p><意見> 【該当箇所】 P23 ④入札価格の在り方、(b)インフレ、金利変動等への対応、（参考図18） 自動補正の指標 【意見内容】 落札価格の補正について、消費者物価指数（コアCPI）での物価補正から、「建設工事費デフレター（電力）」や「企業物価指数（総平均）」などの指標での</p>	<p>自動補正を行う費用項目の単位としては、制度運用の簡便性の観点から、「建設費・廃棄費用・系統接続費」、「運転維持費」、「事業報酬（建設工事デフレター）」、「事業報酬（金利）」、「可変費」の単位で設定し、これ以上の細分化は避けたいと考えております。 なお、自動補正を行う際に用いる指標は、公表されている客観的な指標（有料ではないもの）を用いることが適切と考えております。</p>

	<p>補正に見直されたことで、物価変動に対する発電事業者のリスクが一定程度緩和され、投資予見性の改善につながるものと考えている。</p> <p>一方で、特に土木建築工事の人工費・資材高騰は、上記の物価補正の各指標を大きく上回るものであることから、土木建設工事費については、当該工事の物価上昇を反映した「日本建設業連合会公表レポート」等の指標を選択できるようにしていただきたい。</p>	
24	<p><意見> 【該当箇所】 P.24 【意見内容】 (確認) 自動補正式における建設工事デフレーター-の基準年度(入札年度の前年度)および企業物価指数・金利の基準年(入札年度の前年)の定義を確認したい。例えば、第3回オークション(入札年度2025年度)の落札電源であれば、それぞれ以下になるという理解で良いか。 入札年度の前年度:2024年度, 入札年度の前年:2024年</p>	御理解のとおりです。
水素・アンモニア・CCSの可変費の自動補正について		
25	<p><意見> 【該当箇所】 該当ページ : P24 該当箇所 : (参考図 20) 可変費の自動補正の方法 図中の該当箇所: 水素・アンモニア燃料費のうち、LNG/石炭燃料費 【意見内容】 (確認) 水素・アンモニアの可変費について、LNG・石炭の燃料代との価格差部分に限定するに際して、LNG・石炭の燃料代は財務省貿易統計価格を参照することと整理されている。 一方で、財務省貿易統計価格については、「速報」「確報」「確々報」「確定」とあり、いずれを参照するのかについて、以下の理解で良いか。 ・第3回オークションの応札時に採用する指標: 2025年5月末時点で公表されている最も新しい価格が確々報値であるため、2024年(1~12月)平均の確々報値を採用する。 ・制度適用期間の自動補正に関する指標: X年3月最終営業日に公表されているX-1年(1~12月)の数値を用いるとのことであるが、これについては至近の確々報値が3月中旬頃、確定値が11月中旬に公表されていることを鑑み、確々報値を採用する。 ・第4回以降のオークションの応札に採用する指標: 毎年5月末時点で公表されている価格を参照する、すなわち例年のスケジュールを鑑みると3月時点で公表されている確々報値を採用する。 ・理由 内容の明確化のための確認。</p>	現状の貿易統計の公表スケジュールに則った場合には、いずれも御理解のとおりとなります。ただ、今後、貿易統計の公表スケジュールが変更となる可能性もあることから、「速報」「確報」「確々報」「確定」にかかわらず、3月の最終営業日時点における値を採用することとします。
26	<p><意見> 【該当箇所】 ・P25:可変費の自動補正フォーミュラについて(参考図 21) 【意見内容】 水素/アンモニアの製造・輸送費については、調達国の消費者物価指数(CPI)の変化率が反映されているが、原料代にパイプライン利用料等の固定費が含まれる場合、それらにCPIの変化率は反映されるのか。</p>	原料代については、「天然ガスエスカレ補正」を選択した場合のみ、調達国の消費者物価指数の変化率での自動補正が行われることとなります。
27	<p><意見> 【該当箇所】 該当ページ: P25 該当箇所 : (参考図 21) 自動補正のフォーミュラのうち、水素・アンモニアの燃料費に係る表の1つ目の注記 【意見内容】 (確認) 水素・アンモニアの燃料費の自動補正フォーミュラについて、X-1年とX年の指標の差分のみの累積損益を計算することになるが、X年の指標については、「速報」「確報」「確々報」「確定」等いずれの価格を採用するのか。 ・理由 内容の明確化のための確認。</p>	上記と同様に、3月の最終営業日時点における値を用いて算定することとします。
28	<p><意見> 【該当箇所】 該当ページ: P25 該当箇所 : (参考図 21) 自動補正のフォーミュラのうち、水素・アンモニアの燃料費に係る表の1つ目の注記 【意見内容】 (確認) 水素・アンモニアの燃料費の自動補正フォーミュラについて、制度適用期間の最後の10年のうち前の9年度分についてX-1年とX年の指標の差分を用いて累積損益を計算し、その差分がマイナスであれば絶対値の9割を最終年度期首において容量確保契約金額に加算するとあるが、他市場収益の計算で最終年度に制度適用期間の全期間累計でプラスとなっていた場合においても、改めてX-1年</p>	御理解のとおりです。 さらなる脱炭素化に向けた建て替えの追加投資を行う場合、建て替え前の電源における他市場収益の赤字を建て替え後の電源に引き継いだ上で、建て替え後の電源において累積損益の算定を行います。 なお、電源種ごとに設定された供給力提供開始期限を超過した場合、超過した期間分、本制度における容量確保契約金額を容量収入として得られる期間が短縮されるため、累積損益を加算するのは、制度適用期間の最終年度の期首ではなく、本制度の容量確保契約金額を容量収入として得られる期間の最終年度の期首とし、また、累積損益の計算期間は、超過した期間分、前倒しすることとします。

<p>とX年の指標の差分のみの累積損益を計算し、それがマイナスの場合には最終年の容量確保契約金に加算されるという理解で良いか。</p> <p>・理由 内容の明確化のための確認。</p>	
<p>2 9 <意見> 【該当箇所】 P.23, 24, 25 【意見内容】 (意見) CCS 付火力の可変費(輸送・貯留費用)に関して、発電事業者は長期脱炭素電源オークションで容量確保契約金額から輸送・貯留費用を輸送・貯留事業者を支払う仕組みであるため、長期脱炭素電源オークションにおける輸送・貯留費用(補正後)とCCS支援制度におけるオークションの輸送・貯留料金(補正後)を一致させることを検討すべきではないか。</p> <p>・理由 CCSの可変費の自動補正に関して、制度検討作業部会第二十二次中間とりまとめ(案)では、「原則、各年度の期首に1回」、計算式に基づき「応札価格の算定時に見積もった輸送・貯留費用(円/応札kW/年)」が補正される。</p> <p>一方で、「カーボンマネジメント小委員会 中間整理 CCS事業(パイプライン案件)の支援措置の在り方について(2025年7月1日)」P.17にて「輸送・貯留料金はオークションで決まるため、原則固定であるものの、一定以上の変動が一定期間以上継続する等のしきい値を設け、事業者共通の算定式を用いて一定の範囲内で自動調整する」とされている。</p> <p>このため、長期脱炭素電源オークションの応札価格に織込んだ輸送・貯留費用と、CCS支援制度におけるオークションでの輸送・貯留料金とで、補正額が異なる状況が発生、発電事業者と輸送貯留事業者のいずれかが補正額の差を負担することが懸念されるため。</p>	<p>長期脱炭素電源オークションでは、一定の計算式に則り自動補正を行うことを想定しておりますので、他の制度の補正額との調整は予定しておりません。</p>
<p>事後的な費用増加への対応について</p>	
<p><意見> 【該当箇所】 27ページ 【意見内容】 事後的費用の増加は一般的に認められない。はじめから見込んでおくべきである。また、原発の場合、世界の趨勢を見ればこの程度の増加に止まらないことから、事後的費用増加の項目は無意味である。</p>	<p>建設期間が長期にわたる場合には、事業環境等の様々な状況の変化が想定されますが、そうした状況変化を応札時に予め全て見込んでおくことは困難です。</p> <p>また、仮に、様々なリスクに対応できるように、事業者がリスクプレミアムをいくらかでも応札価格に織り込むことができる制度とした場合には、応札価格が高くなり、リスクが発現しない場合には無用な需要家負担が生じることに繋がりがかねないことから、不適切と考えております。</p> <p>このため、本制度では、需要家負担を最小限に抑える観点から、予備費を建設費の10%に制限することとしており、今回の見直しにおいては、法令に基づく規制・審査、行政指導への対応に伴い、事業者にとって他律的に発生する費用であり、発電事業者があらかじめ見積もることが困難であった費用に限定して、応札後の事後的な費用増加に対応できる仕組みを導入することが適切と考えております。</p>
<p>3 0 <意見> 【該当箇所】 P27～ 【意見内容】 事後的な費用増加への対応 原発の事後的費用増加での落札価格の修正案に反対する。 今回、物価変動や金利変動に対応する自動補正を導入することとしたのに加えて、大型電源の新設・リプレース投資については、法令対応等の他律的に発生する費用増のリスクが大きいとし、リスク対応のためのしくみが提案されている。対象となるのは、供給力提供開始期限が10年以上、かつ設備容量が30万kW以上の電源とするが、つまり事実上原発の建設費が増加することを念頭においた特別な措置である。 「事後的な費用増加を際限なく落札価格に反映することは、需要家負担への影響の観点からも、望ましくない。」として1.5倍を上限としているものの、エネルギーの国民負担を下げるという政府の方針に反しており、なんら合理性がなく、1.5倍の範囲としても追加すべきではない。</p>	
<p><意見> 当初より1.5倍まで値上がりした費用の9割まで落札価格に反映することはおかしい。落札したその時点の価格ではないとオークションとは言えない。 再生可能エネルギーの普及に寄与するような制度になっていない。</p>	
<p><意見> 原子力は今後何百年にもわたる核廃棄物を必ず排出する異常な発電設備であり、新設も置き換えも、既設改修ともに対象とすべきではない。また、改修費用の上振れ分は見積もりが甘かったことが原因であり、全ての責任は見積もりを出した企業にあるため、将来的にも落札価格に反映させるべきではない。</p>	
<p><意見> 中間取りまとめp.27-において、「供給力提供開始期限が10年以上となり、かつ、(建設費の多くが千億円以上となる水準である)対象kWの送電端設備容量ベースで30万kW以上の大型電源の新設・リプレース投資」を対象に、建設費、運転維持費の1.5倍を上限に、上振れ分を事後的に落札価格に含めることができるとしている。</p> <p>そもそも、長期脱炭素電源オークションは、その目的であるはずの東日本大震災・東京電力福島第一原発事故を契機とした電力システム改革に反し、旧態依然とした沿岸部における大型電源の立地を維持・促進し、コストが高い上にその事故リスクは到底受忍できない原子力発電を推進する仕組みとなっており、脱炭素の主力となる再エネ拡大を阻害するので、速やかに廃止するよう求める。</p> <p>そして、今回の、建設や運転維持費の上振れ分を事後的に落札価格に複まえることができるとする改定は、特にリードタイムが20年といわれる原子力発電の建設を進めるものであって、到底認めることはできない。</p>	

	<p>東北地方太平洋沖地震、能登半島地震の教訓を踏まえ、これ以上、取り返しのつかない原発事故を繰り返さないため、また、行き場のない使用済み核燃料、核のゴミを増やさないために、原子力発電を推進する本件改定は撤回するよう強く求める。</p> <p>< 意見 > 【該当箇所】 22 ページ 【意見内容】 事後的な費用増加について、落札価格を修正できることが書き込まれたが、本来、事業者が負うべき費用の上振れリスクを消費者に負わせることになるため、認めるべきではない。 火力発電の脱炭素化技術や原子力発電の新設・リプレースおよび既設炉の改修は、現状すでに高コストであり、さらに将来の費用増加の可能性も大いにある。そのことが今回の修正議論でより明確に示された。 それを認める形で修正案が出されているが、事後的な費用増加を 1.5 倍まで認めるということは、本来、事業者が追うべき費用の上振れリスクを、消費者が負うことになる。事後的な費用増加の反映を認めるべきではない。事業自体を見直し、方針転換を行うべきである。</p> <p>< 意見 > さらに、本制度が需要家（消費者）の負担増につながることは、第二十二次中間とりまとめ（案）にも書かれている。特に、大規模電源を持たず、再エネ調達を重視する新電力と契約する消費者への負担が大きい。今回提案された「コスト増分の補正を可能とする」という方針は、本来、事業者が負担すべきコストの上振れリスクを消費者に転嫁することとなり、消費者にさらなるコスト負担をもたらす。気温上昇を 1.5°C までに抑える気候政策に向けて、省エネ・再エネへの大きな方向転換こそ行わなければならない。</p>	
3 1	<p>< 意見 > 【該当箇所】 49 ページ 【意見内容】 原子力は、新設・リプレース、既設改修ともにそもそも対象とすべきではない。また、改修費用の上振れ分を将来的にも落札価格に反映させるべきではない。 原子力のコストについては、政府は第 7 次エネルギー基本計画において「他電源に比して遜色ない」と、あたかも廉価であるかのような説明をしてきた。本制度の仕組みを使って、事業者が負うべきコストを原発を望まない消費者も含めて転嫁することは、適切ではない。 また、コストの上振れ分の落札価格への反映については、今回の改定案では新設・リプレースのみを対象としているが、審議会では特に原子力について既設改修にも適用すべきという意見が複数あり、次回（来年度）の検討対象となった。原子力の既設改修の費用について、当初計画から増加したとしても、それは事業者の当初計画の見通しの甘さを示しており、事業者が負うべきである。上振れリスクを消費者に押し付けることを可能とすれば、楽観的な見通しに基づき、コストを過小評価した原発の建設計画が推進されることとなる。</p>	<p>同上。 なお、既設原発の安全対策投資が次回（来年度）の検討対象になったという事実はございません。</p>
3 2	<p>< 意見 > 【該当箇所】 該当ページ：P27 該当箇所：（c）事後的な費用増加への対応 【意見内容】 （確認）事後的な費用増加への対応について、例えば水素・アンモニア・CCS サプライチェーンにおいて、国外の法律改正による現地設備の建設費や運転維持費用の増加に伴う可変費等の増額も想定される。 国外の法律や条例等の改正に伴う建設費等の費用増、あるいは国外で補助金活用前提に進めていたプロジェクトにおいて補助金の打ち止めによる費用増においても、本制度の適用対象となるか。 ・理由 内容の明確化のための確認。</p>	<p>「国外の法律や条例の改正に伴う建設費等の費用増」については、対象となり得ますが、実際には個別の事象ごとに判断することとなります。 「国外で補助金活用前提に進めていたプロジェクトにおいて補助金の打ち止めによる費用増」については、「法令に基づく規制・審査、行政指導への対応に伴い、事業者にとって他律的に発生する費用であり、発電事業者があらかじめ見積もることが困難であった費用」に当たるかが定かではないため、個別の事象ごとに判断することとなります。</p>
3 3	<p>< 意見 > 【該当箇所】 P27-28（c）事後的な費用増加への対応について、「長期（建設期間が 10 年超）かつ大規模（投資額が数千億円規模）となる大型電源の新設・リプレース投資」と定義し、対象を、「供給力提供開始期限が 10 年以上となり、かつ対象 kW の送電端設備容量ベースで 30 万 kW 以上の大型電源の新設・リプレース投資」と定めています。 【意見内容】 上記について 30 万 kW 以上としている根拠が P27 にて「建設費の多くが千億円以上となる水準」としていますが、長期脱炭素電源オークションの制度設計において、第八次中間とりまとめにある通り、巨額の初期投資の水準を初期投資額が 100 億円を超える水準として考え、それが想定される水準として最低入札容量を 10 万 kW と定められた経緯を踏まえると、事後的な費用増加への対応が必要な大規模な大型電源の水準としては 10 万 kW と考えることが当初の巨額の初期投資の水準と整合がとれたものとなります。また供給力提供開始期限について、長期の水準について、供給力提供開始期限を 7 年以上とすることで LNG 専焼及び水素混焼等の電源種についても対象となります。それは安定電源の脱炭素化を対象</p>	<p>今回の措置は、落札価格を事後的に修正する特別な措置であることに鑑み、対象も特にその必要性が高いと考えられる「供給力提供開始期限が 10 年以上となり、かつ、（建設費の多くが千億円以上となる水準である）対象 kW の送電端設備容量ベースで 30 万 kW 以上の大型電源の新設・リプレース投資」に限定することが適切と考えております。</p>

<p>とすることになり、第7次基本計画にあるトランジション期における電力の安定化を大前提に、将来的な脱炭素電源を前提としたLNG専焼火力の新設・リプレースの取組に繋がると考えます。</p>	
<p><意見> 【該当箇所】 第二十二次中間とりまとめ(案) P27、28、29 (c)事後的な費用増加への対応 対象：(中略) (建設費の多くが千億円以上となる水準である) 対象kWの送電端設備容量ベースで30万kW以上の大型電源の新設・リプレース投資</p> <p>長期脱炭素電源オークションガイドライン(案) P8 ②事後的な費用増加の監視 P14 (5) 事後的な費用増加の監視方法</p> <p>【意見内容】 事業者に帰責性がない費用増加が発生した場合に発動される制度的対応の対象要件に、次世代革新炉への投資促進の観点から、送電端設備容量ベースで30万kW未満の次世代革新炉も含めていただきたい。</p> <p>・理由</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 第二十二次中間とりまとめでは、事後的な費用増加の対応についての制度措置の対象は送電端設備容量30万kW以上とされており、次世代革新炉であっても、30万kW未満では、制度的対応がない。 ● 現在、開発が急速に進んでいる小型モジュール炉では、建設費が1000億円を超える高額な投資になる可能性があるため、30万kW未満の次世代革新炉も対象要件に含めるべきである。 	
<p><意見> 【該当箇所】 第二十二次中間とりまとめ(案) P27、28、29 (c)事後的な費用増加への対応 対象：(中略) 新設・リプレース投資</p> <p>長期脱炭素電源オークションガイドライン(案) P8 ②事後的な費用増加の監視 P14 (5) 事後的な費用増加の監視方法</p> <p>【意見内容】 既設炉の最大限活用の観点から、事業者に帰責性がない費用増加が発生した場合に発動される制度的対応の対象要件に、既設原子力発電の安全対策投資を含めていただきたい。</p> <p>・理由</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 現行の長期脱炭素電源オークション制度および第二十二次中間とりまとめには、既設原子力発電の安全対策投資案件の事後的な費用の増加に対応する制度がない。 ● 新設・リプレースと同様に、投資金額が高額になることから、事後的な費用増加のリスクを有しており、本項制度措置の対象としていただきたい。 	
<p>3 4 <意見> 【該当箇所】 第二十二次中間とりまとめ(案) P27、28、29 このため、事後的な費用増加の落札価格への反映は、建設費は当初応札価格に織り込んだ建設費(予備費を除く。運開後は建設工事デフレター補正後)の1.5倍を上限とし、運転維持費は当初応札価格に織り込んだ運転維持費(申請時点の最新の自動補正後)の年間あたり費用の1.5倍を上限とした。</p> <p>長期脱炭素電源オークションガイドライン(案) P8 ②事後的な費用増加の監視 P14 (5) 事後的な費用増加の監視方法</p> <p>【意見内容】 事業者に帰責性がない費用増加が発生した場合に発動される制度的対応には、事業リスクの予見性向上の観点から、上限(当初見積もりの1.5倍まで)を設けないでいただきたい。</p> <p>・理由 第二十二次中間とりまとめにおける、事後的な費用増加の制度的対応は、「法令に基づく規制・審査、行政指導への対応に伴い、事業者にとって他律的に発生する費用であり、発電事業者があらかじめ見積もることが困難であった費用」すなわち事業者に帰責性がない費用の増加が対象であり、かつ、モラルハザード対策として1割を自己負担するため、1.5倍の上限は不要と考える。</p>	<p>事後的な費用増加を際限なく落札価格に反映することは、需要家負担への影響の観点からも、望ましくないため、上限を設けることが適切と考えております。</p>
<p>3 5 <意見> 【該当箇所】 第二十二次中間とりまとめ(案) P27、28、29 (c)事後的な費用増加への対応 発動基準：「法令に基づく規制・審査、行政指導への対応に伴い、事業者にとって他律的に発生する費用であり、発電事業者があらかじめ見積もることが困難であった費用」が入札後に大幅に増加し、事業者から申請があった場合</p>	<p>頂いた御意見は今後の制度検討の参考とさせていただきます。</p>

	<p>長期脱炭素電源オークションガイドライン（案） P8 ②事後的な費用増加の監視 P14 （５）事後的な費用増加の監視方法</p> <p>【意見内容】 自主的安全性向上の対策の実施により発生する費用の増加を「事業者に帰責性がなく入札後にコストが増加した場合の対応」に含めていただきたい。</p> <p>・理由</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 原子力利用は、安全性の確保が大前提であり、事業者は、規制基準に適合することにとどまらず、常に安全性の高みを目指した取り組みを継続していくことが求められている。 ● 現行制度では、自主的な安全性向上対策に関する費用について、入札後に発生した場合には事業者の持ち出しとなり回収ができない仕組みとなっている。 ● これらの費用の回収を認め、事業者やサプライチェーンからの自主的安全性向上に対する新たな提案や取り組みの実施が積極的に起こるような制度にしていきたい。 	
3 6	<p><意見> 【該当箇所】 P29 【意見内容】 「監視を経て認められた事後的な費用増加が生じた場合には、市場退出ペナルティ無しで市場退出できることとし、再度本制度に参加することができることとした。」については、一度市場退出し、不落札リスクがあるものの、事後的な費用増加（9割でなく総額）を含めて再度本制度に応札することを選択するか認めているものと解釈してよろしいでしょうか。</p>	御理解のとおりです。
3 7	<p><意見> 【該当箇所】 P29 【意見内容】 「監視を経て認められた事後的な費用増加が生じた場合には、市場退出ペナルティ無しで市場退出できることとし、再度本制度に参加することができることとした。」については、市場退出した後、事業者の判断で再度本制度に参加しないことも可能でしょうか。</p>	御理解のとおりです。
原子力の廃棄費用について		
3 8	<p><意見> 【該当箇所】 30ページ 【意見内容】 原発の廃棄費用が低すぎる。世界中で廃棄自体が進んでいないことを考慮すべきである。合わせて、建設費用も中国以外では高すぎて、原発は電源として合理的でない。このオークションから排除すべきである。</p>	原子力の廃棄費用については、発電コスト検証における原子力の廃棄費用の金額を参考として、建設費の11%としております。
上限価格について		
3 9	<p><意見> 【該当箇所】 上限価格について（P31～） 【意見内容】 （１） 閾値の引き上げ 過度な国民負担の発生を防止するため安易な閾値の引き上げ（平均10万円から20万円に引き上げ）に反対である。 これまでの入札で、蓄電池で募集量を大きく超える応札があり、他の電源で募集がなかったのは、蓄電池に競争力があることの証左である。また、再エネの応札がないのは、FIT制度が並走していることも考えられる一方、本制度における太陽光や風力などの設備容量の設定（1万kW）が大きすぎて現実的な規模感ではないと考えられる。上限価格を引き上げれば、総じて需要家の負担を増幅させることにつながり、国民負担を下げるという本来のエネルギー政策の趣旨に反する。安価な電源が大量に導入されるようなしくみにするべきで、安易に閾値を引き上げるべきではない。 （２） 水素・アンモニア・CCSの上限価格・可変費の支援範囲（P32～） 「水素・アンモニア・CCS付火力の上限価格は、閾値20万円/kW/年に関わらず、導入が可能となる水準まで引き上げる」ことに反対である。 今回の案では、水素・アンモニア・CCS付火力の可変費を、LNG・石炭の燃料代との価格差部分に限定し、設備利用率4割分までを応札価格に算入可能としている。「設備利用率5割分の可変費を支援対象とした場合、実際の設備利用率が5割を切れば過剰支援となる」などとしているが、事業者が本来とるべきリスクをすべて需要側に委ねるような歪んだ制度をつくるべきではない。 前述したとおり、水素・アンモニア・CCS付火力は、「脱炭素電源」ではなく、CO2を大量に排出する「大規模排出電源」である。グレー水素やグレーアンモニアの場合は、ライフサイクル全体で見ると、CO2の排出削減にはほとんど貢献しておらず、場合によってはCO2が増えてしまうことにもなりかねないようなものだ。それに対して、</p>	<p>昨今のインフレによる建設費・金利の上昇や、為替の大幅な円安の状況を踏まえ、応札価格は上昇していく可能性がある中で、第2回入札における上限価格は、多くの電源種で閾値10万円/kW/年となり、閾値の水準（10万円/kW/年）が低いため、応札数が低調となっている可能性があります。このため、第3回入札では、多様な脱炭素電源への新規投資を確保するべく、各電源種の補正前の上限価格が一定程度網羅できるような水準として、上限価格の閾値を20万円/kW/年に引き上げることが適切と考えております。</p> <p>また、水素・アンモニア、更には第3回入札から対象に追加するCCS付火力は、未だ黎明期のエネルギーであり、費用回収を認める費用の範囲や上限価格について特段の配慮を行わなければ導入が困難な面があることから、上限価格の引き上げ、可変費の応札価格算入を可能とする措置を講じるのが適切と考えております。</p> <p>ただし、需要家負担に配慮し、応札価格に参入可能な可変費を年間設備利用率40%までに限定し、水素・アンモニア・CCS付火力の募集上限を設け、第2回入札の既設火力の100万kWの募集上限よりも量を絞り50万kWとしております。</p>

<p>上限価格を他電源の倍以上に設定し、入札をかき集めるのは環境的・経済的に全く合理性に欠ける。絶対に導入すべきではない。</p>	
<p>< 意見 > 【該当箇所】 32 ページ 【意見内容】 高額な入札価格は将来の消費者の大きな負担となる。引き上げるべきではない。入札上限価格をこれまでの 10 万円から 20 万円に引き上げることとし、水素・アンモニア、CCS 付火力については導入が可能な水準まで引き上げることが可能となっている。その代わり「需要家負担を考慮し」募集容量は 50 万 kW とするというのが、これが積みあがれば将来の消費者負担は大きく膨れ上がる。採算が取れないのであれば、事業の見直しや撤回を行うべきである。</p>	
<p>< 意見 > 【該当箇所】 P32 (b) 水素・アンモニア・CCS の上限価格・可変費の支援範囲 水素・アンモニア、更には第 3 回入札から対象に追加する CCS 付火力は、未だ黎明期のエネルギーであり、費用回収を認める費用の範囲や上限価格について特段の配慮を行わなければ導入が困難な面があることから、投資を促進するため、以下の A・B の措置を講ずることとした。 A) 水素・アンモニア・CCS 付火力の上限価格は、(前述の) 閾値 20 万円/kW/年に関わらず、(後述の) 導入が可能な水準まで引き上げる。 B) 燃料費等の可変費も、固定的な負担部分に限定せず、応札価格に算入可能とする。 【意見内容】</p> <ul style="list-style-type: none"> 脱炭素電源としての水素およびアンモニア火力の上限価格を第 1 回および第 2 回オークションの 10 万円/kW/年から 2 倍の 20 万円/kW/年を超え、導入可能な水準まで引き上げる、としているが、上限価格は本来設定した 10 万円/kW/年を維持すべきである。 応募がないから、という理由で引き上げるのであれば、将来の脱炭素電源の電力価格は政府の想定以上となってしまい、高い電気代として消費者への負担増を招く。 コストの合わないことが明白となった水素やアンモニア発電の拡大は見直し、年々コストが下がる太陽光や風力発電を増やし、蓄電池や揚水発電による柔軟性確保に予算を投じるべきである。 <p>・理由</p> <ul style="list-style-type: none"> 第 7 次エネルギー基本計画の策定と並行して行われた国の発電コスト検証では、水素専焼、石炭アンモニア混焼などの脱炭素火力の 2040 年時点の発電コストは、自然エネルギー電源より高くなると推計されている。 しかも、この検証では、2040 年時点でのコストとして、電力価格算出のもととなる発電所の資本費と運転維持費について、アンモニア混焼では石炭火力、アンモニア専焼と水素（混焼および専焼）では LNG 火力と同額と想定された。 それにもかかわらず、オークションにおいて「応募がない」ということは、コスト競争力のない電源である、ということに他ならない。上限価格を引き上げて応募を確保することは、高い価格の電力を増やすだけである。 さらに、2040 年の導入量を想定した第 7 次エネルギー基本計画の基準となった発電コストが達成できない可能性が高い。 このままでは、高コストで GHG 排出量の高い電力が、個々人の生活を圧迫するだけでなく、企業の国際競争力の足を引っ張り、輸入の原資すら十分に確保できなくなることが懸念される。 <p>< 参考資料 ></p> <ul style="list-style-type: none"> 経済産業省_総合資源エネルギー調査会_基本政策分科会_発電コスト検証ワーキンググループ「発電コスト検証に関するとりまとめ」資料 1 (2025 年 2 月 6 日) <p>経済産業省_第 7 次エネルギー基本計画</p>	
<p>< 意見 > 【該当箇所】 P31 2. 市場整備の方向性（各論） (2) 第 3 回入札に向けた制度の見直し 2. 1. 長期脱炭素電源オークション ⑤上限価格 (a) 閾値の引き上げ 本制度では、電源種毎に上限価格を設定しているが、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、10 万円/kW/年を上限価格の閾値としている。 (中略) こうした中で、第 2 回入札における上限価格は、多くの電源種で閾値 10 万円/kW/年となっており、閾値の水準（10 万円/kW/年）が低いため、応札数が低調となっている可能性がある。このため、多様な脱炭素電源への新規投資を確保するべく、各電源種の補正前の上限価格が一定程度網羅できるような水準として、上限価格の閾値を 20 万円/kW/年に引き上げることとした。 【意見内容】</p>	

<p>第3回入札における上限価格の閾値引き上げは、新規電源への投資を促すために必要であると理解する一方、国民負担の増大に直結する懸念があります。</p> <p>本制度の「スモールスタート」という基本原則に立ち返り、過度な負担とならないよう、容量市場メインオークションも含め、慎重な募集量設定をお願いします。また、小売電気事業者が予見性をもって事業運営できるよう、募集量の見通しを早期にお示しいただくことをあわせて要望します。</p> <p>・理由</p> <p>制度検討作業部会第八次中間とりまとめにおいて「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」とされており、その理由として「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結果的に国民負担が増加する可能性がある」ことが挙げられています。上限価格の閾値引き上げに際しては、この基本方針に沿ったものとなるよう、ご配慮願います。</p>	
<p>40</p> <p><意見></p> <p>水素、アンモニアについて、20万円/kWの上限をなくす、ということは、電気代が結局は国民や国内産業が負担する、と考えるとありえないと考えます。</p> <p>アンモニアは日本以外の国々で、検討があまり進んでいないように聞いていますが、世界で普及が進むと考えていますか。将来性があるのかどうか、など丁寧に議論、検討するべきです。</p> <p>担当者の個人資産でこの費用を負担するのであればよいですが、国力にも大きな影響があります。</p> <p>また、燃料への負担について、大反対です。今後価格が下がる前提なのに、なぜ今の価格ベースで、参入してよいのでしょうか。</p> <p>将来水素の価格がさがればそれがしっかり、国から事業者への支払いに反映され、さがるのでしょうか。読んででもそのあたりがわかりません。</p> <p>負担するのは国民や、国内産業です。</p> <p>特定の電力会社、重工業メーカーからの話、要望だけを聞かないでください。</p>	<p>第7次エネルギー基本計画で述べられているように、アンモニアは幅広い分野（化学や産業熱、船舶、発電等）で活用が期待されるエネルギーであり、現時点で規模は小さいものの、肥料や化学製品の原料として既存サプライチェーンが存在しており、欧州では主に水素キャリアとして、アジアでは発電混焼の燃料として、国際海運では船用燃料として、注目されています。</p> <p>燃料費について、将来的に水素・アンモニアの調達価格が下がり、本制度の落札電源が使用する燃料費が下がれば、他市場収益が大きくなり、還付額が大きくなるため、小売電気事業者や需要家の負担は小さくなります。</p>
<p>41</p> <p><意見></p> <p>【該当箇所】</p> <p>該当ページ：P32</p> <p>該当箇所：(b) 水素・アンモニア・CCS の上限価格・可変費の支援範囲</p> <p>【意見内容】</p> <p>第3回オークションにおいて、水素混焼発電における上限価格のうち燃料可変費は、発電コスト検証ワーキンググループで示された値と文献で示されたアンモニアのコストカーブから算定している。</p> <p>実際のプロジェクトベースの燃料費とは乖離が発生する懸念があるため、今後も事業者が取り組んでいる実案件の検討状況も踏まえながら実効性のある上限価格の設定について引き続きご検討いただきたい。</p>	<p>頂いた御意見は今後の制度検討の参考とさせていただきます。</p>
<p>水素・アンモニア・CCS の上限価格・可変費の支援範囲について</p>	
<p>42</p> <p><意見></p> <p>【該当箇所】</p> <p>P32：水素・アンモニア・CCS の上限価格・可変費の支援範囲</p> <p>【意見内容】</p> <p>・応札価格に算入する可変費について、燃料アンモニアを複数ソースから調達する場合、どのような算入方法を想定されているか。例えば、価格が高い調達ソースを基準とするのか、あるいは複数ソースの加重平均等による合成フォーミュラを用いるのか、具体的な方法を明示いただきたい。</p> <p>・また、応札時に想定していた調達ソースが、プロジェクト中止・撤退など何らかの理由で供給不可となった場合、代替ソースからの調達は認められるのか。現時点で方向性が定まっていない場合、建設した脱炭素電源が継続的に活用できるよう、代替ソースからの調達を認め、かつ、応札時からの可変費の支援範囲の変更・調整等が可能とするよう制度改良をお願いしたい。</p>	<p>燃料を複数の調達先から調達する場合でも、それぞれの調達先から調達する価格・量を元に、応札価格に算入する可変費を計算してください。</p> <p>落札後に、調達先を変更することは特に制限されていませんが、落札価格の修正は、物価等による補正以外には認められません。</p>
<p>43</p> <p><意見></p> <p>【該当箇所】</p> <p>P32 (b) C)</p> <p>【意見内容】</p> <p>応札価格に参入可能な可変費は発電所の設備利用率4割分とあるが、発電端出力ベースとしていただき、その旨を明記していただきたい。</p> <p>・理由</p> <p>燃料の計量は発電端ベースであり、管理が容易である点、発電端ベースとすると所内動力の脱炭素化も進められ電力部門の脱炭素化が進展する点を考慮いただきたい。なお、自己託送分、特定供給分等については他市場収益等で還付するしくみとする等の措置が考えられる。</p>	<p>自己託送や特定供給のように、本制度に参加できない容量で使用する燃料費は、応札価格に算入できません。（長期脱炭素電源オークションガイドライン脚注34参照。）</p> <p>以下の電力・ガス取引監視等委員会の頁では、他市場収益に算入できる可変費の範囲が記載されていますが、応札価格に算入できる可変費もこれと同じ範囲となります。</p> <p>https://www.egc.meti.go.jp/info/business/decarbonization/pdf/tashizyokahenhiani.pdf</p>
<p>44</p> <p><意見></p> <p>【該当箇所】</p> <p>P32～33</p> <p>【意見内容】</p> <p>水素・アンモニア・CCS の可変費支援について、特に専焼火力に関しては設備利用率4割分を応札価格として設定しつつも、容量確保契約金額は実際の設備利用率が4割を超えた場合には、一定のCAPを設けた上で設備利用率超過状況に応じて調整する等の措置を講じていただきたい。</p> <p>・理由</p> <p>設備利用率に関しては、市場での落札状況や変動性再エネの変動等による出力抑制や需給ひっ迫時の供給要請などの要素があり、事業者によるコントロールには</p>	<p>水素・アンモニア・CCS については、可変費の支援を年間設備利用率40%までに限定していることから、年間設備利用率が40%を超えた場合には、年間混焼率リクワイアメントを緩和する措置を講じているところですが、</p> <p>一方で、ご提案頂いたように、年間設備利用率が40%を超えた場合に、容量確保契約金額を増加させる修正を行うことは、落札価格を事後的に修正することとなるため、困難と考えておりますが、頂いた御意見は今後の制度検討の参考とさせていただきます。</p>

	一定の限界がある。一方で、燃料価格差の負担は大きいので、特に混焼比の変更等で脱炭素燃料の消費量を抑制できない専焼設備は、排出削減効果が高いにも関わらず、設備利用率 4 割を超える運用が事業性を低下させるため投資判断にネガティブな要素となり普及の妨げになりかねないため。	
	CCS 付き火力のコストについて	
4 5	<p>< 意見 ></p> <p>P37 の下の方に、「コストが高い船舶輸送の諸元を用いて」とありますが、これはコストが低い船舶輸送の諸元を用いての間違いでよいですね。</p> <p>できるだけ安価になるよう進めていただかないと困ります。国は国民から金をとって、企業に奉仕したいのか。</p>	<p>ここでは、「船舶輸送の中でもコストが高いものの諸元を用いる」という趣旨ではなく、「船舶輸送とパイプライン輸送の 2 パターンのうち、パイプライン輸送に比して相対的にコストが高い船舶輸送の方の諸元を用いる」という趣旨で記載しております。</p> <p>中間とりまとめその点を明確化する修正を行いました。</p>
	揚水（新設）の上限価格について	
4 6	<p>< 意見 ></p> <p>【該当箇所】 43 ページ (参考図 48) 上限価格一覧 (参考図 49) 調整係数が考慮される電源種のエリア毎の上限価格</p> <p>【意見内容】 参考図 49 の注記において、「※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 100% (2034 年度) であるため、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」と記載されているが、揚水（新設）についても、揚水（リプレース）と同じく、「エリア毎の運転継続時間 6 時間の調整係数を適用」とした上で、参考図 48 の揚水（新設）の上限価格を再算定すべきではないか。</p> <p>・理由 揚水（リプレース）の調整係数は、エリア毎の運転継続時間 6 時間を適用しているが、これは運転継続時間 6 時間以上の案件に限定して募集しているためと思量。他方、揚水（新設）については、25 年以上前の新設案件を含むごく一部のモデルプラントの数値を根拠に、「調整係数を考慮しない」とされており不適切。揚水（新設）についても、運転継続時間 6 時間以上の案件に限定した募集であることを踏まえると、揚水（リプレース）と同様に、エリア毎の運転継続時間 6 時間の調整係数を適用すべきであるため。</p> <p>なお、仮に現行のモデルプラントを諸元として、調整係数を設定するとしても、第 73 回制度設計専門部会において、運転継続時間 9 時間の調整係数は、2032 年度で 98.1%～99.8%とされており、エリア毎の差異が小さいとは言え、差異を無視して一律 100%とするべきではなく、エリア毎に厳密に設定すべき。</p>	<p>揚水（新設）の上限価格は、モデルプラントの平均運転継続時間は 9.3 時間であることから、運転継続時間が 6 時間の案件よりも大きい固定費となっていることが想定されます。そうした中で、運転継続時間 6 時間の調整係数を元に上限価格を設定すると、過大な上限価格となるおそれがあることから適切ではないものと考えております。</p> <p>また、「仮に現行のモデルプラントを諸元として、調整係数を設定するとしても、第 73 回制度設計専門部会において、運転継続時間 9 時間の調整係数は、2032 年度で 98.1%～99.8%とされており、エリア毎の差異が小さいとは言え、差異を無視して一律 100%とするべきではなく、エリア毎に厳密に設定すべき」との御意見についても、上限価格は平均コストの 1.5 倍で算出していることから、調整係数をエリア毎に 98.1%～99.8%で細かく計算する意義は小さく、制度運用の簡便性の観点から調整係数を 100%として上限価格を設定することとさせていただきたいと考えております。</p>
	上限価格の算定について	
4 7	<p>< 意見 ></p> <p>【該当箇所】 44 ページ (参考図 50) 上限価格の諸元 最下部の※（上から 7 つ目）</p> <p>【意見内容】 参考図 50 の注記において、「※資本コストは、税引前 WACC の値。また 0 年目に建設費をすべて支出し、1～20 年目に運転維持費が発生する前提で計算」と記載されているが、実際の資本コストの算定方法に則り、想定支出時期に応じた算定とすべきではないか。</p> <p>・理由 実際の応札価格における資本コストは、建設費等の支出時期に応じた割引現在価値を基に算定することとされており、上限価格の算定時のみ制度適用期間 0 年目に建設費の全額を支出したと見做すことは不適切であるため。</p> <p>※出典：長期脱炭素電源オークションーよくあるご質問ー事業報酬算定イメージ図参照 https://www.egc.meti.go.jp/info/business/decarbonization/pdf/santeiimageR.pdf</p>	<p>応札価格の算定の際には、資本コストの算出にあたっては、事業者が想定する建設費等の将来の支出時期を前提に算出いただきますが、上限価格の算定にあたっては、将来の支出時期の設定が難しいことから、発電コスト検証の考え方を参考に、0 年目に建設費を全て支出する前提で上限価格の算定を行っております。頂いた御意見は今後の制度検討の参考とさせていただきます。</p>
	年間混焼率リクワイアメントについて	
4 8	<p>< 意見 ></p> <p>【該当箇所】 リクワイアメント・ペナルティ等（P45～）</p> <p>【意見内容】 (1) 年間混焼率リクワイアメント 水素アンモニア混焼の火力発電で設備利用率が 40% 以上を上回った場合にペナルティを緩める措置は気候変動対策に逆行するため反対である。そもそも水素やアンモニア混焼を本制度の対象にすること自体反対であるが、本とりまとめの案では、「需給の状況によって実際の設備利用率が 40% 以上に高くなった場合には、水素・アンモニアによって発電できず、LNG・石炭で焼き増しを行わざるを得ないことも想定される」として、このようなケースで「年間最低混焼率リクワイアメントを満たせない場合にペナルティを課すことは酷」として年間最低混焼率リクワイアメントの内容を緩和する案を示している。この想定は、状況的に化石燃料を焼き増して CO2 排出量が非常に多くなることを意味しており、「脱炭素」ひいては「気候変動対策」に逆行している。本来の目的から考えても本末転倒である。</p>	<p>応札価格に算入できる水素・アンモニアの可変費を設備利用率 40% 分までに限定した場合、発電事業者が調達できる水素・アンモニアの量は、年間設備利用率 40% 分までに限られることが想定されます。こうした中で、需給の状況によって実際の設備利用率が 40% 以上に高くなった場合には、水素・アンモニアによって発電できず、LNG・石炭で焼き増しを行わざるを得ないことも想定されます。</p> <p>このような場合にも、年間の水素アンモニアによる混焼率が 7 割を満たすことを求めることは、事実上実現不可能なことを事業者に求めることと同義であることから、適切ではないと考えられます。</p> <p>このため、年間設備利用率が 40% を上回った場合には、その分、年間最低混焼率リクワイアメントの内容も緩和することが適切であると考えております。</p> <p>また、火力発電所は引き続き電力需要を満たす供給力として重要な役割を担っており、需給の状況によって焼き増しを行うことに対して制度的配慮措置を設けることについては一定の合理性があると考えています。</p>
4	< 意見 >	以下のように、石炭発電設備や LNG 発電設備において、アンモニア・水素を石炭・LNG と混焼させる場

9	<p>【該当箇所】 P45</p> <p>【意見内容】 年間混焼率リクワイアメントのペナルティをより厳しく、また、水素・アンモニアそれぞれの混焼・専焼の別に 8 割～9 割として設定いただきたい。</p> <p>・理由 支援額の大半を占める燃料代の可変費部分を支援するため、事業者が混焼リクワイアメントに反して化石燃料のみで運転して、原案最大の 2 割のペナルティを課されたとしても儲けが出てしまう。</p>	<p>合、起動停止中や出力変更時は、アンモニア・水素を混焼させることが困難であること等を踏まえ、年間混焼率リクワイアメントは 7 割以上を定めることとしています。</p> <p>https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/071_05_00.pdf#page=59</p> <p>また、化石燃料のみで運転して、水素アンモニアによる発電を行わない場合は、他市場収益の還付を通じて水素アンモニアの可変費部分の支援額の大半は還付に回ることとなり、更に、年間混焼率リクワイアメントの違反によるペナルティが最大 2 割かかることとなるため、儲けが出ることは無いものと考えております。</p>
50	<p><意見></p> <p>【該当箇所】 P.45</p> <p>【意見内容】 (確認) 需給の状況により設備利用率が 40%を上回り LNG・石炭で焼き増し(または、CO2 回収なしで焼き増し)を行った場合に、還付計算の対象となる他市場収益の範囲を確認したい。焼き増し分の kWh によって得られた他市場収益についても還付計算の対象となるのか、脱炭素の発電ではないことから対象外となるのか。</p>	<p>還付計算の対象となります。</p> <p>他市場収益を算定する際の「他市場収入」と「可変費」の対象範囲は、基本的には、電源全体※(既設火力の改修案件の場合は、新たに生じる脱炭素 kW) から生じる他市場収入・可変費が対象となります。</p> <p>※契約容量以上の設備容量が存在する場合でも、設備全体の建設費を応札価格に算入することが可能であるため、他市場収入・可変費の範囲も電源全体となります。</p> <p>詳細は以下の頁を参考にしてください。</p> <p>https://www.egc.meti.go.jp/info/business/decarbonization/pdf/tashizyokahenhiani.pdf</p>
51	<p><意見></p> <p>【該当箇所】 P45</p> <p>⑥リクワイアメント・ペナルティ等、(a)年間混焼率リクワイアメント</p> <p>【意見内容】 一度落札した水素・アンモニア混焼電源について、混焼率を向上させるために追加で応札することも考えられる。</p> <p>追加で応札し落札した場合、それぞれの落札案件における年間混焼率の算定方法をご教示いただきたい。</p> <p>・理由 年間混焼率は、落札電源の年間発電電力量に対し、既存燃料である LNG/石炭と水素/アンモニアの発熱量の比率で按分して算定するものと理解しているが、1 つの電源で複数回落札した場合の年間混焼率の算定方法が明らかでないため。</p>	<p>複数回落札した案件の混焼率は、水素/アンモニア全体の発熱量を各落札案件の契約容量の比で按分し算定することとなります。</p>
リクワイアメント・ペナルティ等について		
52	<p><意見></p> <p>【該当箇所】 P45 ⑥リクワイアメント・ペナルティ等</p> <p>【意見内容】 導入リードタイムの長い電源では、その間に種々の事情変更が発生する蓋然性が高まることから、供給力提供開始期限の 5 年前までの申告を条件に、同期限の合理的な範囲での延長を認めていただきたい。</p> <p>・理由</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 導入リードタイムの長い電源の原子力では入札段階で決定した運転開始時期には不確実性がある。このため建設準備ならびに建設工事を計画的かつ安全に進めるため、帰責性にかかわらず当初の運転開始の 5 年前までに事業者が申請することにより、運転開始期限を超えて運転開始しても、ペナルティの対象とせず、見直しができることが必要である。 ● 一方、原子力発電の新規建設には、サプライチェーンの維持・強化ならびにそれを支える人材確保と育成が必須である。厳しいペナルティの回避を理由に事業の意思決定が遅れた場合、サプライチェーンや人材などにネガティブな影響が産業大に及ぶ恐れがあるため、配慮をお願いしたい。 	<p>帰責性にかかわらず延長を認めることは、供給力提供開始期限を設定している趣旨を没却することとなるため、難しいものと考えられますが、頂いた御意見は今後の制度検討の参考とさせていただきます。</p>
53	<p><意見></p> <p>【該当箇所】 P45 ⑥リクワイアメント・ペナルティ等</p> <p>【意見内容】 事業者が帰責性のない事象に伴う供給力提供開始の遅延発生(供給力提供開始期限の超過)の場合は、容量契約確保金額を容量収入として得られる期間を短縮しないでいただきたい。</p> <p>・理由 容量確保契約金額を容量収入として得られる期間を短縮するペナルティは、建設コストの大きい原子力では高額な減収が生じ、事業に深刻な影響を生じる懸念があるため、事業者が帰責性のない事象に伴う遅延の場合には、容量収入が得られる期間を短縮するペナルティを削除する制度的対応を検討していただきたい。</p>	<p>長期脱炭素電源オークション容量確保契約約款の当該リクワイアメントの条項における異議申し立て、もしくは第 29 条第 1 項の不可抗力として認められた場合には、経済的ペナルティを適用しない場合があります。</p>
	<p><意見></p> <p>【該当箇所】 P45 ⑥リクワイアメント・ペナルティ等</p> <p>【意見内容】 事業者が帰責性なく発生する長期停止にはペナルティを課さないでいただきたい。</p> <p>・理由 固定費の割合が大きく契約容量の大きい原子力では、長期停止にともなうペナルティによる収入減少が高額にのぼるため、その負担が経営に与える影響は大きい。</p>	

<ul style="list-style-type: none"> ● また、事業者に帰責性がなく発生する長期停止の上限(180日相当)の設定については合理的でない。大幅な収入減少が生じないような、ペナルティ基準の設計ならびに制度的な措置を検討いただきたい。 ● 具体的には、事業者に帰責性がなく発生した長期停止期間は停止の上限である180日相当にはカウントしないでいただきたい。 ● また、ペナルティの支払い時期の猶予を設けるなど、急激な経営への影響を緩和する制度措置をお願いしたい。 	
<p><意見> 【該当箇所】 P45 ⑥リクワイアメント・ペナルティ等 【意見内容】 自主的安全性向上の対策の実施により供給力提供開始の遅延（供給力提供開始期限の超過）が発生する場合、容量契約確保金額を容量収入として得られる期間を短縮しないでいただきたい。</p> <p>・理由</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 原子力利用は、安全性の確保が大前提であり、事業者は、規制基準に適合することにとどまらず、常に安全性の高みを目指した取り組みを継続していくことが求められている。 ● 現行制度では、自主的な安全性向上対策に関する供給力提供開始の遅延が発生する場合、ペナルティとして、容量契約確保金額を容量収入として得られる期間が短縮される。 ● 自主的安全性向上に伴う遅延をペナルティ適用から除外し、事業者やサプライチェーンからの自主的安全性向上に対する新たな提案や取り組みの実施が積極的に起こるような制度にしていきたい。 	
<p><意見> 【該当箇所】 P45 ⑥リクワイアメント・ペナルティ等 【意見内容】 自主的安全性向上の対策の実施による長期停止には、供給力の維持ペナルティを課さないでいただきたい。</p> <p>・理由</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 原子力利用は、安全性の確保が大前提であり、事業者は、規制基準に適合することにとどまらず、常に安全性の高みを目指した取り組みを継続していくことが求められている。 ● 自主的な安全性向上対策にかかる供給力提供開始の遅延発生が発生する場合、供給力の維持ペナルティを課さないでいただきたい。具体的には、長期停止期間は停止の上限180日相当にはカウントしないでいただきたい。 ● 自主的安全性向上に伴う停止をペナルティ適用から除外し、事業者やサプライチェーンからの自主的安全性向上に対する新たな提案や取り組みの実施が積極的に起こるような制度にしていきたい。 	
<p><意見> 【該当箇所】 P.45, 48 【意見内容】 CCS付火力に関して、発電事業者の責に帰さない事由でCO₂の回収・引き渡しができない場合のペナルティの免除は設定されていないが、クロスチェーンリスクは長期脱炭素電源オークションを活用する排出事業者も同様であることを踏まえると、CCS支援制度と同等のリスク低減策（ペナルティ免除等）を検討する必要があるのではないか。</p> <p>・理由</p> <p>5 「カーボンマネジメント小委員会 中間整理 CCS事業（パイプライン案件）の支援措置の在り方について（2025年7月1日）」P.21において、事業者の責めに帰さない事由による輸送貯留停止により分離回収のプロセスに波及し、クロスチェーンリスクとして発現した場合に限り、当該波及を受けて停止した事業者に対しては、支援総額が変わらないと見込まれる場合において、個別に協議の上、支援期間の延長を認めることや、一時途絶又は停止期間中に事業の継続に必要なキャッシュフローが確保できない事業者については、支援の延長期間中のCAPEX相当分に限って一時途絶又は停止期間中に先払いすることとなっている。</p> <p>4 これは、長期脱炭素電源オークションを活用しない排出事業者（電気事業者以外）が対象だが、同様のリスク低減策が必要であるため。</p>	<p>水素・アンモニアの燃料が供給事業者のトラブル等により落札事業者（発電事業者）が調達できない場合は、年間混焼率リクワイアメントのペナルティは課せられ、そのペナルティを落札事業者と供給事業者との間でどのように負担するかは民間事業者間の契約に委ねられています。</p> <p>CCSも基本的に同様の整理となるため、輸送貯留事業者のトラブル等により輸送貯留停止となった場合に、年間CO₂貯留率リクワイアメントを満たせない場合は、ペナルティが課せられることとなると考えております。</p>
<p><意見> 【該当箇所】 P.45, 48 【意見内容】 （確認）「容量市場 長期脱炭素電源オークション募集要綱（応札年度：2024年度）及び長期脱炭素電源オークション 容量確保契約約款に関する意見募集（意見募集期間：2024年7月17日～2024年7月30日）」の約款に対する意見募集結果のNo.13において、「脱炭素燃料（水素、アンモニア等）が調達できない場合、LNG・石炭で代替することで供給力を提供したとしても、「供給力の維持」のペナルティ対象とはなりません。」とあるが、CCS付火力においてもCO₂回収なしで供給力を提供した場合も同様にペナルティ対象とはならないことで良いか。</p>	<p>CCS付火力において、CO₂回収なしで供給力を提供した場合も「供給力の維持」のペナルティ対象とはなりません。なお、年間CO₂貯蔵率の達成として別のリクワイアメントが課されておりますので、ご認識ください。</p>
<p>蓄電池について</p>	

5 6	<p><意見> 【該当箇所】 p.47 【意見内容】 ①セル製造国の定義および製造国の証明方法についてご教示いただきたい</p> <p>②「セル製造国の1国当たりの募集上限（kWベースで30%未満）を設ける」、となっていますが、何に対して30%なのかご教示いただきたい（募集枠に対する割合でしょうか、それともリチウムイオン蓄電池落札案件に対する割合でしょうか）</p> <p>③「リチウムイオン蓄電池落札案件」に対する割合について、文末脚注に「4130%を跨ぐ案件は不落札とする」と記載されていますが、例えば中国製セルのプロジェクトと韓国製セルのプロジェクトのみの応募で、中国製と韓国製それぞれで30%以上の場合、それぞれ30%未満の分は落札され、30%以上の分は不落札となる理解でよろしいでしょうか。</p> <p>④リチウムイオン電池以外の蓄電池につきましては、セル製造国1か国当たりの上限はない、という理解でよろしいでしょうか。</p> <p>⑤BMS、PCS、EMS等につきましてもJC-STAR制度の★1の取得を要件としていますが、BMSは蓄電池メーカーが独自のセキュリティ基準を設けているケースがあります。このようなケースでは、メーカー基準がJC-STAR★1の機能を有していれば、本要件を充足したものとみなせるのでしょうか。</p> <p>⑥JC-STAR制度の★1要件の取得時期（タイミング）は、事業実施時点までに取得すればよいのでしょうか、それとも入札参加時点までに取得する必要があるのでしょうか。</p>	<p>①採用する予定の蓄電池に搭載されるセルの製造国・地域を、募集要綱様式4の蓄電池に係る事業計画に記載していただく予定です。また、セルを製造する国・地域を記載した蓄電システムの見積書を提出していただく予定です。</p> <p>②蓄電池（リチウムイオン蓄電池に限る。）の全ての落札容量の30%未満とします。</p> <p>③御記載のようなケースでは、全てのリチウムイオン蓄電池の案件が不落札となります。</p> <p>④リチウムイオン電池以外の蓄電池につきましても、セルの供給源の多角化の必要性はあることから、セル製造国・地域の30%制限をかけることといたします。</p> <p>⑤記載いただいているようなメーカー基準がJC-STAR★1の機能を有しているケースでも、JC-STAR制度の★1の取得が必要です。</p> <p>⑥JC-STAR 適合ラベル登録番号を、募集要綱様式4の蓄電池に係る事業計画に記載していただく予定です。電源等情報の登録受付期間までに取得する必要があります。</p>
<p>投資回収の仕組みについて</p>		
5 7	<p><意見> 【該当箇所】 P49 ⑦投資回収の仕組み 【意見内容】 資金調達コスト低減、電気料金の低減の観点から、建設期間中から投資回収できる仕組みを導入していただきたい。 ・理由 ● 建設リードタイムが長く、高額な投資が必要な電源については、建設期間中から投資回収できる仕組みを導入することで、資金調達コストが軽減され、ひいては電気料金の低減につながる。</p>	<p>頂いた御意見は今後の制度検討の参考とさせていただきます。</p>
5 8	<p><意見> 【該当箇所】 49ページ 【意見内容】 さらなる「セーフティネット」の設置は行うべきでない。大型電源のこれ以上の保護政策は、消費者への過度の負担となる。 「本制度では、落札案件の固定費全体に対して常に支援する一方で、他市場収益の大半（約9割）の還付を求めることとしている。」ことに関して、発電事業者から要望があり「事業期間中の費用・収入の変動にセーフティネット的に対応する投資回収の仕組みについて」も、次回（来年度）以降検討することとなっている。 火力発電の「脱炭素化」や原子力発電の新設・リプレースおよび既設改修については、そもそも政府支援がなければ成り立たず、そのために作られたのが長期脱炭素電源オークションである。この制度を通じて、本来事業者が負担すべきコストを広く消費者に負担させる仕組みとなっている。これでもまだ足りず、さらなる支援が必要との事業者の要望だが、このままでは際限なく負担が増えていくこととなる。 コストが大幅に上昇するのであれば、事業自体を見直し、撤回すべきである。</p>	<p>頂いた御意見は今後の制度検討の参考とさせていただきます。</p>
<p>手続き、委員構成等について</p>		
5 9	<p><意見> 1) 長期脱炭素電源オークションは、広く電力消費者に対して費用負担をもとめる制度となっている。今次の改正には、落札後に費用が増加した場合にその9割を消費者負担にする制度が含まれている。にもかかわらず、消費者保護の観点からは何ら制度的な手続きがとられおらず、手続的公正に反している。経済産業大臣は、消費者委員会に対して諮問するべきである。また諮問しないのであれば諮問しない理由を示すべきである。 2) 長期脱炭素電源オークションの規定変更にあたっては、利害関係者である電気事業者がオブザーバーとして正式に参加し、委員と同じく、議事録に残る発言が許されている。他方で、消費者を代表とする委員は含まれておらず、料金規制、手続的公正性という観点から極めて問題である。利害関係者を交えた制度設計が許される理由を明らかにしていただきたい。 3) 今次の長期脱炭素電源オークションの改定の対象は、大型の脱炭素電源（＝原子力電源）のみ、落札後に費用増加した場合に価格の変更が可能で、かつそれに伴う費用の増加分の9割までが消費者負担になっている。原子力電源の安全対策費用、建設費用は極めて高額である。これによって電気料金への影響はどれほどになるのか、示していただきたい。</p>	<p>1) 本制度の運営に必要な原資は、小売電気事業者等から支払われる容量拠出金となっており、小売電気事業者はその容量拠出金をどのように小売料金に転嫁するかは、事業者の経営判断となっています。こうした観点も踏まえ、消費者委員会に対して諮問することとはしていません。</p> <p>2) 1)と同様に、本制度の運営に必要な原資は、小売電気事業者等から支払われる容量拠出金となっており、小売電気事業者にはオブザーバーとして参加いただいています。また、議論結果については、中間とりまとめ案として、パブリックコメントの手続を行っており、広く消費者を含めた国民の皆様からの御意見を集めることとしています。</p> <p>3) 具体的な費用増加の金額規模や他市場収益の還付状況等によって、小売電気事業者等の容量拠出金の負担は変わってくることから、一概に電気料金への影響を示すことは困難です。</p> <p>4) 省令改正を行うことは予定しておりません。長期脱炭素電源オークションガイドライン、広域機関の募集要綱、約款については、改正を行う予定です。</p> <p>5) 本制度は、脱炭素電源の電源種混合の競争制度です。また、第2回入札においても、既設原発の安全対策投資において不落札案件も生じています。</p> <p>6) 5)と同様に、既設原発の安全対策投資において不落札案件も生じています。また、個別電源の落札価格は、個社の経営情報に該当することから、公表しないこととしています。一方で、落札された電源全体の約定総額については公表するなど、個社の経営情報に該当しない範囲での最大限の情報の開示を行っています。</p>

<p>4) 長期脱炭素電源オークションの実施にあたって、省令改正されるのか。また、OCCTO の定款の変更ですませるのか。回答とともに、それが可能となる法的根拠を提示していただきたい。</p> <p>5) 長期脱炭素電源オークションは、電源毎のオークションになっている。原子力電源を持つ事業者は限られており、募集に対して入札が非常にすくなく、事業者にとっては入札すれば必ず落札するという状況になっている。このような状況をみるに、事実上、事業者側でカルテル的行為が行われているのではないか。カルテル的行為が行われていないと確認したのか。以上 2 点を明らかにしていただきたい。</p> <p>6) 原子力電源に関しては、募集に対して入札する事業者が非常に少なくなっており、事実上、入札とはいえず随意契約に近いものになっている。さらに、これほどまでに競争がないにもかかわらず落札価格が公表されていない。原子力電源のような競争にさらされない電源については、特に落札価格を公表するべきである。公表しないのであれば、その理由を明らかにしていただきたい。</p>	
<p>6 0</p> <p>< 意見 > 修正案をすすめる意見を誰がどうしたか、それをわかりやすく明確に記述すべきである。</p> <p>修正案は、非常に専門的な議論がされている。それらを公開することを是とするが、このまま、エネルギーの専門家でない一般の生活者がこの内容をそのまま理解することは非常に困難である。パブコメにかけるのであれば、この修正案を公開したうえで、一般に理解しやすい形の補足的なまとめや、理解しやすい解説を同時に添付し、修正案を解説しつつ、パブコメにかけるべきである。</p>	<p>・制度検討作業部会については、原則として議事要旨・議事録が公開されています。</p> <p>・頂いた御意見は今後の制度検討の参考とさせていただきます。</p>
<p>6 1</p> <p>< 意見 > 本案の作成者については多くを知らないが、オブザーバーが、原発利用政策に賛成する立場のものや、原発稼働をすすめる電気会社に偏っている。福島事故の当事者、原発立地地域住民、原発利用に警鐘をならす団体代表などを複数いれた形で、原発利用と原発利用費用負担について、再考すべきである。</p> <p>< 意見 > 【該当箇所】 委員名簿（P51）およびオブザーバー名簿（P52） 【意見内容】 本案に全面的に反対するとともに、偏った構成メンバーの見直しを求める。 長期脱炭素電源オークションの第 3 回の案は、これまで以上に原発や火力の維持のために事業者のリスクをほとんど全て丸抱えするようなくみであり、再エネ事業の競争力を削ぎ、再エネや蓄電池の安価で短期導入可能なメリットを引き出すどころか潰すくみで、かつ需要側の負担を著しく増加させるもので、不公正も甚だしい。このような案を決めた委員は、大手電力会社や事業者非常に偏った構成で、かつ火力や原子力事業に関わる当事者たちがオブザーバーとして参加している。まとまった案は、大手電力会社などのオブザーバーが自由に発言して、彼らが全て納得する形でつくられた内容である。一方、需要側である消費者団体や、環境団体の参加は皆無で、発言の機会すらなく、全て決まった後に形式的なパブコメがなされているだけである。 このような歪んだ構成で、国民生活や電力料金に直結するようなくみが決められることは非常に問題である。委員およびオブザーバー参加の構成を見直し、広い意見が取り入れられるようにすべきである。</p> <p>< 意見 > 【該当箇所】 5 ページ 【意見内容】 （1）背景において長期脱炭素電源オークションが需要家に対して脱炭素電力の価値提供や利益保護を目的としていることが記載されていますが、本制度を議論する委員やオブザーバーに需要家の意見を反映する立場の方が見受けられません（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 制度検討作業部会委員等名簿 参照）。本制度やエネルギー政策の意思決定に需要家の声を反映させるため、関連する委員会において需要家企業を委員とするようお願いいたします。 理由：電力を購入する企業、特に再エネ調達を促進している企業にとって本制度の見直しで需要家にどのような影響があるか、追加的なコストが生じるか不明です。日本で事業展開を行っている 228 のグローバル企業が 2050 年までに 100% 再生可能エネルギーを調達することを約束し RE100 キャンペーンに参加しており、このうち 93 社が日本に本社を置いています。RE100 年次開示報告書によると、RE100 加盟企業は国内において 2024 年に 44TWh を消費しました。電力消費者である企業は重要なステークホルダーであるため、再生可能エネルギーを購入している企業への影響度合いを適切に評価し、計画に反映させる必要があると考えます。</p>	<p>制度検討作業部会においては、電力システム改革の目的達成に向けて、各制度の実効性を高めるため、実務的な観点を十分に踏まえるべく、新たに参入した事業者や、これまでに無いビジネスモデルを展開する事業者を含め、幅広い関係者に意見を求めつつ、詳細制度の検討を進めていくこととしています。このため、部会の委員には、こうした議論を進める上で必要となる法律、経済、電気工学、金融などの各分野から学識経験者や専門家の方を中心に委員に参画いただいております。また、新規参入者を含む、関係者、関係機関がオブザーバーとして参加し、意見募集等を広く行っております。政府としては、現在の制度検討作業部会の委員構成については、エネルギー政策を進めていく上で必要となる学識経験者や専門家がバランスよく参画されているものと考えております。</p>
<p>長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）</p>	
<p>6 2</p> <p>参加対象となる電源について</p> <p>< 意見 > 【該当箇所】 制度全体、例えば 「長期脱炭素電源オークション制度（案）」・3（2）参加対象となる電源（p3～6） ・5. カーボンニュートラルとの整合性（p17～19） など 【意見内容】 対象とされるCCS付火力発電は制度の目的である「脱炭素電源の確保」に資する</p>	<p>第 7 次エネルギー基本計画では、再生可能エネルギー、原子力などエネルギー安全保障に寄与し、脱炭素効果の高い電源を最大限活用することが必要不可欠であるとしています。このため、本制度では、CCS を含めた脱炭素電源全体の投資を促進することとしています。</p>

<p>技術とは言いがたいもので、制度も脱炭素対策として機能していません。本制度は制度全体を見直し、電力部門の脱炭素化を自然エネルギーを中心に進める方針を明確化するとともに、火力発電については「段階的削減（フェーズアウト）」の方向性を制度上の前提に位置づけるべきです。</p> <p>・理由 CCS付火力では100%CO2を回収できないため脱炭素にはなりません。 技術が未熟でリスクが高く、コストや支援費用の全容が不透明です ETSは炭素価格をあげることでよりコスト効果的な対策を促す制度ですが、この制度では特別な技術（CCS付火力）に支援を行うもので、そういった制度との整合性がとれません。</p> <p>参考資料：自然エネルギー財団連載コラム「CCS付火力は“脱炭素”を名乗れるかー技術的課題と制度のギャップ」 URL：https://www.renewable-ei.org/activities/column/REupdate/20250723_2.php</p>	
<p><意見> 【該当箇所】 p.4~5 【意見内容】 「CCS 付き 16（LNG 又は石炭による発電端設備容量から発電した電気のエネルギー源としての化石燃料の利用に伴って定格出力時に発生する CO2 の回収率が、20 パーセント以上、かつ、当該電源で最大限 CO2 を回収し、及び貯蔵する前提の回収率となる場合に限る。）にするための改修案件」（p.4~5）は削除すべき</p>	
<p><意見> 【該当箇所】 P4 脱炭素電源の条件 （C）既設の火力電源をアンモニア混焼（ただし、高位発熱量ベースでアンモニアを 20% 以上混焼させる場合に限る。）若しくはアンモニア専焼、又は水素混焼（ただし、高位発熱量ベースで水素を 10% 以上混焼させる場合に限る。） 【意見内容】 ・ 石炭火力のアンモニア混焼は、温室効果ガス削減効果が乏しいため中止すべきである。さらに、国の委員会（発電コスト検証ワーキンググループ）では、専焼時にはガスタービンへの置き換えが想定されているため、アンモニア混焼技術は石炭火力だけのための技術でしかない。 ・ しかも、世界有力企業が加盟する国際イニシアティブ「RE100」が 2025 年 3 月に示した新基準では、2026 年以降石炭混焼発電の電力使用が禁止され、参加する日本企業 93 社もこの電力が使えない。 ・ この、脱炭素の世界基準に合致せず、将来不要となる石炭火力へのアンモニア混焼発電は中止すべきである。 ・理由 ・ 国が示した基準値（0.87kg-CO2eq/kg-NH3）のアンモニアでは、100%専焼となっても石炭の約 38%の GHG 排出が残り、62%減にしかない。 ・ 世界有力企業が加盟する国際イニシアティブ「RE100」が 2025 年 3 月に示した新基準では、2026 年以降石炭混焼発電の電力使用が禁止された。これにより、RE100 に参加する日本企業 93 社も石炭のアンモニア混焼の電力は使えないことになる。 6 3 ・ IPCC 第六次報告書では「排出削減対策済み(abated)となるにはライフサイクルで 90%程度の脱炭素化が基準である」との記載があり、この基準を満たすにはグリーンアンモニア専焼とする必要がある。この基準に沿わない石炭火力は、世界で「対策済」と認められず、アジア全体の脱炭素化にも貢献しない。</p> <p><参考資料> ・ 経済産業省_総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 発電コスト検証ワーキンググループ「発電コスト検証に関するとりまとめ」資料 1（2025 年 2 月 6 日） ・ Co-firing Q&As: RE100's technical criteria update 2025（2025 年 4 月 3 日） ・ IEA：The Role of Low-Carbon Fuels in the Clean Energy Transitions of the Power Sector (2022 Feb.) ・ IPCC による Climate Change 2023 Synthesis Report の Section 4「Near-Term Responses in a Changing Climate」には、「In this context, 'unabated fossil fuels' refers to fossil fuels produced and used without interventions that substantially reduce the amount of GHG emitted throughout the life cycle; for example, capturing 90% or more CO2 from power plants, or 50 to 80% of fugitive methane emissions from energy supply.」との記載がある(p.92)。 内容は、「この文脈において『対策していない』化石燃料とは、ライフサイクルを通じて排出される温室効果ガスの量を大幅に削減するような介入を行わずに生産・使用される化石燃料を指す。大幅削減とは、例えば、発電所から排出される CO2 を 90%以上回収することや、エネルギー供給から排出されるメタンガスの 50~80%を回収することなどである。」</p>	<p>第 7 次エネルギー基本計画では、再生可能エネルギー、原子力などエネルギー安全保障に寄与し、脱炭素効果の高い電源を最大限活用することが必要不可欠であるとしています。 このため、本制度では、アンモニアを含めた脱炭素電源全体の投資を促進することとしています。</p>

<p>6 4</p> <p><意見> 【該当箇所】 3ページ 【意見内容】 長期脱炭素電源オークションが、再生可能エネルギー電源の入札を支援する方向で見直されることを要求します。 ・理由 電力広域的運営推進機関（OCCTO）が発表した2024年度のオークション結果によると、太陽光や風力などの再生可能エネルギー電源の落札容量はゼロでした。2024年度のオークションにおける再生可能エネルギー事業支援の課題は分析される必要があり、今後の入札において再生可能エネルギー事業が効果的に参加できるように、補完的な措置を通じて対処されるべきです。再生可能エネルギーは、日本のエネルギー転換と脱炭素戦略にとって極めて重要です。再生可能エネルギー事業の落札を増やすためには、現在の制度を見直し、再生可能エネルギーへの支援を拡大することが必要であると考えます。</p>	<p>頂いた御意見は今後の制度検討の参考とさせていただきます。</p>
<p>6 5</p> <p><意見> 【該当箇所】 P4 【意見内容】 CCS付きは20%でよいのはなぜか。2050年にCCSで100%というのは、経済合理性を含め、現実的な未来の案が全くないように感じている。バイオマスと石炭の混焼+CCS等を想定されたのCCS推進なのか。</p>	<p>CCSの最低CO2回収率については、第22次中間取りまとめにも記載の通り、「技術的制約のある水素・アンモニアの最低混焼率（水素10%、アンモニア20%）と同程度のCO2回収率を求める観点から、20%以上、かつ、当該電源で最大限CO2を回収・貯留する前提（エネ庁が応札前に確認）である定格出力時における回収率を求める」としています。 2050年までに脱炭素化する手段としては、CCSのみで脱炭素化するのみならず、御指摘のようにバイオマスなどの他の脱炭素技術を併用することも考えられます。</p>
<p>6 6</p> <p><意見> 【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン （2）参加対象となる電源 P3～6 【意見内容】 変動性再生可能エネルギーの大量導入における電力系統の安定化のためには慣性力の確保が必要であり、慣性力を有する電源を区別して、慣性力の導入を促進するよう制度に反映いただきたい。 ・理由 現状の市場設計において、電源の持つ慣性力の有無は区別ないため、慣性力の機能を持たない安価な電源が約定に優位な状況にある。慣性力を有する電源を区別して導入を促進することで、電力系統に必要な慣性力を確保し、電力系統安定に寄与できるものとするため。</p>	<p>頂いた御意見は今後の制度検討の参考とさせていただきます。</p>
<p>6 7</p> <p><意見> 【該当箇所】 該当箇所（どの部分についての意見か、該当箇所が分かるように明記してください。） 長期脱炭素電源オークションガイドライン （2）参加対象となる電源 P5. d) 蓄電池 【意見内容】 蓄電池（あるいは類似の蓄電設備）において、同期発電機等の手段を具備し同期化力・慣性力を有するものについて、何らかのインセンティブないし優遇を設けていただきたい。 ・理由 蓄電池において、同期化力・慣性力の機能を有するものについては、既存同期発電機の代替として、変動再生可能エネルギー増加時の電力系統安定に寄与できるものとするため。</p>	<p>頂いた御意見は今後の制度検討の参考とさせていただきます。</p>
<p>6 8</p> <p><意見> 【該当箇所】 5ページ 表内（D） 【意見内容】 以下記載のとおり修正すべきではないか。 「～（揚水式の水力電源、蓄電池又は長期エネルギー貯蔵システムについては、送電端設備容量で1日1回以上連続6時間以上の運転継続が可能なものに限る。）の安定的な供給力を提供するもの」との記載について、ここで求めているのは機能・スペックであって、毎日6時間以上の運転を求めるものではないという理解で良いか。 ・理由 別途パブリックコメント実施中の募集要綱案11ページ ※2 に、揚水、蓄電池又はLDESの参加要件は、「運転継続時間（期待容量等算定諸元一覧における連続発電可能時間の年平均値）が6時間以上のもの」と記載されているとおり、毎日6時間以上の運転を求めるものではないことを確認するため。</p>	<p>御理解のとおりです。</p>
<p>6 9</p> <p><意見> 【該当箇所】 5ページ 【意見内容】 補足21の記載の3行目の「揚水式の」の記載を削除すべきではないか。 （原文）～のみ、揚水式の新設案件に該当。 （修正案）～のみ、揚水式の新設案件に該当。 ・理由 補足21は、揚水式へ改修する案件と貯水式へ改修する案件について記載している</p>	<p>御指摘のとおりであり、該当箇所の「揚水式の」を削除しました。</p>

	ものであるため、文末の「揚水式の」の記載は不要と考えられるため。	
	事後的な費用増加の監視について	
7 0	<p>< 意見 > 【該当箇所】 P8 4. 監視 (1) 監視の必要性 ②事後的な費用増加の監視 長期かつ大規模となる大型電源の新設・リプレース投資については、法令対応等の他律的に発生する費用増加のリスクが大きいものと考えられることから、事業者からの申請に基づき、当該リスクに対応するための仕組みを設ける。</p> <p>この申請内容が適正なものとなっているかを確認するため、監視等委においては、(5)の内容を監視することが期待される。</p> <p>【意見内容】 上限価格の引き上げは、新規電源への投資促進に必要であると理解する一方、国民負担の増大に直結する懸念があります。 この負担を抑制するため、今回ガイドラインに明記された「事後的な費用増加の監視」の実効性ある運用に期待します。</p> <p>・理由 資源エネルギー庁と電力・ガス取引監視等委員会の連携のもと、落札事業者の実際のコストが計画から乖離していないか事後検証いただき、不明瞭な差分や過大利益が確認された場合は、還付を促すようお願いします。</p>	頂いた御意見は今後の制度検討の参考とさせていただきます。
	応札価格に織り込むことが認められるコストのうち「資本費」について	
7 1	<p>< 意見 > 【該当箇所】 対象文書 : 長期脱炭素電源オークションガイドライン 該当ページ: P9 該当箇所 : (2) 応札価格に織り込むことが認められるコスト 該当文章 : 応札価格に織り込むことが認められるコストは、以下の①資本費、②運転維持費、③資本コストとする。</p> <p>【意見内容】 (確認) 資本コスト算定の基礎となる資本費の応札価格への織り込み方について確認したい。 0年度(入札年度)以前に支出した資本費を応札価格へ織り込む際の方法として、「第77回制度検討作業部会(2023年4月5日)資料3-1」43頁では、「0年度以前に支出した資本費は1年目の支出に含める。」こととされているが、0年度以前に既支出の項目に対する割引が生じないように、0年目の支出として織り込むことが正しいのではないか。</p> <p>・理由 内容の明確化のための確認。</p>	御指摘のとおり、0年度(入札年度)以前に支出した資本費は、0年目の支出として、資本コストを計算してください。
7 2	<p>< 意見 > 【該当箇所】 10 ページ 【意見内容】 ガイドライン脚注43の「使用を継続する設備」とは、応札案件以外の電源等で使用していた設備の一部もしくは全部を、応札案件に「使い回す」ケースが該当するという理解でよいか。 たとえば揚水発電所を建設するにあたり、当初から複数号機の発電電動機を設置することを前提とし、ダム、導水路、水圧鉄管といった共用設備を建設しておき、そのうちの一部の号機を先に運転開始させ、後年度に残りの号機の発電電動機を設置しようとするケースも考えられる。 こうした場合、残りの号機を長期脱炭素電源オークションに揚水発電所の新設案件として応札することも想定されるが、この新設案件にとっては、共用設備であるダム、導水路、水圧鉄管は、当該新設案件のために建設しておいた設備であることから、上記「使い回す」設備ではないと解釈され、よって「使用を継続する設備」には当たらないという理解でよいか。 この理解が正しいとすれば、ガイドライン脚注36の「当該応札案件の負担部分」には、共用設備の「取得原価」の当該応札案件の負担部分(kW比等で按分)も含まれるという理解でよいか(ただし、ガイドライン脚注43の「使用を継続する設備」に該当する場合は除く)。</p>	全て御理解のとおりです。
	応札価格に織り込むことが認められるコストのうち「発電側課金」について	
7 3	<p>< 意見 > 【該当箇所】 P11 【意見内容】 発電側課金について、発電所の立地エリアにより単価の設定が異なると理解しております。ガイドラインでは従前から目安単価 900 円/kW/年と示されており、第2回オークションではこれが上限額とされておりましたが、立地エリアによってはそれ以上の負担(900円超)が発生するケースもあることから、今後の状況変化等も踏まえ、必要に応じて検討をお願いします。</p>	御意見を踏まえ、発電側課金については、立地エリアにおいて想定される見積金額を応札価格に算入できることとし、長期脱炭素電源オークションガイドラインも修正します。

	<p>応札価格に織り込むことが認められるコストのうち「可変費」について</p>	
7 4	<p><意見> 【該当箇所】 p.12 【意見内容】 「可変費・水素（LNGと混焼する場合に限る。）の燃料費は、当該電源の年間設備利用率40パーセント分の水素の燃料費とLNGの燃料費（入札年度の前年の年間平均LNG財務省貿易統計価格を元に算定した金額）の差額・水素（石炭と混焼する場合に限る。）の燃料費は、当該電源の年間設備利用率40パーセント分の水素の燃料費と石炭の燃料費（入札年度の前年の年間平均石炭財務省貿易統計価格を元に算定した金額）の差額・アンモニア（混焼の場合に限る。）の燃料費は、当該電源の年間設備利用率40パーセント分のアンモニアの燃料費と石炭の燃料費（入札年度の前年の年間平均石炭財務省貿易統計価格を元に算定した金額）の差額・アンモニア（専焼の場合に限る。）の燃料費は、当該電源の年間設備利用率40パーセント分のアンモニアの燃料費とLNGの燃料費（入札年度の前年の年間平均LNG財務省貿易統計価格を元に算定した金額）の差額・CCSの可変費は、当該電源の年間設備利用率40パーセント分のCCSに係る可変費50（発電のためのLNGや石炭の燃料費は含まない。」（p.12）は削除すべき。</p>	<p>水素・アンモニア・CCSは、未だ黎明期のエネルギーであり、費用回収を認める費用の範囲について特段の配慮を行わなければ導入が困難な面があることから、投資を促進するため、燃料費等の可変費も、固定的な負担部分に限定せず、応札価格に算入可能とすることが適切と考えております。</p>
7 5	<p><意見> 【該当箇所】 P.12 【意見内容】 （確認）下部注釈50「化石燃料の使用に伴う炭素税」の定義を明記いただきたい。石炭税、炭素賦課金、排出権取引（GX-ETS）のコスト等は、炭素税に含まれるのか。</p>	<p>排出権取引（GX-ETS）の費用のみを指すことから、そのように修正しました。</p>
7 6	<p><意見> 【該当箇所】 P.12 【意見内容】 （確認）下部注釈の「LNG以外の燃料費のうち、応札対象電源に係る固定費と認められる合理的な説明があった部分を含む。」が削除されたが、燃料費は燃料サプライヤーとの契約において、Take or Pay条項（CCSでは輸送貯留事業者とのT&S契約において、基本料金やSend or Pay条項）のように固定費負担に相当する条件が設定される可能性がある。第3回入札において、脱炭素燃料費（またはCCSにおける輸送貯留費）の固定費相当部分も算入可能であるか、可能な場合はどの費目にて計上すべきかを確認したい。</p>	<p>水素・アンモニアの燃料費やCCSにおける輸送貯留費のうち、基本料金やTake or PayやSend or Payのように固定的に負担する費用についても、水素・アンモニアの燃料費やCCSに係る可変費として応札価格に算入することが可能です。この点を明確化するために、脚注の記載を以下のとおり修正します。 「CO2分離回収に要する燃料費等や輸送・貯留に係る費用（send or payのように固定的に負担する費用を含む）をいう。」</p>
7 7	<p><意見> 【該当箇所】 P12 【意見内容】 可変費を運転維持費にいられる点について、今の高い高い水素をいれて、このコストをFIXするということが。この費用は税金で負担するのか。なぜそこまでして水素を普及させる必要があるのか。少なくとも水素の市場価格がさがったら返金させる、つまり落札単価を下げて、支払われる費用を減らすべき。</p>	<p>本制度の運営に必要な原資は、小売電気事業者等から支払われる容量拠出金となっています。燃料費について、将来的に水素・アンモニアの調達価格が下がり、本制度の落札電源が使用する燃料費が下がれば、他市場収益が大きくなり、還付額が大きくなるため、小売電気事業者や需要家の負担は小さくなります。</p>
7 8	<p><意見> 長期脱炭素電源オークションガイドライン案（以下「GL案」）の12頁において、応札価格に算入することができる「可変費」に関し、水素の混焼、アンモニアの混焼及びアンモニアの専焼の場合に言及があるにもかかわらず、水素の専焼に言及がありません。第二十二次中間とりまとめ案からは、水素専焼についても同様の考え方に基づく制度設計の方針であるようにも理解したのですが、GL案12頁において上記のとおり水素専焼のみを記載していないのは、何か意図・背景・理由などがありますでしょうか。年間設備利用率40%分の水素の燃料費とLNGの燃料費の差額が算入可能ということとなるのか、それとも別の規律が適用されるのかの点を含めて、ご教示賜れますと幸いです。</p>	<p>御指摘のとおりであり、水素専焼の場合を追記しました。また、年間設備利用率40%分の水素の燃料費とLNGの燃料費の差額が応札価格に算入可能となります。</p>
7 9	<p><意見> 【該当箇所】 P12 【意見内容】 水素混焼については、国内の発電所内で水素を製造したうえで混焼を行う方式も考えられます。その場合、海外で製造された水素の取扱と整合させる観点から、ガイドライン12頁上部の表の左欄の可変費に脚注を付して、以下の内容を注記していただけないでしょうか。 「国内で化石燃料から水素を製造する場合は、当該電源の年間設備利用率40%分の水素の製造のために発生する可変費（電気代等。ブルー水素を国内製造する場合のCCSの可変費及び原料となる化石燃料代は除く。）とする。」</p>	<p>御指摘の点を踏まえ、脚注を付す形ではなく、可変費の説明欄に以下を追記します。 「応札事業者が国内で水素・アンモニアを製造する場合は、当該電源の年間設備利用率40%分の水素・アンモニアの製造のために発生する可変費（電気代等。ブルー水素・アンモニアを国内製造する場合のCCSの可変費を含む。）と、化石燃料（混焼の場合は、混焼する化石燃料。専焼の場合はLNG。）の燃料費（入札年度の前年の年間平均LNG又は石炭財務省貿易統計価格を元に算定した金額）の差額」</p>
8 0	<p><意見> 【該当箇所】 P.12 【意見内容】 （確認）「年間設備利用率40%分の水素（アンモニア）の燃料費」について、利用率40%分の水素（アンモニア）使用量は運用条件（熱効率・運転パターン</p>	<p>「年間設備利用率40%分の水素（アンモニア）の燃料費」については、運用条件を踏まえて事業者が合理的に算定することを想定しております。 応札価格の監視にあたっては、熱効率に関する証憑をご提出いただき、運転パターン等その他の情報に基づき合理的な数値であることを、電力・ガス取引監視等委員会にご説明いただくこととなります。</p>

	等)により変わり得ることから、共通の算定方法が別途示されるのか、運用条件を踏まえて事業者が合理的に算定することで良いのかを確認したい。	
8 1	<p><意見> 【該当箇所】 P.12 【意見内容】 (意見)「CCSに係る可変費」のうち、下部注釈50「CO2分離回収に要する燃料費や輸送・貯留に係る費用」について、電気代なども含まれるとして、「CO2分離回収に要する燃料費等や輸送・貯留に係る費用」などと表記すべきではないか。 ・理由 制度検討作業部会第二十二次中間とりまとめ(案)P.25(参考図21)自動補正のフォーミュラにて、CCSの可変費として電気代やアミン溶液等のその他費用等が明記されているため、整合を図る必要があると考えるもの。</p>	御指摘のとおりであり、「CO2分離回収に要する燃料費等や輸送・貯留に係る費用」に修正いたします。
8 2	<p><意見> 【該当箇所】 P.12 【意見内容】 (確認)「CCSに係る可変費」のうち、下部注釈50「CO2分離回収に要する燃料費」について、算定方法が別途示されるのか、共通の算定方法はなく、CO2回収量・必要蒸気量・動力等を踏まえ事業者が合理的に算定することで良いのかを確認したい。</p>	「CCSに係る可変費」について、特定の算定方法を提示する予定はありません。そのため、事業者が合理的に算定してください。その際、電力・ガス取引監視等委員会による応札価格の監視にあたっては、応札価格に織り込んだCCSの可変費について合理性を説明いただく必要があります。
8 3	<p><意見> 【該当箇所】 P.12 【意見内容】 (確認)「CCSに係る可変費」について、他市場収益の還付計算におけるCO2分離回収のための蒸気を発生させるための化石燃料の使用量の算定方法が別途示されるのか、共通の算定方法はなく、CO2回収量・必要蒸気量を踏まえ事業者が合理的に算定することで良いのかを確認したい。また、他市場収益の監視において、証憑はどのようなものを想定しているか。</p>	御指摘の算定方法について、別途お示しする予定はありません。そのため、事業者が合理的に算定してください。その際、電力・ガス取引監視等委員会による他市場収益(可変費)の監視にあたっては、他市場収益計算に含めた「CCSに係る可変費」の金額の合理性を説明いただく必要があります。また、他市場収益の監視においての証憑としては、「CCSに係る可変費」の計算根拠となる数値の裏付け資料をご提出いただく必要がございますが、具体的には算定方法等により変化することから、個別に判断する必要があります。
8 4	<p><意見> 【該当箇所】 P.12, 13 【意見内容】 (確認)「輸送・貯留に係る費用(CO2輸送・貯留料金)」については、パートナーとなる輸送貯留事業者がCCS支援制度におけるオークション(以下、CCS-AX)で落札するまで未確定であるため、特に長期脱炭素電源オークション(以下、長期AX)とCCS-AXの応札時期が異なる場合などは、長期AXの応札価格に織り込む価格とCCS-AXにおける「輸送・貯留料金」に差が生じる可能性があると思料。 CCS-AXに先行して長期AXに応札する電源について、「輸送・貯留に係る費用」の証憑はどのようなものを想定しているか確認したい。 また、応札価格に算入したCO2の「輸送・貯留に係る費用」と、長期AX落札後にCCS-AXで決定した「輸送・貯留料金」に差が生じた場合、長期AXとCCS-AXの「輸送・貯留料金」を一致させるため、落札価格を事後的に補正する必要があるか、補正は求められない(応札価格は不変)のか確認したい。</p>	<ul style="list-style-type: none"> 例えば、輸送・貯留事業者との契約書や覚書、見積書等を想定しております。 長期脱炭素電源オークション落札後における落札価格の事後補正は認めておりません。
8 5	<p><意見> 【該当箇所】 P.12 【意見内容】 (意見)長期脱炭素電源オークション落札後に、輸送貯留事業者との輸送貯留に係る実契約を締結する際、例えばCCS支援制度におけるオークションでの輸送貯留料金よりも大幅に高額な料金による契約を求められ、事業性の悪化が見込まれる場合には市場退出ペナルティの特例として、ペナルティなしで退出することを認めていただきたい。 ・理由 特にパイプライン案件については、発電事業者はパートナーとなる輸送貯留事業者が特定され、当該輸送貯留事業者との契約が不調となった場合の代替手段がないため、制度上退出にペナルティが発生する場合は、契約交渉において著しく不利な立場になることが懸念されるため。</p>	御記載の事情は、落札後にメーカーから高額な工事費の契約を求められるケースと同様と考えられますので、基本的には市場退出ペナルティ無しでの退出は認められないものと考えられますが、制度の運用の中で個別の事象ごとに判断する必要があるものと考えております。
<p>応札価格に織り込むことが認められるコストのうち「資本コスト」について</p>		
8 6	<p><意見> 【該当箇所】 P.12 事業報酬(資本コスト) 応札時点において、将来の上記の費用(①資本費、②運転維持費)の支出計画を作成し、以下の電源種毎ごとの税引前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。 【意見内容】 事業報酬という名称が削除されたが、資本コストの算定額は従来どおり、第十一次中間とりまとめ参考図28・29のイメージで算出した額を上限額とし任意で設定してもよいという認識で正しいでしょうか。</p>	御理解のとおりです。

	・理由 資本コスト算出額の認識を確認するため質問させていただくものです。	
8 7	< 意見 > 【該当箇所】 P12 資本コストの表 【意見内容】 バイオマスが抜けている	御指摘を踏まえ、バイオマスを追記し「水力電源、火力電源又はバイオマス電源のうち、アクセス済み又は不要の電源」の税引前 WACC を 5%、「水力電源、火力電源（LNG のみを燃料とする火力電源を除く。）又はバイオマス電源のうち、アクセスが済んでいない電源」の税引前 WACC を 6%としました。
8 8	< 意見 > 【該当箇所】 p.12 【意見内容】 「事業報酬（資本コスト）応札時点において、将来の上記の費用（資本費、運転維持費）の支出計画を作成し、税引前 WACC5 パーセント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。」 (p.12)は修正の必要を認めない。とくに、リードタイムが 10 年以上の「水力電源又は火力電源（LNG のみを燃料とする火力電源を除く。）のうち、アクセスが済んでいない電源と原子力電源の事業報酬率を 5 パーセントから 6 パーセントへ引き上げる理由が成り立たない。	事業報酬率が同じであり、建設リードタイムが異なる投資先の候補がある場合、投下資本の早期回収の観点から、建設リードタイムが短い案件への投資が選択されやすくなりますが、これでは、建設リードタイムの長い案件への投資が促進されず、エネルギーミックスの観点から望ましくありません。 したがって、多様な電源種への投資を確保するため、事業報酬率は 5%をベースとして、建設リードタイム（供給力提供開始期限）が 10 年以上の長い案件はリスクプレミアムとして 1%加算できることとし、5 年未満の短い案件は 1%減じることとしています。
応札価格の監視結果について		
8 9	< 意見 > 【該当箇所】 P14 【意見内容】 応札価格の監視結果について、応札価格の修正と応札の取下げを 14日以内となっておりませんが、特に出力の大きな電源では経営判断を大きく左右するため、社内意思決定プロセスも考慮すると猶予期間を 14日から増やす形で検討いただければ幸いです。	約定結果の公表時期は、一定の監視期間を考慮し、応札の受付期間終了時点から 3 か月後を目途としておりますが、こうした計画的な監視・公表プロセスを円滑に実施するためにも、14 日以内のままとしたいと考えております。
事後的な費用増加への対応について		
9 0	< 意見 > 【該当箇所】 p.8, p.14 【意見内容】 「事後的な費用増加の監視 長期かつ大規模となる大型電源の新設・リプレース投資については、法令対応等の他律的に発生する費用増加のリスクが大きいものと考えられることから、事業者からの申請に基づき、当該リスクに対応するための仕組みを設ける。この申請内容が適正なものとなっているかを確認するため、監視等委においては、（５）の内容を監視することが期待される。」(p.8)「（５）事後的な費用増加の監視方法 本制度で落札した後に、法令に基づく規制・審査、行政指導への対応に伴い、事業者にとって他律的に発生する費用であり、あらかじめ見積もることが困難であった費用が入札後に大幅に増加し 53、事業者から申請があった場合は、資源エネルギー庁及び広域機関において要件に該当するか否かの確認を行い、監視等委において増加金額の算定方法及び算定根拠についての説明を求める。事業者はこれに速やかに応じ、資料の提出を行う。なお、監視方法は、基本的に（３）と同様に行うが、競争を伴う入札や相見積もりが未実施の場合や特命発注を行う場合は、上述の「２倍の水準」を超えない予定価格・特命発注部分と同様の監視を行う。また、監視結果についても、（４）と同様に行う。」(p.14)はすべて削除すべき。	建設期間が長期にわたる場合には、事業環境等の様々な状況の変化が想定されますが、そうした状況変化を応札時に予め全て見込んでおくことは困難です。 また、仮に、様々なリスクに対応できるように、事業者がリスクプレミアムをいくらでも応札価格に織り込むことができる制度とした場合には、応札価格が高くなり、リスクが発現しない場合には無用の需要家負担が生じることに繋がりがかねないことから、不適切です。 このため、本制度では、需要家負担を最小限に抑える観点から、予備費を建設費の 10%に制限することとしており、今回の見直しにおいては、法令に基づく規制・審査、行政指導への対応に伴い、事業者にとって他律的に発生する費用であり、発電事業者があらかじめ見積もることが困難であった費用に限定して、応札後の事後的な費用増加に対応できる仕組みを導入することが適切と考えております。
実際の他市場収益の監視方法について		
9 1	< 意見 > 【該当箇所】 実際の他市場収益の監視方法（脚注 54） 54 本制度で落札した電源は、落札事業者の発電部門がその電源を保有するものとみなして、相対契約に対する規律を適用する。したがって、例えば、小売電気事業も行う発電事業者が本制度を活用して自社電源を建設する場合でも、自社の発電部門から小売部門への社内取引に対して、相対契約に対する規律が適用される。 【意見内容】 小売電気事業も行う発電事業者が本制度を活用する場合の扱いについて、複数事業者の出資で電源投資が行われた場合でも、相対契約に対する規律は、自社単独の電源の場合と同様の考え方となることで問題がないか。 問題がないのであれば、記載を明確化していただきたい。 修正案（修正部分下線） 54 本制度で落札した電源は、落札事業者の発電部門がその電源を保有するものとみなして、相対契約に対する規律を適用する。したがって、例えば、小売電気事業も行う発電事業者が本制度を活用して自社電源を建設する場合でも、自社の発電部門から小売部門への社内取引に対して、相対契約に対する規律が適用される。なお、複数事業者の共同出資による電源建設の場合も、それぞれの事業者の発電部門が出資比率等に応じて、その電源を保有するものとみなして、自社の発電部門から小売部門への社内取引に対して、相対契約に対する規律が適用される。	小売電気事業も行う複数の発電事業者の出資で電源投資が行われた場合において、共同出資した発電事業者の内の代表者が本制度の応札者となり、共同出資した発電事業者が電気を引き取る場合には、当該共同出資した発電事業者の発電部門から小売部門への社内取引に対して、相対契約に対する規律が適用されます。 なお、ガイドラインへの明記につきましては、一部の個別ケースのことを追記していくことはガイドラインの複雑化につながることから、控えさせていただきます。

9 2	<p><意見> 【該当箇所】 4. 監視 (6) 実際の他市場収益の監視方法 ② 市場価格規律 p15 注釈 58 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（揚水、蓄電池、長期エネルギー貯蔵システム及び LNG 火力の案件は、当該期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のみ）。</p> <p>【意見内容】 p15 注釈 58 では「相対契約の供給期間と同じ長さの過去の市場価格の平均価格」を採用した場合、5年間という“期間”での価格規律の採録を例示しています。当該期間中、変更後の価格による電力取引が開始される前年度までに、監視等委の監視を受けることを前提として、価格を変更することは、許容されますでしょうか。例えば、「過去の市場価格の平均価格」から「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」に変更することや、あるいは同変更後さらに「（異なる変更時点を起点とした）過去の市場価格の平均価格」に変更することは、許容されますでしょうか。</p> <p>・理由 将来の市場価格の変動は、相対契約の当事者、特に購入側の小売事業者にとっては大きなリスクであり、競争環境を歪めない範囲での対応の余地の有無は電源投資の判断にあたって重要であるため。</p>	御認識のとおり、電力・ガス取引監視等委員会の監視を受けることを前提に、相対契約に基づく供給開始前までに価格を変更することは許容されます。
9 3	<p><意見> 【該当箇所】 該当ページ：P14,P15 該当箇所：(6) 実際の他市場収益の監視方法 【意見内容】 （確認）他市場収入について、応札価格に算入した設備や物品等を利用して得た収入についても一定の規律が求められることになるのか確認させていただきたい。実際の他市場収入を相対契約によって得ようとする場合、無差別規律および市場価格規律のいずれかを満たすことが求められているが、特に市場価格規律についてはスポット市場および高度化法義務達成市場の価格を前提に監視されることとなるため、kWh 収入や非化石収入以外の収入を得た場合の扱いを確認したい。仮に kWh 収入や非化石収入以外の収入に対しても一定の規律を課す場合、例えば水素燃料の転売を行った際には以下のようなケースが想定されるため、事業者の合理的な判断により設定した売価設定については規律を満たすものとして認めていただきたい。</p> <p>・現時点で kWh のスポット市場のような水素の代表的な価格指標が存在しないこと。</p> <p>・発電設備の利用率実績値が応札価格算定時の想定より下振れし水素が余る状況が発生した場合において、事業者は水素の転売等により費用の回収漏れを低減する行為を取るのが合理的と考えられるが、そのような状況下においては水素を安価に販売しなければ買い手が見つからない可能性があること。</p> <p>・理由 内容の明確化のための確認。</p>	今回の改正により、他市場収益の計算に追加する「その他収入」についても、「kWh 収入」や「非化石価値収入」と同様に、特定の事業者に対し不当に安い価格で販売することで、他市場収益を低くすることが考えられることから、電力・ガス取引監視等委員会による監視の対象とすることとし、ガイドラインに追記します。 その上で、その他収入の価格については、他の案件の同じその他収入と比較して特異な金額となっていないか、特異な金額となっている場合には合理的な理由があるか、といった点を、監視の中で確認することとします。
脱炭素化ロードマップについて		
9 4	<p><意見> 【該当箇所】 P18 2 脱炭素化ロードマップ 【意見内容】 水素、アンモニアの専焼については、グレーのみが対象ではないか。</p>	御指摘のとおりであり、脚注 61 に記載しております。

※本数字は、お寄せいただいた御意見をカテゴリに分けた数字であるため、2. 意見募集結果の意見提出件数とは一致しません。

意見募集を実施した際の案からの変更点

総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会 制度検討作業部会「第二十二次中間とりまとめ（案）」等に対する意見募集を実施した際の「第二十二次中間とりまとめ（案）」および「長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）」からの変更点は以下のとおりです。

<第二十二次中間とりまとめ（案）>

変更箇所	変更内容（赤字）	備考
2.1. (2) ② (a-5)	(a-5) 最低応札容量供給力提供開始期限	技術的修正
2.1. (2) ③(b)	<p>また、6時間以上の案件については、以下の点を考慮し、「揚水のリプレース等案件とリチウムイオン蓄電池の案件」の募集上限と「揚水の新設案件とリチウムイオン蓄電池以外の蓄電池とLDESの案件」の募集上限を別々に設定することとし、それぞれ40万kWとした。</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 初回・第2回では、揚水のリプレース等案件と蓄電池の案件（リチウムイオン蓄電池が大宗を占めるものと考えられる）が落札したが、エネルギーセキュリティ等の観点から、特定技術に過度に依存するのは望ましくない。 ➤ 揚水やLDESの寿命は、リチウムイオン蓄電池に比べて長いものが多く（次頁参照）、一度建設されれば、長期間にわたって供給力が提供されることが期待される。 ➤ 特に、揚水の新設案件は、慣性力やブラックスタート機能等の多機能を有するメリットを有するが、揚水のリプレース等案件や蓄電池の案件よりも建設費の金額規模が大きく、上限価格も差別化して高く設定¹⁴している。 <p>¹⁴ 第2回の上限価格：揚水（新設）10万円、揚水（リプレース等）・蓄電池5.6万円～9.3万円</p>	技術的修正

2.1. (2) ④(b)

水素・アンモニアの燃料費

		①水素/アンモニアの燃料費（下記の合計）		②LNG/石炭の燃料費
		原料代/電気代	水素/アンモニアの製造・輸送費	
グレー・ブルーの水素・アンモニア	天然ガス マーケット 連動	天然ガスの燃料費 ×天然ガス価格指標（HH/プレント〔原油価格連動の場合〕を選択）の変化率 ×米ドル為替レートの変化率	（水素/アンモニアの燃料費－天然ガスの燃料費） ×米ドル為替レートの変化率	
アンモニア	天然ガス エスカレ 補正	天然ガスの燃料費 ×調達国の消費者物価指数の変化率 ×米ドル為替レートの変化率	×調達国の消費者物価指数の変化率	LNG/石炭の燃料費 ×LNG/石炭貿易統計価格の変化率 ×水素/アンモニアとLNG/石炭の 発熱量比率
グリーン水素・アンモニア	電気料金 マーケット 連動	電気代 ×調達国の卸電力取引価格指標（おとろけ）の変化率 ×調達国の通貨為替レートの変化率	（水素/アンモニアの燃料費－電気代） ×調達国の通貨為替レートの変化率 ×調達国の消費者物価指数の変化率	

※変化率は、各指標の「X-1年の年間平均値/入札年度の前年の年間平均値」をいう。
 X-1年と実績（X年度）には差が生じ、事業者利益の方向（為替であれば円高）の場合は他市場収益の還元要因となり、事業者損失の方向（為替であれば円安）の場合は燃料費の回収難れ要因となる。他市場収益の赤字は翌年度に繰り越すため、制度適用期間中に一定の変動は相殺されるが、最後の10年程度は特に差の影響が残存する可能性があるため、制度適用期間の最後の10年度間のうち、前の9年度間の各指標の差分（X-1年とX年の指標の差分）のみの累積損益（各年度の累積損益がプラスの場合は0とする）がマイナスの場合は、その累積損失の絶対値の9割の金額を、最終年度の期首において容量確保契約金額に加算する。
 ※赤字部分は、応札価格の算定時に見積もった費用（円/応札kW/年）であり、応札時に申告する。
 広域機関は、その申告値を用いて、青字の指標を用いて自動補正を行う。
 ※HH（ハンリーハブ）とプレントの指標は米ドル表示であり、ガスの取引は米ドル建てが一般的であることから、米ドル通貨レートで補正。
 ※水素/アンモニアとLNG/石炭の発熱量比率は、発電コスト検証のLHVの数値（水素120MJ/kg、アンモニア18.6MJ/kg、LNG49.84MJ/kg、石炭24.8MJ/kg）から算定し、水素LNG混焼・水素専焼の場合は2.41、水素石炭混焼の場合は4.84、アンモニア石炭混焼の場合は0.75、アンモニア専焼の場合は0.37を用いる。（制度適用期間で一律）。
 ※①水素・アンモニアの燃料費が下落し、②LNG・石炭の燃料費が上昇し、①と②の大小が逆転する（①－②が負の数となる）形で容量確保契約金額に反映することも想定される。

水素・アンモニアの燃料費

		①水素/アンモニアの燃料費（下記の合計）		②LNG/石炭の燃料費
		原料代/電気代	水素/アンモニアの製造・輸送費	
グレー・ブルーの水素・アンモニア	天然ガス マーケット 連動	天然ガスの燃料費 ×天然ガス価格指標（HH/プレント〔原油価格連動の場合〕を選択）の変化率 ×米ドル為替レートの変化率	（水素/アンモニアの燃料費－天然ガスの燃料費）のうちのCAPEX ×供給力提供開始年度の前年の調達国の消費者物価指数÷ 入札年度の前年の調達国の消費者物価指数 ×米ドル為替レートの変化率 +	
	天然ガス エスカレ 補正	天然ガスの燃料費 ×調達国の消費者物価指数の変化率 ×米ドル為替レートの変化率	（水素/アンモニアの燃料費－天然ガスの燃料費）のうちのOPEX ×調達国の消費者物価指数の変化率 ×米ドル為替レートの変化率	LNG/石炭の燃料費 ×LNG/石炭貿易統計価格の変化率 ×水素/アンモニアとLNG/石炭の 発熱量比率
グリーン水素・アンモニア	電気料金 マーケット 連動	電気代 ×米ドル為替レートの変化率	（水素/アンモニアの燃料費－電気代）のうちのCAPEX ×供給力提供開始年度の前年の調達国の消費者物価指数÷ 入札年度の前年の調達国の消費者物価指数 ×米ドル為替レートの変化率 +	
			（水素/アンモニアの燃料費－電気代）のうちのOPEX ×調達国の消費者物価指数の変化率 ×米ドル為替レートの変化率	

※CAPEXとは、建設費、運転開始前に必要となる費用（許認可の取得等）、資金調達コスト、利益、税金を指す。OPEXとは、水素等の継続的な供給に必要な費用を指す。
 ※変化率は、各指標の「X-1年の年間平均値/入札年度の前年の年間平均値」をいう。
 X-1年と実績（X年度）には差が生じ、事業者利益の方向（為替であれば円高）の場合は他市場収益の還元要因となり、事業者損失の方向（為替であれば円安）の場合は燃料費の回収難れ要因となる。他市場収益の赤字は翌年度に繰り越すため、制度適用期間中に一定の変動は相殺されるが、最後の10年程度は特に差の影響が残存する可能性があるため、制度適用期間の最後の10年度間のうち、前の9年度間の各指標の差分（X-1年とX年の指標の差分）のみの累積損益（各年度の累積損益がプラスの場合は0とする）がマイナスの場合は、その累積損失の絶対値の9割の金額を、最終年度の期首において容量確保契約金額に加算する。
 ※赤字部分は、応札価格の算定時に見積もった費用（円/応札kW/年）であり、応札時に申告する。
 広域機関は、その申告値を用いて、青字の指標を用いて自動補正を行う。
 ※為替レートは、売主との売買契約では米ドル建てが一般的であることから、米ドル通貨レートで補正。
 ※水素/アンモニアとLNG/石炭の発熱量比率は、発電コスト検証のLHVの数値（水素120MJ/kg、アンモニア18.6MJ/kg、LNG49.84MJ/kg、石炭24.8MJ/kg）から算定し、水素LNG混焼・水素専焼の場合は2.41、水素石炭混焼の場合は4.84、アンモニア石炭混焼の場合は0.75、アンモニア専焼の場合は0.37を用いる。（制度適用期間で一律）。
 ※①水素・アンモニアの燃料費が下落し、②LNG・石炭の燃料費が上昇し、①と②の大小が逆転する（①－②が負の数となる）形で容量確保契約金額に反映することも想定される。

広域機関が行った長期脱炭素電源オークション容量確保契約約款（案）のパブリックコメントへの意見を踏まえた修正（水素/アンモニアの製造費・輸送費と、CCSの分離改修費用の一部と輸送・貯留費用は、CAPEXとOPEXで別々に物価補正を行う。）。
 為替レートは、売主との売買契約では米ドル建てが

	<div style="text-align: center; border: 1px solid black; padding: 5px; margin-bottom: 10px;">CCSの可変費</div> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 15%;"></th> <th style="width: 30%;">分離回収費用（燃料費、電気代）</th> <th style="width: 30%;">分離回収費用 （アミン溶液等のその他費用）</th> <th style="width: 25%;">輸送・貯留費用</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">国内貯留</td> <td rowspan="2"> CO2分離回収に要する燃料費/（外部調達する場合の）蒸気代 ×石炭/LNG通関統計価格の変化率 + （外部からCO2分離回収のための電気を調達する場合） CO2分離回収に要する電気代 ×国内スポット市場価格（システムプライス）の変化率 </td> <td>分離回収費用（その他費用）と輸送・貯留費用の合計 ×国内企業物価指数の変化率</td> <td></td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">海外貯留</td> <td>分離回収費用（その他費用） ×国内企業物価指数の変化率</td> <td> 輸送費用 ×米ドル為替レートの変化率 ×米国生産者物価指数の変化率 + 貯留費用 ×米ドル為替レートの変化率 ×貯留対象国の企業物価指数の変化率 </td> </tr> </tbody> </table> <div style="text-align: center; border: 1px solid black; padding: 5px; margin-bottom: 10px;">CCSの可変費</div> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 15%;"></th> <th style="width: 30%;">分離回収費用（燃料費、電気代）</th> <th style="width: 30%;">分離回収費用 （アミン溶液等のその他費用）</th> <th style="width: 25%;">輸送・貯留費用</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">国内貯留</td> <td rowspan="2"> CO2分離回収に要する燃料費/（外部調達する場合の）蒸気代 ×LNG/石炭貿易統計価格の変化率 + （外部からCO2分離回収のための電気を調達する場合） CO2分離回収に要する電気代 ×国内スポット市場価格（システムプライス）の変化率 </td> <td> 輸送・貯留費用（CAPEXに限る） ×供給力提供開始年度の前年の国内企業物価指数÷入札年度の前年の国内企業物価指数 + 分離回収費用（その他費用）と輸送・貯留費用（OPEXに限る）の合計 ×国内企業物価指数の変化率 </td> <td></td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">海外貯留</td> <td> 分離回収費用（その他費用） ×国内企業物価指数の変化率 </td> <td> （輸送費用のうちのCAPEX ×供給力提供開始年度の前年の米国生産者物価指数÷入札年度の前年の米国生産者物価指数 + 輸送費用のうちのOPEX×米国生産者物価指数の変化率 + 貯留費用のうちのCAPEX ×供給力提供開始年度の前年の貯留対象国の企業物価指数÷入札年度の前年の貯留対象国の企業物価指数 + 貯留費用のうちのOPEX×貯留対象国の企業物価指数の変化率） ×米ドル為替レートの変化率 </td> </tr> </tbody> </table>		分離回収費用（燃料費、電気代）	分離回収費用 （アミン溶液等のその他費用）	輸送・貯留費用	国内貯留	CO2分離回収に要する燃料費/（外部調達する場合の）蒸気代 ×石炭/LNG通関統計価格の変化率 + （外部からCO2分離回収のための電気を調達する場合） CO2分離回収に要する電気代 ×国内スポット市場価格（システムプライス）の変化率	分離回収費用（その他費用）と輸送・貯留費用の合計 ×国内企業物価指数の変化率		海外貯留	分離回収費用（その他費用） ×国内企業物価指数の変化率	輸送費用 ×米ドル為替レートの変化率 ×米国生産者物価指数の変化率 + 貯留費用 ×米ドル為替レートの変化率 ×貯留対象国の企業物価指数の変化率		分離回収費用（燃料費、電気代）	分離回収費用 （アミン溶液等のその他費用）	輸送・貯留費用	国内貯留	CO2分離回収に要する燃料費/（外部調達する場合の）蒸気代 ×LNG/石炭貿易統計価格の変化率 + （外部からCO2分離回収のための電気を調達する場合） CO2分離回収に要する電気代 ×国内スポット市場価格（システムプライス）の変化率	輸送・貯留費用（CAPEXに限る） ×供給力提供開始年度の前年の国内企業物価指数÷入札年度の前年の国内企業物価指数 + 分離回収費用（その他費用）と輸送・貯留費用（OPEXに限る）の合計 ×国内企業物価指数の変化率		海外貯留	分離回収費用（その他費用） ×国内企業物価指数の変化率	（輸送費用のうちのCAPEX ×供給力提供開始年度の前年の米国生産者物価指数÷入札年度の前年の米国生産者物価指数 + 輸送費用のうちのOPEX×米国生産者物価指数の変化率 + 貯留費用のうちのCAPEX ×供給力提供開始年度の前年の貯留対象国の企業物価指数÷入札年度の前年の貯留対象国の企業物価指数 + 貯留費用のうちのOPEX×貯留対象国の企業物価指数の変化率） ×米ドル為替レートの変化率	<p>一般であることから、為替レートの補正は米ドルに修正。</p> <p>グリーン水素・アンモニアの電気代は、調達国に卸電力市場が存在しない場合があること等を踏まえ、調達国の卸電力取引価格指標での補正は削除。</p>
	分離回収費用（燃料費、電気代）	分離回収費用 （アミン溶液等のその他費用）	輸送・貯留費用																					
国内貯留	CO2分離回収に要する燃料費/（外部調達する場合の）蒸気代 ×石炭/LNG通関統計価格の変化率 + （外部からCO2分離回収のための電気を調達する場合） CO2分離回収に要する電気代 ×国内スポット市場価格（システムプライス）の変化率	分離回収費用（その他費用）と輸送・貯留費用の合計 ×国内企業物価指数の変化率																						
海外貯留		分離回収費用（その他費用） ×国内企業物価指数の変化率	輸送費用 ×米ドル為替レートの変化率 ×米国生産者物価指数の変化率 + 貯留費用 ×米ドル為替レートの変化率 ×貯留対象国の企業物価指数の変化率																					
	分離回収費用（燃料費、電気代）	分離回収費用 （アミン溶液等のその他費用）	輸送・貯留費用																					
国内貯留	CO2分離回収に要する燃料費/（外部調達する場合の）蒸気代 ×LNG/石炭貿易統計価格の変化率 + （外部からCO2分離回収のための電気を調達する場合） CO2分離回収に要する電気代 ×国内スポット市場価格（システムプライス）の変化率	輸送・貯留費用（CAPEXに限る） ×供給力提供開始年度の前年の国内企業物価指数÷入札年度の前年の国内企業物価指数 + 分離回収費用（その他費用）と輸送・貯留費用（OPEXに限る）の合計 ×国内企業物価指数の変化率																						
海外貯留		分離回収費用（その他費用） ×国内企業物価指数の変化率	（輸送費用のうちのCAPEX ×供給力提供開始年度の前年の米国生産者物価指数÷入札年度の前年の米国生産者物価指数 + 輸送費用のうちのOPEX×米国生産者物価指数の変化率 + 貯留費用のうちのCAPEX ×供給力提供開始年度の前年の貯留対象国の企業物価指数÷入札年度の前年の貯留対象国の企業物価指数 + 貯留費用のうちのOPEX×貯留対象国の企業物価指数の変化率） ×米ドル為替レートの変化率																					
2.1. (2) ⑤ (b)	<p>また、発電コスト検証における CCS 付火力のコストは、船舶輸送とパイプライン輸送の2パターンで算定されているが、両者の案件が競争してコスト競争力の高い案件から導入していく観点から、パイプライン輸送に比して相対的にコストが高い船舶輸送の諸元を用いて、1つの上限価格を設定することとした。</p>	御意見を踏まえた修正																						
2.1. (2) ⑥ (d)	<p>リチウムイオン蓄電池の安定供給確保のため、サプライチェーンの途絶リスクの高いセル（日本国外で製造されたセル）を搭載したリチウムイオン蓄電池に対して、セル製造国の1</p>	御意見を踏まえた修正																						

	国当たりの募集上限（kW ベースで 30%未満 ⁴¹ ）を設けることとした。	
2.1. (2) ⑥ (d)	⁴¹ リチウムイオン蓄電池とリチウムイオン蓄電池以外の蓄電池で、それぞれ 30%未満の制限をかけることとする。30%を跨ぐ案件は不落札とする。落札後に、審査に合格した場合は導入する蓄電池を変更することは可能だが、セルの製造国を変更することは不可。	御意見を踏まえた修正

<長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）>

変更箇所	変更内容（赤字）	備考
3. (2)	<p>(2) 参加対象となる電源</p> <p>参加対象となる電源は、今後、設備投資が必要であり、応札時点で供給力提供運転開始前 の安定電源・変動電源である。ただし、既に容量市場で落札されている電源 及び FIT・FIP の認定を受けている電源 は、参加できない。</p>	技術的修正
3. (2) ①	<p>²¹ 調整式、貯水式又は流込式の水力電源を揚水式へと改修する案件及び流込式の水力電源を調整式又は貯水式へと改修する案件については、期待容量が改修前と比較して3万kW以上大きくなる場合のみ、揚水式の新設案件に該当。</p>	御意見を踏まえた修正
3. (3)	<p>²⁶ 脱炭素電源のうち、火力電源（バイオマス電源を除く。）、水力電源（揚水式のものに限る。）、蓄電池及び長期エネルギー貯蔵システムの案件並びに既設の原子力電源の安全対策投資案件は、それぞれ募集上限を設定する。</p>	技術的修正
3. (5)	<p>²⁸ 還付割合については、年間の実際その他市場収益を次の3段階に区分し、それぞれ異なる割合で還付する。ただし、(A)と(B)が重複する部分は、(B)の85%還付を優先する。</p> <p>(A) 実際その他市場収益のうち、監視後の応札価格に織り込まれている「資本コスト（円/年）」 （事後的な費用増加により契約単価を変更している場合、変更前の契約単価における資本コストの比率に、変更後の契約単価と契約容量を乗じて算出したもの）までの部分は、その95%を還付</p>	技術的修正
4. (1) ③	<p>³¹ kWh 収入（卸収入における基本料金や最低料金等の固定的な収入を含む。）、ΔkW 収入、非化石価値収入及びその他収入（応札価格に算入した設備や物品等を利用して得た収入をいう。以下同じ。）をいう。</p>	御意見を踏まえた修正
4. (2) ①	<p>³⁷ 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（新たな新規投資によって追加的に発生するものに限る。）は、建設費として応札価格に算入できる。ただし、供給力提供開始年度に発生する運転維持費は、メインオーク</p>	過去に行った整理を反映

	<p>ションにおいて回収できる可能性があることから、建設費として応札価格に算入できない。</p>	
4. (2) ①	<p>³⁸ 国や都道府県・市町村から、応札対象の発電設備・蓄電池の費用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。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。水素・アンモニアの価格差に着目した支援制度・拠点整備支援制度、CCS 支援制度は除く。）。</p>	技術的修正
4. (2) ②	<ul style="list-style-type: none"> ・ 当該電源を制度適用期間において保有することによって発生する発電側課金のうち、kW 課金部分の金額 （目安単価 900 円/kW/年） （略） ・ 水素（LNG と混焼する場合又は専焼の場合に限る。）の燃料費は、当該電源の年間設備利用率 40%分の水素の燃料費と LNG の燃料費（入札年度の前年の年間平均 LNG 財務省貿易統計価格を元に算定した金額）の差額 （略） ・ 応札事業者が国内で水素・アンモニアを製造する場合は、当該電源の年間設備利用率 40%分の水素・アンモニアの製造のために発生する可変費（電気代等。ブルー水素・アンモニアを国内製造する場合の CCS の可変費を含む。）と、化石燃料（混焼の場合は、混焼する化石燃料。専焼の場合は LNG。）の燃料費（入札年度の前年の年間平均 LNG 又は石炭財務省貿易統計価格を元に算定した金額）の差額⁵⁰。 ・ CCS の可変費は、当該電源の年間設備利用率 40%分の CCS に係る可変費⁵¹（発電のための LNG や石炭の燃料費は含まない。） <p>⁵⁰ 当該差額の金額が負の数となる場合は、その負の数を応札価格に折り込む必要がある。</p> <p>⁵¹ CO2 分離回収に要する燃料費等や輸送・貯留に係る費用（send or pay のように固定的に負担する費用を含む）をいう。CO2 分離回収のための蒸気を発生させるための化石燃料の使用に伴う排出</p>	御意見を踏まえた修正

	<p>権取引（GX-ETS）の費用炭素税（可変費）は、応札価格には含めず、他市場収益の還付計算における可変費に計上する。ブルー水素を国内製造する場合のCCSの可変費を含む。</p>	
4. (2) ③	<ul style="list-style-type: none"> 水力電源又は、火力電源又はバイオマス電源のうち、アセス済み又は不要の電源（略） 水力電源又は、火力電源（LNGのみを燃料とする火力電源を除く。）又はバイオマス電源のうち、アセスが済んでいない電源 	御意見を踏まえた修正
4. (6)	<p>実際その他市場収入（kWh収入および非化石価値収入）を相対契約によって得ようとする場合は、意図的に他市場収益を発生させないようにして還付を回避することを防止するため、その相対契約自体が、次の①と②のいずれか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）に監視等委の監視を受ける必要がある⁵⁵。こうした規律が満たされていない場合は、実際その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⁵⁶」を元に行う。</p>	御意見を踏まえた修正
4. (6) ②	<p>（略）</p> <p>また、燃料費以外の可変費やその他収入についても、他の案件の同じ可変費やその他収入に比して明らかに高額又は低額となっているなど、特異な金額となっている場合には、上記と同様の扱いとする。</p>	御意見を踏まえた修正
5. (1)	<p>⁶¹ 火力電源（LNGに高位発熱量ベースで水素を10%以上混焼させる火力電源に限る。）の新設・リプレース案件、水素専焼火力又はアンモニア専焼火力の新設・リプレース案件（グレー水素又はグレーアンモニアを燃料とする場合に限る。）、既設の火力電源を水素専焼又はアンモニア専焼にするための改修案件（グレー水素又はグレーアンモニアを燃料とする場合に限る。）、既設の火力電源をアンモニア混焼又は水素混焼にするための改修案件、既設の火力電源をCCS付きにするための改修案件及びLNG火力の新設・リプレース案件が該当。以下同じ。</p>	技術的修正