

次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会 電力安定供給ワーキンググループ
長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）
長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）
に対する意見募集の結果について

令和8年9月8日
資源エネルギー庁
電力・ガス事業部
電力基盤整備課

標記の案件について、以下のとおり意見募集を実施いたしました。
いただいた御意見の概要及びそれに対する考え方を取りまとめましたので公表いたします。

1. 実施期間等

(1) 意見募集期間

令和8年7月17日（金）～ 令和8年8月16日（日）

(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」、郵送、電子メール

2. 意見募集結果

(1) 意見提出件数：72件（なお本件意見募集とは直接関係のない御意見（1件）に対して、資源エネルギー庁の考え方は示しませんが、承っております。）

(2) いただいた御意見の概要及び御意見に対する考え方
別紙参照

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8年9月8日（火）

(2) 御意見及び御意見に対する考え方

次項参照

問い合わせ先

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

電話 03-3501-1749（直通）

ホームページ <https://www.meti.go.jp/>

	寄せられた御意見の概要	御意見に対する考え方
長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）及び長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）		
	対象全般について	
1	【意見内容】 脱炭素目標の推進に際し、以下の点を考慮した現実的な政策を求めます。 原子力発電の活用加速 福島事故の教訓を活かした新規制基準適合を大前提に、原子力発電所の再稼働を積極的に進めるべきです。 稼働を進めつつ、津波対策をはじめとする安全強化策を継続的に実施してください。 特に、使用済燃料が原子炉建屋内の燃料プールに保管されている現状では、即時停止だけではリスク低減効果が限定的です。 安定した低炭素電源として、原子力の役割を最大限に発揮させるべきです。 火力発電の柔軟な活用 LNG火力などコストパフォーマンスに優れ、需給安定に寄与する火力については、再稼働や必要に応じた新設を認めるべきです。 脱炭素との両立のため、アンモニア混焼やCCS（CO2回収・貯留）技術の導入を並行して推進してください。 CO2排出削減のグローバルな視点 CO2は大気中で全球的に混合し、偏西風により日本からの排出の一部が太平洋上に拡散・海洋吸収される側面があります。 日本一国（世界排出量の約3%程度）の削減だけで気候変動を根本的に解決できるわけではありません。 しかし、エネルギー安全保障、技術革新、国際的な責任の観点から、現実的で費用対効果の高い削減策を優先すべきです。 過度な負担が産業競争力や国民生活を損なうことは避ける必要があります。 国際枠組みの見直し 現在の国際的な気候変動枠組み（パリ協定等）が日本のエネルギー事情に適合しない場合、柔軟な対応や見直しを検討すべきです。国民利益を最優先とした、勇気ある政策判断を期待します。 日本は資源制約の大きい国です。S+3E（安全・安定供給・経済性・環境適合）をバランスよく実現するエネルギー政策こそが、真の脱炭素社会への道筋だと考えます。ご検討をお願いいたします。	第7次エネルギー基本計画でもお示ししたとおり、DXやGXの進展に伴い電力需要の増加が見込まれる中、エネルギー危機にも耐えうる強靱なエネルギー需給構造を実現するため、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していく必要があります。 また、現時点で単独で全ての課題を解決できる完璧なエネルギー源は存在しないことから、S + 3 Eの大原則（安全性、安定供給、経済効率性、環境適合）の下、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重要です。このため、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。 その上で、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で、供給力として電力需要を支えるとともに、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。このため、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。 こうした考え方の下、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の提出及び遵守を前提として、既設の石炭火力やLNG火力のアンモニア・水素混焼等への改修案件に加え、LNG火力の新設・リブレース案件も支援対象としております。 さらに、バイオマス電源についても、需要増に対応して脱炭素電源を少しでも多く確保していく必要がある中で、バイオマスの一般木質等について、類型そのものを本制度の支援対象から除外するのではなく、他の脱炭素電源との価格競争に劣後しないのであれば支援対象としていくことが適切と考え、第4回入札でも、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及びバイオマス液体燃料は、引き続き対象とすることとしました。
2	【意見内容】 オークション案からの、原発・火力発電の除外を求める。 「脱炭素」「カーボンニュートラル」の目標は、温暖化を抑止し、気候変動を止める事だ。 それなのに、膨大な廃熱を発生させる発電方式である 原発・火力を オークション対象にするのは、おかしいではないか。 国連や EU など 諸外国では、熱機関は 脱炭素計画に含まれない。 日本だけが この様な欺瞞的な 利権維持を行っていては、国際的な取引・協力を進める上で 大きな障害になるだろう。 何より、温暖化を 本気で止める努力を 政府が示さなければ、あと何年 人類の活動が持つか 危うい状態なのだ。 また 原発は 核燃料購入が核兵器製造国・保有国への利益となり、排出される放射性廃棄物は 管理自治体を荒廃に追い込んでいる。 ガス火力も、燃料ガスを輸入で賄い、温室効果ガス削減努力を 他国に押し付けている。 全く「長期的」な目標に、合致していないではないか。 オークション対象は 再生可能エネルギー（水力・風力・太陽光・地熱・潮力・燃料輸入でないバイオマス 等）のみとすべきだ。	
3	【意見内容】 毎回納得できないのですが、なぜ長期「脱炭素」電源となっているのに、アンモニア混焼やLNG火力が入ってくるのでしょうか。特にLNG火力の量の大きさは、政府がトランジション」電源と位置付けているとしても、「トランジション」にならない、それ以上に主力電源となり得るほどの量です。 電力需要が増えるというのであれば、なぜ再エネの拡大にもっと注力しないのでしょうか。まったくカーボンニュートラルとの整合性がとれているようには見えません。 LNG火力の枠を減らすか、さらなる追加を撤廃し、再エネを拡大するように制度の見直しを求めます。	
	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）およびガイドライン（案）における「対象電源」（脱炭素電源の新設・リブレース等に陸上風力・洋上風力を含む部分）、募集量の設定、上限価格の考え方、ならびに脱炭素電源への投資促進全般。 【意見内容】 長期脱炭素電源オークションの対象電源から陸上風力および洋上風力を除外し、既存の風力発電施設についても段階的な廃止・撤去を進めるべきである。代わりに、原子力（新設・リブレースおよび既設の安全対策投資）を最優先で拡大・活用することを求める。 本制度による風力推進は、国民負担（電気料金上昇）を増大させ、減税・負担軽減の観点からも容認できない。 **理由** 1. **風力発電の人体への影響に関する疫学調査** 風力発電施設から発生する騒音・低周波音・超低周波音による健康影響については、複数の疫学調査で関連が指摘されています。 - 久留米大学の石竹達也氏らによる研究（環境省委託、H25~H27、および日本音響学会誌2018年など）では、風力発電施設周辺住民（約9,000人規模）を対象とした横断的疫学調査で、風車からの距離が近い（特に1,500m以内）住民や主観的に騒音を知覚する住民において、睡眠障害の有病率が約2倍高いことが示されました。用量反応関係も示唆され、「可聴音を含む騒音が睡眠障害のリスクファクターとなる可能性が高い」と結論づけられています。 - 日本公衆衛生雑誌の疫学文献レビューでも、風車騒音とアノイアンス（うるささ）、主観的健康指標の間に統計的に有意な関連が繰り返し報告されています。 - 国内各地（東伊豆、秋田県由利本荘市など）では、頭痛・めまい・動悸・不眠などの被害訴えが続き、被害者会も結	

4	成されています。環境省の公式見解は「超低周波音と健康影響の明確な因果関係は確認されていない」とするものの、睡眠障害やアノイアンスについては一定の関連が否定できず、感受性の高い住民への影響は無視できません。 こうした状況下で風力をさらに推進する本制度は、国民の健康を犠牲にするおそれがあり、容認できません。 2. **発電量（設備利用率）と発電コストで原子力が優れている点** - **設備利用率（実際の発電量）**：原子力は稼働時に70～90%程度（海外ではさらに高い）と高く、安定したベースロード電源です。一方、風力は陸上で概ね20～40%、洋上でも変動が大きく、天候依存で出力が不安定です。同一設備容量でも原子力の方がはるかに多くの電力量を安定供給できます。 - **発電コスト**：経済産業省「発電コスト検証ワーキンググループ」（2024年取りまとめ）によると、2040年時点のモデルプラント試算で原子力は約12.5円/kWh～（設備利用率70%、稼働40年想定、政策経費含む）。陸上風力は12.6～14.5円/kWh程度、洋上風力（着床）は13.5～15.1円/kWh前後とされ、さらに系統制約・出力制御・バックアップ電源・蓄電池などの「統合コスト」を加味すると、変動再エネのコストは大幅に上昇し、原子力が相対的に有利になるケースが示されています。 本オークションで風力に長期の容量収入を付与することは、高コスト・低稼働の電源に国民負担を押し付ける結果となり、電気料金上昇（実質的な増税）を招きます。 3. **減税派としての立場** 風力推進はFIT/FIPや本オークションを通じて、需要家（国民・企業）の電気料金に上乗せされ、可処分所得を圧迫します。減税・負担軽減を求める立場から、コストが高く、安定供給性に劣り、健康影響の懸念もある風力を対象から除外し、既存施設の撤去を進め、低炭素かつ高稼働・低コストの原子力を優先すべきです。これにより、電力の安定供給と国民負担の抑制を両立できます。 2050年カーボンニュートラル達成のためにも、変動電源偏重ではなく、原子力を中核とした現実的な電源構成を求めます。 以上の理由から、本案の風力関連規定の見直しを強く要望します。
5	【意見内容】 1,福島原発事故の地下に解け落ちた核燃料の回収に何十年もかかっても終わらない原発に頼る事はやめるべき。 2,化石燃料を輸入するエネルギー政策の元安倍総理の政策は失敗だった。 3,1と2から再生可能エネルギーの普及と蓄電池の技術の研究をするべき。
6	【意見内容】 参加対象となる電源について：諸外国がアンモニアでの発電の検討をやめている中、日本はなぜ続けているのか。そのあたりの説明をしっかりと行う、または対象外とするべきと考えます。
7	【意見内容】 ・対象電源について、アンモニアと石炭の混焼は、将来的にアンモニア専焼への道筋があるのか、その確認をしっかり行っていただきたい。やっぱりできなかった、という案件についてはそれなりの大きなペナルティーを科すべき。それは既存の落札案件も同様。
8	【該当箇所】 4 p（2）参加対象となる電源 （A）（エ）バイオマス電源 （B）既設の火力電源をバイオマス専焼にするための 改修案件16に該当し、改修によって新たに生じるバイオマス部分の送電端設備容量が 10 万キロワット 以上の安定的な供給力を提供するもの 【意見内容】 （A）（エ）及び（B）は参加対象から除外すべきである。 理由：バイオマス発電は以下の理由により「脱炭素でない」ため 1）バイオマスの燃焼によるCO2排出量は石炭より多い 2）バイオマス燃料の多くが海外からの輸入木質ペレットであり、その多くが生産地（ベトナム、カナダ、米国、インドネシア）での森林劣化・減少や土壌の劣化を引き起こしていることが指摘されている。健全な森林は炭素吸収源であるが、伐採して燃焼させた場合は排出源となる。このためF I T／F I Pでも2026年度より大型バイオマスを認定対象から除外したのであり、本制度においてそれを復活させることは、わが国のエネルギーのために海外における森林減少・劣化を継続させることとなる。 3）特に木材はマテリアル利用をすれば炭素ストックとして機能するが、燃料した場合は即座に排出源となる。カスケード利用を義務付けない限り、現在のFIT/FIP同様に丸太がそのまま燃料とされるリスクが非常に高い。 4）バイオマス発電のエネルギー効率は20 - 30%にとどまっており、貴重な資源を燃やしてほとんどのエネルギーを排熱として捨てているのがバイオマス発電である。
9	【意見内容】 2050年カーボンニュートラル達成という旗が掲げられている限り、無理がありますが、内容的には、前ほど再エネ偏重ではなくなっているとお見受けいたしました。 再エネによる自然破壊と国民負担には非常に疑問がありますので 自然を破壊する再エネには反対、早急な見直しを引き続き要求いたします。
10	【意見内容】 長期脱炭素電源オークションにおいてLNG火力の新設・拡大を長期的に支援することは、国際的な気候変動対策の方向性と整合しないのではないか。パリ協定の1.5度目標の達成には、今後、化石燃料からの脱却を加速させることが不可欠であり、LNG火力も燃焼時にCO2を排出する化石燃料発電である。LNGを「脱炭素電源」として長期間にわたり固定化することは、再生可能エネルギー等への投資を阻害し、化石燃料への依存を長期化させる懸念がある。国際的な脱炭素化の潮流を踏まえ、LNG火力の新設・拡大を支援対象とするのではなく、再生可能エネルギーや蓄電池等、真に脱炭素化に資する電源への投資を優先すべきである。
11	【該当箇所】 「長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）」1. 本文書の位置づけ（2 ページ脚注 2）及び 5. カーボンニュートラルとの整合性（23 ページ以降）のうち、LNG 火力について運転開始から 10 年後に脱炭素化に向けた対応を求める箇所。あわせて、「長期脱炭素電源オークションの第4 回募集に向けて（案）」2.1（2）②（a）LNG 専焼火力（8～9 ページ）のうち、第 4 回以降も LNG 専焼火力の募集を継続する箇所。 【意見内容】 電源の脱炭素化を着実に進めていくため、長期脱炭素電源オークションへの LNG 専焼火力の参入は、脱炭素電源への移行までの一時的な措置と位置付けるべきである。 また、LNG 専焼火力をトランジション電源として実効的に機能させるため、落札された LNG 専焼火力の脱炭素化に向けた進捗の確認方法の明確化や、長期脱炭素電源オークションへの LNG 専焼火力の参入を継続するのか、縮小・終了するのかについて、あらかじめ判断する条件を明確化していただきたい。
12	【意見内容】 脱炭素政策を進めるうえでLNG推進という目的と逆行する政策となっている。LNGの申請を強力に推進するものであり、その負担を小売電気事業者に容量抛出金という形で負担を求める、つまり最終的に電気代の上昇に繋がり、消費者である国民の負担を増やす制度設計となっている。LNGは基本的に海外依存で、エネルギー安全保障や国益の観点からもネガティブな影響が大きく心配される。長期脱炭素オークションという名称に至っては、"脱炭素"という名称と逆行するような中身でありながら脱炭素を謳っている点には大きい違和感がある。名称もただし、消費者である国民に対する広い理解の場を作って、この是非を問う、また見直しをお願いしたい。

13	【意見内容】 第4回入札に向けた制度の見直しについて、LNG専焼火力を長期脱炭素電源オークションの対象から完全に除外することを求めます。 当初「3年限定の時限措置」として導入されたはずの制度を「当面の間」と称して延長することは、方針の大幅な翻意であり容認できません。LNG火力は発電時のCO2排出のみならず、採掘・輸送過程でも強力な温室効果ガスであるメタンを排出します。転換の不確実な化石燃料設備に長期の国民負担による支援を行うことは、2035・2040年度の削減目標達成と明らかに矛盾します。
14	【該当箇所】 「長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）」および「長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）」について、以下のとおり意見を提出します。 【意見内容】 本制度は、2050年カーボンニュートラルの実現に向けて、脱炭素電源への投資を促し、あわせて中長期的な安定供給リスクおよび価格高騰リスクを抑制することを目的とする制度であると理解しています。しかし、本案においてLNG火力の新設・リブレースを支援対象として位置づけることは、この制度目的と整合しないばかりか、日本のエネルギー安全保障上のリスクをむしろ高めるものです。 脱炭素技術の進展には不確実性があるとの認識が示されていますが、その不確実性を理由に、化石燃料インフラへの長期的な投資回収を制度的に支えることは妥当ではありません。再生可能エネルギー、蓄電池、需要側調整、分散型電源、省エネルギー技術など、既に実用段階にある技術を、地域や需要地に近い場所へ適切に導入・拡大することこそ、将来のエネルギー需要に対応するうえで、国家安全保障上もリスクの低い選択です。 日本がエネルギー資源の多くを海外に依存し続ける限り、国際情勢、燃料価格、為替、輸送制約、地政学的リスクの影響を受け続けます。LNG火力の新設・リブレースを長期的に支えることは、こうした輸入依存構造を固定化し、燃料調達リスクを将来世代に先送りするものです。これは、安定供給リスクや価格高騰リスクの抑制を目的とする制度の趣旨に反します。 特に懸念するのは、長期脱炭素電源オークションという名称のもとで、実質的には大規模なLNG火力への投資回収を支援する仕組みが維持・拡大される点です。LNG火力は、たとえ石炭火力より排出係数が低いとしても、化石燃料を燃焼する発電方式であり、脱炭素電源そのものではありません。これを「脱炭素電源オークション」の枠組みで支援することは、国民に対して制度の実態を誤認させるおそれがあります。 また、本制度では、小規模・自立分散型の再生可能エネルギー電源や地域分散型の供給力が、事実上参入しにくい設計となっています。大規模電源を中心とした制度設計は、従来型の集中電源システムを温存し、地域に根ざした再エネ、蓄電池、需要側リソース、マイクログリッド等の普及を後回しにするものです。しかし、気候変動の進行に伴い災害が激甚化・頻発化するなか、今後必要となるのは、特定の大規模電源に依存する構造ではなく、地域ごとに自立性と柔軟性を持つ分散型エネルギーシステムです。 LNGの調達が国際情勢や外圧によって困難化した場合、大規模火力に依存する電力システムは脆弱性を露呈します。その際に、大手電力会社の供給力を補完・代替しうる地域分散型の再エネ電源や蓄電池が十分に整備されていないれば、安定供給上のリスクはむしろ拡大します。したがって、本制度は大規模LNG火力への支援ではなく、燃料輸入に依存しない国内電源、特に再生可能エネルギー、蓄電池、分散型電源、需要側調整を優先的に支援する制度へと見直すべきです。 さらに、本案において蓄電池を対象外または限定的に扱う整理があるのであれば、その扱いは撤回すべきです。再生可能エネルギーの導入拡大に伴い、蓄電池は出力変動への対応、需給調整、災害時のレジリエンス向上、地域の自立性確保に不可欠なインフラです。国際的にも蓄電池市場は拡大しており、日本においても蓄電池への資金調達を強化することは、脱炭素と安定供給の双方に資するものです。蓄電池を制度上不利に扱うことは、再エネ主力電源化の基盤整備を遅らせることになります。 また、LNG火力の新設・リブレースに要する費用は、最終的には電気料金を通じて需要家・国民が負担することになります。一方で、発電事業者側には長期的な投資回収の予見可能性が与えられます。このように、事業者の投資リスクを国民負担によって軽減し、将来の燃料価格変動リスクや座礁資産リスクを需要家側に移転する制度設計は、公平性を欠きます。特に、脱炭素目標と整合しない可能性のある火力電源への支援を、十分な国民的説明なしに継続することは、世代間責任の観点からも問題があります。 本制度で支援される電源の費用、リスク、CO2排出、燃料調達リスク、将来の国民負担については、専門家や事業者向けの資料にとどめず、一般の需要家にも理解できる形で広く説明されるべきです。「脱炭素」という名称のもとで、実際には化石燃料依存を継続する費用を国民が負担するのであれば、その制度的実態は透明に示されなければなりません。 脱炭素と安定供給は対立するものではありません。むしろ、輸入化石燃料への依存を減らし、国内に存在する再生可能エネルギー、蓄電池、需要側リソース、分散型電源を最大限活用することこそ、脱炭素とエネルギー安全保障を同時に実現する道です。今回のガイドライン案は、その方向性に逆行するおそれがあり、抜本的な見直しを求めます。
15	【該当箇所】 ・「長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）」P5 2.1 長期脱炭素電源オークション、(2) 第4回入札に向けた制度の見直し、2) 募集量 ・「長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）」P23 注釈84「LNG火力の新設・リブレース案件に対して脱炭素化に向けた対応を求めるのは、初期投資の回収が一定程度進んだ時点として、運転開始から10年後とする。」 【意見内容】 本ガイドライン案は、日本が掲げる「2050年カーボンニュートラル」および世界的な脱炭素化の流れに反する内容を含んでおり、制度の抜本的な見直しを強く求めます。気候危機が深刻化する中、政策の遅れは国民生活、経済、国土保全に重大な影響を及ぼし、政府が国民の生命と財産を守る責任を果たしたとは言えません。政府には、将来世代に対して責任ある選択を行うことを強く求めます。 ・LNGを「脱炭素電源」と扱うことは理解できません。脱炭素電源としてのLNG専焼枠は廃止するか、または割合を段階的に引き下げるべきです。 ・仮にLNGを脱炭素電源として扱うのであれば、稼働初期からCO2排出量を実質ゼロにすることを求めるべきです。 ・CCSを用いる場合でも、CO2の回収、輸送、貯留に伴うエネルギー消費が追加の排出を生むため、プロセス全体でネットゼロを達成することを求めるべきです。 理由 ・LNGは明確に化石燃料であり、燃焼時にCO2を排出します。これを「脱炭素電源」として扱うことは、国際的な脱炭素の定義とも整合しません。 ・ガイドラインでは「運転開始から10年後には脱炭素化に向けた対応を求める」とされていますが、2013年度比で46

	パーセント削減を目標としている2030年まで残り数年しかない現状では、10年の猶予は事実上の排出容認であり、脱炭素の加速に逆行します。	
16	【意見内容】 LNG火力発電を脱炭素電源に切り替わるまでの暫定電源と考えるべきではないと思います。脱炭素をあきらめてしまっているかのようです。 LNG火力発電量を増やすのではなく原発以外の再エネを推進して補助していくべきだと思います。 電力の安定供給を最優先して、必要量も多く見積もり、多い必要量から不足分を割り出すその計算式には、LNG火力発電を大きく増やす目論見が透けて見えてきます。 2030年の期限に向けて、再エネを増やす方針へ転換してください。 よろしくお願いします。	
	制度全般について	
17	【意見内容】 危機管理の観点を踏まえた技術開発および事業計画の抜本的な見直しについて 現在、我々が取り組んでいる技術基盤および事業戦略に関し、国家的な危機管理という重大な観点から再検討を求めます。 今後、社会インフラを支える通信技術や重要技術においては、サプライチェーンの強靱性を確保し、技術的な自律性を担保することが極めて重要です。具体的には、外部環境の変化や国際情勢に影響されることなく、設計・開発・製造から運用・保守に至るまでの全工程が「国内で完全に完結する技術」であることの実現を方針として掲げてください。 現状、即座にこれら全てを国内完結させることは困難であることは認識していますが、これを長期的な必須要件と位置づけ、「10年後には完全な国内完結を目指す」という具体的なマイルストーンを設定してください。 本方針に基づき、各社においては以下の項目について速やかに事業計画の見直しおよび具体的な指導を行ってください。 1. サプライチェーンの国内完結化に向けたロードマップ策定 ・10年後の国内完結を実現するため、段階的な技術移転および開発プロセスの国内回帰計画を策定すること。 ・国内外のサプライチェーン依存度を可視化し、国内代替可能な技術を特定すること。 2. 調達時および調達後の資本関係確認の徹底 ・入札時においては、外国資本の影響がないことを厳格に確認するプロセスを導入すること。 ・調達後においても、数年に一度の頻度で資本関係の継続的な確認を行い、安全性を担保すること。 3. 危機管理体制の強化 ・有事における自律的な運用能力を確保するため、研究開発投資を拡充すること。 電子政府の総合窓口における議論を踏まえても、技術基盤の安全性と独立性は今後の事業継続における最優先事項です。各社におかれては、現状の事業計画がこの危機管理基準を満たしているか、今一度厳格に精査した上で、実現に向けた具体的な施策を提示いただくよう強く要請します。	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。
18	【意見内容】 安全保障および経済安全保障を踏まえた、政府調達・インフラ事業等における調達方式および国内企業優遇・規制緩和に関する意見 現在の国際情勢および深刻な円安基調を踏まえ、我が国のインフラ事業や重要物資の調達、および関連する産業政策においては、単なる「価格の安さ」のみを基準とするのではなく、「経済安全保障」の観点を最優先事項として組み込むべきであると考えます。具体的には、以下の3点の制度設計を強く提案いたします。 1. 完全国内調達・管理を行う企業に対するインセンティブ（優遇枠）付与型オークションの導入 ・海外からの影響を受けない国内資本の企業や、国産部品を主体としてサプライチェーンの完全な国内調達・管理を実現している企業に対しては、価格評価においてインセンティブ（加点や補正枠）を付与する仕組み（オークション制度）を導入すべきです。 ・例えば、外資系企業が100万円の入札額であっても、国内調達・管理を徹底する企業であれば実質的な評価枠や補助等により優位性を確保させ、外資に重要インフラや市場が安易に握られる事態を法制度として確実に防止すべきです。 2. 国内企業に対する先行開発期間・優先的規制緩和の設定 ・日本国内の企業に対し、例えば「先行開発期間5年」のような優先的かつ試験的な規制緩和期間を設けるべきです。 ・政府側にとっても、この検証期間を通じて政策の効果や安全性、妥当性を多角的に検証・確認できるメリットがあります。 3. 市場独占・最適化期間の付与による「富国」の実現 ・日本企業に対して一時的な市場の優位性や最適化を目指す期間を意図的に設けることで、国内産業の足腰を強くし、技術力と資本力を再構築させるべきです。 ・目先のコスト削減や自由競争の論理にとらわれず、中長期的な国益と「富国」の観点に立った産業政策・調達政策へ転換することを強く求めます。	
	【意見内容】 私は、減税を重視し、日本人の生活と国家主権を最優先する立場から、本件については是々非々で意見を述べます。電源投資の予見性を高め、安定供給を確保する制度自体は一定の意義がありますが、現行案は「脱炭素」に偏重し、再エネ賦課金による日本人負担の際限ない増大を放置し、外国人・外資の参入を許容する点で、国益に反します。以下、具体的に指摘します。 ### 1. 基本的な評価（賛同する点） - **新規電源投資への長期収入予見性の付与** 容量市場の補完として、複数年にわたる容量収入を確保する仕組みは、巨額投資の停滞を防ぎ、電力需給ひっ迫リスクを低減する点で合理的です。特にLNG火力を一定期間対象とする措置は、短期的な安定供給確保の観点から評価できます。減税派として、停電や価格高騰による経済損失（最終的に税金・家計負担増）を未然に防ぐ効果は認めます。 - **国内法人を参加登録の対象とする基本方針** 「国内法人」を原則とする点は、一定の日本人ファーストの要素を含みます。これを強化する方向で支持します。 ### 2. 是正を強く求める点（批判的指摘と追加要望） ** (1) オークション参加者を日本企業限定とすること ** 現行の「国内法人」（落札後の設立を含むコンソーシアム可）では、外資系企業や外国資本が過半を占める「国内法人」の参入を排除できません。 **求める修正**： - 参加資格を「日本国籍者または日本法人が議決権の過半数を有し、実質的に日本企業が支配する事業者」に限定すること。 - 外国企業・外国政府系ファンドの直接・間接出資を禁止すること。	

19	理由：電力は国家の生命線です。日本人ファーストの立場から、重要インフラの支配権を外国人に渡すべきではありません。減税派としても、外資による利益流出を防ぎ、国内再投資を促す方が財政健全化に資します。 ** (2) 外人雇用の禁止 ** ガイドラインや募集要綱に、落札事業者が雇用する職員・作業員・アルバイトについて「日本国籍者に限定する」規定を追加すること。 理由：重要電源の建設・運用に外国人が関与すれば、技術漏洩・内部 Sabotage・安全保障リスクが高まります。日本人の雇用を最優先し、外国人労働者依存を断つことは、日本人ファーストの核心です。安価な外国人労働に頼るより、国内人材育成に投資する方が長期的に国益と減税（社会保障負担抑制）につながります。 ** (3) 自然エネルギー（再エネ）の原則禁止と再エネ賦課金負担の終焉 ** 洋上風力・バイオマス・地熱など変動再エネを対象電源から原則除外し、再エネ賦課金をこれ以上増やさないこと。 理由：再エネ賦課金は既に日本人家庭・企業の電気料金を際限なく押し上げ、家計を圧迫し、製造業の国際競争力を削いでいます。これは事実上の「隠れ増税」であり、減税派として絶対に容認できません。天候依存の再エネは安定供給を損ない、バックアップ用火力の二重投資を強いるため、結果的に総コストを増大させます。日本人ファーストの立場から、国民負担を増やしてまで「脱炭素」を優先する必要はありません。 ** (4) 火力発電の積極的普及 ** LNG専焼火力・石炭火力・水素混焼を含む火力発電を、制度の中核として優遇し、募集量を大幅に拡大すること。 - 2050年脱炭素化ロードマップの強制を緩和し、経済合理性と安定供給を優先すること。 - 上限価格を火力中心に柔軟に設定し、早期建設可能な案件を優遇すること。 理由：火力は調整力に優れ、災害時・需要ピーク時に確実に稼働します。日本人の生活と産業を守る安定供給の基盤です。再エネ偏重を改め、火力を主力に据えることで、電気料金の抑制（減税効果）と安全保障の両立が可能になります。 ### 3. 是々非々のバランス - 脱炭素技術（水素・CCS等）の研究開発自体を否定するものではありません。ただし、国民負担を増やして強制導入するのではなく、市場原理と技術成熟を待つべきです。 - 過度な規制で投資を萎縮させることには反対です。日本企業限定・外人雇用禁止は安全保障上の最小限の措置とし、国内競争を阻害しないよう配慮すること。 - 制度全体を「脱炭素」ではなく「安定・安価・安心」の三原則に再定義し、再エネ賦課金の段階的廃止を明記すること。 ### 4. 結論 本件案は、電源投資促進の枠組みとして一定の評価はできますが、「脱炭素」至上主義と外資・外国人の参入余地を残す点で、日本人の利益を損なう危険があります。オークション参加者を日本企業に限定し、外人雇用に禁止し、再エネを原則排除して火力発電を主力として普及させるよう、抜本的な修正を求めます。 税金を無駄にせず、電気料金負担を軽減し、日本人の生活と国家主権を最優先する制度設計を実現してください。再エネ賦課金の際限ない増大を止め、安定で安価な電力を確保することが、真の減税と日本人ファーストです。 以上、意見として提出いたします。
	【意見内容】 減税派かつ日本人ファーストの立場から、国民負担（電気料金・税金）の最小化と、エネルギー安全保障の徹底を最優先に、是々非々で意見を提出します。 ----- ### 1. 本案の評価（是とする点） 本案は、2050年カーボンニュートラル実現に向け、長期的な投資回収の予見性を高め、安定供給を確保するための制度設計として、以下の点で評価できます。 - 容量市場の枠組みを活用し、脱炭素電源への新規投資を促す仕組みは、一定の意義があります。 - 応札価格の監視や上限価格の設定を通じて、消費者負担を抑制しようとする姿勢は、減税派として支持します。 - 第4回募集に向けた現実的な調整や、経済安全保障推進法に基づく蓄電池要件化の動きも、是とします。 ただし、全体として「不安定な自然エネルギー（再エネ）依存」を強める方向に偏っており、電力の安定供給と国民負担軽減の観点から重大な欠陥があります。以下、是々非々で強化を求めます。 ----- ### 2. 是々非々の改善提案 #### （1）外人および外国法人のオークション参加不可（強く是） 現状の問題点 ガイドライン（案）では「国内法人」を参加対象としていますが、外資過半の日本法人や外国法人が実質的に参加可能な抜け道が残っています。 提案 - 参加資格を、日本国籍を有する自然人または日本人が過半数を出資・経営する日本法人に厳格に限定する。 - 外国籍者・外国法人・外資過半の法人の参加を全面禁止する。 - 落札後の出資比率変更により外国勢力が支配した場合、契約解除と違約金を課す。 是とする理由 電力は国家の生命線です。外国資本の参入は利益の海外流出と有事の供給停止リスクを高め、国民が電気料金・税金で負担を強いられます。日本人ファーストの原則として必須です。減税派としても、長期的な料金安定と税負担軽減に直結します。 非とする余地 短期的に競争が減る可能性はありますが、「競争のためなら主権を売る」のは本末転倒です。 #### （2）材料は中国産不可（強く是） 現状の問題点 設備・材料の原産地制限がほとんどなく、中国産依存が拡大する恐れがあります。 提案 - 主要設備・部品・材料について、中国産または中国資本企業が製造・供給するものの使用を原則禁止する。 - 入札時に原産地証明書とサプライチェーンの完全開示を義務付け、虚偽の場合は失格・刑事罰を科す。 是とする理由 中国産は品質・耐久性・バックドアのリスクが高く、故障時の復旧コストが国民負担に転嫁されます。日本人ファーストとして敵対国技術への依存は許されません。減税派としても「偽りの節約」を排除すべきです。 非とする余地 一時的なコスト上昇はありますが、国産・同盟国産シフトが産業基盤強化と税収増をもたらします。 #### （3）雇用者は日本人優先（強く是） 現状の問題点 建設・運用・保守人材の国籍に全く触れていません。

20	提案 - 電源の建設・運転・保守・監視業務について、日本人（出生による日本国民）の雇用を優先することを義務付ける。 - 外国人・帰化人の雇用は、日本人で充足できない高度専門職に限り、厳格な審査と人数上限を設ける。 - 「日本人雇用計画」の提出と達成状況の定期報告を義務化し、未達成の場合はペナルティを課す。 是とする理由 重要インフラは日本人の手で守るべきです。国内雇用優先は技術流出防止と税収維持に寄与します。 非とする余地 人手不足を理由に反対する声はありますが、適正賃金による日本人雇用こそが持続可能です。 #### （4）自然エネルギーを火力発電に転換・優先すること（強く是）【新規追加】 現状の問題点 本案は自然エネルギー（太陽光・風力などの再エネ）を中心とした「脱炭素電源」を強く推進しています。しかし、自然エネルギーは天候依存で出力が不安定であり、大量導入すればバックアップ用の調整力や蓄電池コストが膨大になり、結果として電気料金の高騰と国民負担増を招きます。安定供給を軽視した再エネ偏重は、産業競争力を削ぎ、日本人の生活を脅かします。 提案 - 長期脱炭素電源オークションにおける自然エネルギー（再エネ）の募集枠を大幅に縮小し、安定した火力発電（LNG・石炭を含む、将来的にCCSや水素混焼を併用するもの）を優先的に募集・落札対象とする。 - 既に計画・応札されている自然エネルギー案件については、可能な限り火力発電への転換・置き換えを促す仕組み（転換インセンティブや優先枠）を設ける。 - 自然エネルギーの intermittency（間欠性）を理由に、火力発電の容量確保を義務化し、再エネ比率の過度な引き上げを抑制する。 - 火力発電を「安定供給の基幹電源」と位置づけ、制度適用期間や上限価格で優遇する。 是とする理由（減税派・日本人ファースト） 自然エネルギーは「きれいごと」に過ぎず、実際には電力の安定供給を破壊し、電気料金を押し上げます。火力発電こそが、天候に左右されず、産業と国民生活を支える現実的な電源です。日本人ファーストとして、日本の電力基盤を不安定な再エネに委ねることは許されません。 減税派としても、再エネ大量導入による系統増強・蓄電池・調整力コストは最終的に電気料金と税金で賄われます。「安い再エネ」という幻想を捨て、安定した火力を優先することで、真の国民負担軽減を実現できます。 非とする余地 「脱炭素」の国際的潮流に逆行するとの批判はあり得ます。しかし、安定供給を犠牲にした脱炭素は本末転倒であり、日本の国益を損なうだけです。火力を基盤に据えつつ、現実的な低炭素化（CCS・混焼）を進める方が、国民にとってはおかに合理的です。 ----- ### 3. 総括（減税派・日本人ファーストの結論） 本案は一定の是としますが、 - 外人・外国法人の参加禁止 - 中国産材料の排除 - 日本人雇用の優先 - **自然エネルギーを火力発電に転換・優先すること** という、国家主権・安定供給・国民負担軽減の根幹を欠いています。 特に自然エネルギー偏重は、電力の不安定化とコスト増大を招き、減税派・日本人ファーストの立場から最も危険です。 「日本の電力は、日本人が、日本と信頼できる技術で、安定した火力を基幹として守る」という方針を本案に明記することを強く求めます。 短期的な「脱炭素」の流行に流されず、是々非々で現実を直視する。それが真に国民の負担を減らし、国家を存続させる道です。 以上、意見とします。	
21	【意見内容】 長期脱炭素電源オークションにおいては、応札者の形式的な法人所在地だけでなく、親会社、主要株主、議決権構成、契約上の支配権を含む実質的支配関係を審査対象に加えるべきです。 とりわけ、外国資本が親会社を通じて支配している場合や、複数の外国投資家が分散保有しつつ実質的に経営意思決定へ影響できる場合も確認対象とすべきです。 本制度は、単なる民間投資支援ではなく、長期の電力安定供給と国民負担に関わる重要インフラ支援制度です。したがって、落札後の設備所有権移転や資本異動によって、事後的に実質支配が海外に移る場合についても、事前届出、審査、承認を必要とする仕組みを設けるべきです。 少なくとも、応札時、落札後、所有者変更時の各段階で、実質支配関係の開示を義務付け、虚偽申告や無届変更があった場合は契約解除やペナルティの対象とすることを求めます。	
22	【該当箇所】 ・『長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）』全般（P8～12「募集量・募集上限」、P19～30「資本コスト・上限価格」等） ・『長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）』全般 【意見内容】 容量市場抛出台金負担の全体像の定量検証および需要家負担増の防止について ・本制度における各種費用増要因について、長期脱炭素電源オークション単体での改定として取り扱うのではなく、容量市場メインオークション、予備電源制度、追加供給力確保策を含めた「供給力確保策全体における費用負担の全体像」を可視化し、費用負担のあり方を横断的に検証・提示いただきたい。 ・そのうえで制度創設時の基本方針であった「国民負担の抑制」および「スモールスタート」の観点に立ち返り、各制度でのコスト増加分が重複して容量抛出台金等に上乗せされる構造を回避し、既存制度との役割分担や負担主体の明確化を求める。 理由 ・今回の改定案には、資本コストWACCの5.5%への引き上げ、一部電源種の上限価格の2倍への引き上げ、LNG専焼における基地整備あり上限価格9.2万円/kW/年の新設、洋上風力の上限価格引き上げ、LNG専焼の募集枠拡大といった容量抛出台金を直接増加させる要因が複数盛り込まれている。 ・脱炭素化と安定供給の重要性は理解するものの、各制度において個別の根拠に基づく費用増要因が積み重なることで、総額として抛出台金負担がどの程度膨張するかが極めて不透明である。全体像が見えないままコスト増が容認されることは、発電事業者に対する実質的な「過剰対価」を生み出し、結果として過大な需要家負担を発生させる懸念がある。 ・これらは個別の事情（金利上昇や建設費高騰等）に基づき説明されているものの、容量市場等における費用増額と重複することで、全体として膨大な国民負担が生じる懸念がある。	今後の様々なイノベーションにより、より効率的に脱炭素電源を導入することが可能となる可能性や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を踏まえ、本制度の初期段階ではスモールスタートで募集量を決定しています。 これまでも入札結果等を踏まえ、上限価格・募集量・制度適用期間等、制度内容について累次の見直しを行ってきておりますが、今後についても、応札状況・約定価格の動向や事業者の実情等を踏まえて、費用負担のあり方や施策の効果についても検証し、次回以降の入札に向けて、必要に応じた制度見直しを行ってまいります。

23	【意見内容】 本制度は、長期にわたり需要家負担を伴いながら電源投資を促進する制度であることから、第4回募集の実施に当たっては、募集容量・落札価格等のアウトプット指標だけでなく、安定供給への寄与、追加的に誘発された電源投資量、CO2削減量、需要家負担額、単位CO2削減量当たりの負担額等の客観的なアウトカム指標を設定すべきです。 また、第4回募集に先立ち、第1～3回の実績について、設定された政策目標に対してどの程度の成果が得られたのかを検証し、その結果を公表するとともに、第4回以降の制度設計に反映する仕組みを明示すべきです。 特に、本制度が存在しなかった場合と比較して、どの程度の追加的な電源投資、供給力確保、CO2削減等の効果が得られたのかを評価できる方法（いわゆる追加的効果・反実仮想を考慮した評価方法）についても検討すべきです。 【成果目標・KPIの所在について】 本案件は、長期的な電源投資を誘導し、需要家負担にも影響を及ぼす重要な政策制度であるため、政策立案・予算・行政事業評価等との関係において、客観的に有効性を評価できる成果目標・KPIが設定されているものと考えます。 そこで、本制度について既に成果目標・KPIを設定しているのであれば、その具体的な内容及び所在（政策評価調書、行政事業レビューシート、その他の公表資料等）を明示するとともに、本パブリックコメントの対象となっている第4回募集の制度設計と、それらの成果目標・KPIとの対応関係を分かりやすく示していただきたいです。 特に、以下について明示を求めます。 ・本制度の最終的な政策目的及び成果目標 ・成果目標を測定するための具体的なKPI ・第1～3回の実績値及び目標値に対する達成状況 ・第4回募集によって期待される追加的な成果 ・制度による需要家負担額 ・その負担に対して得られる供給力確保、投資誘発、CO2削減等の効果 ・制度が存在しなかった場合との比較を含む政策効果の評価方法 ・KPIが未達となった場合の制度・募集量・対象電源・支援水準等の見直し基準 また、成果目標・KPIが現時点で設定されていないのであれば、その理由及び、今後どの時点で、どのような指標によって本制度の有効性を評価する予定なのかを明示してください。 令和8年度予算編成においては、各府省の施策について、政策の優先順位や事業の効果を踏まえて予算・施策を点検することが重視されています。財務省も令和8年度予算について、歳出全般にわたり施策の優先順位を洗い直し、予算の重点化を図る方針を示しています。 したがって、本制度についても、単に「何kWを募集し、何円/kWで落札されたか」というアウトプットだけではなく、「そのために需要家がどの程度負担し、その結果としてどのような政策効果が得られたのか」を客観的に検証できる成果目標・KPIを設定し、その実績を公表することが必要です。 以上、行政の透明性、EBPM及び適正な政策評価の観点から、成果目標・KPIの具体的な提示並びに第1～3回の実績評価結果の公表を求めます。	
24	【意見内容】 今回の「長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）」および「第4回募集に向けて（案）」は、日本の電力の安定供給と脱炭素化を同時に進めるための重要な制度設計だと考えます。しかし、制度の効果を客観的に確認するための成果目標やKPI（成果指標）が示されていない点が気になります。 長期脱炭素電源オークションは、国民生活や電気料金に直接影響する制度であり、導入後に「どれだけ供給力が確保されたのか」「どれだけ脱炭素が進んだのか」「どれだけコスト効率が改善したのか」を数値で確認できなければ、行政の説明責任を果たすことができません。EBPM（証拠に基づく政策立案）や行政事業レビューの観点からも、成果目標とKPIの設定は必須だと考えます。 例えば、以下のようなKPIが考えられます。 ・オークション採択案件による年間CO2削減量 ・確保された供給力（kW）の増加量 ・導入された脱炭素電源の稼働率 ・落札価格の平均値と市場価格との差 ・事業者の入札競争性（応募件数・競争倍率） ・国民負担（電気料金）への影響の推移 より適切な「客観的な成果目標とKPI」を必ず設定し、制度の効果を継続的に検証できるようにしていただきたいです。 また、この案件には成果目標もKPIも示されていないため、以下の点を明確にしていきたいです。 「政府が既に全府省庁・原則全事業を対象として実施しているEBPM・行政事業レビューの趣旨に照らし、当該案件について成果目標及び客観的な効果検証指標が設定されていない理由を明示してください。また、政策効果を検証可能な成果指標、基準値、目標値及び達成期限を設定し、その実績と予算への反映状況を公表してください。」 電力の安定供給と脱炭素化の両立は国民生活に直結するため、成果目標とKPIの明示をお願い申し上げます。	
25	【意見内容】 自家消費する太陽光発電やヒートポンプ、営農型の太陽光発電による電気を供給する小規模事業者を主として、省エネが進む制度としてください。	いただ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。
26	【意見内容】 脱炭素火力では応札価格が低く、技術導入スピードの早い案件を優先的に落札していくべき。また、日本成長戦略での戦略17分野が示すGX製品に貢献することも評価しても良いのではないか。	いただ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。

	洋上風力の過去に選定された海洋再エネ整備法の公募案件の参加について	
27	【該当箇所】 「長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）」6頁「1.対象（a）洋上風力」 「長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）」8頁及び16～19頁 【意見内容】 第2・第3ラウンド洋上風力案件への参加資格付与及び環境価値市場への影響について 第2・第3ラウンドで選定された洋上風力案件のうち、公募占用計画の供給価格を0円/kWhに変更し、バランシングコスト相当分のFIP交付金を放棄することを条件に、第4回以降の長期脱炭素電源オークションへの参加を認める規定に反対し、削除を求めます。 当初の公募条件及び選定された公募占用計画のままでは事業を完遂できないと判断するのであれば、現選定事業者は選定事業者としての地位を返上し、支援条件を全て事前に明示した上で、同じ海域について再公募すべきです。最終的な「御意見に対する考え方」において、以下の論点ごとに見解を明示してください。 1. 固定費の二重回収がないことは、公募後の条件変更を正当化しない 案は、ゼロプレミアム案件ではバランシングコスト相当分を除きFIP交付金が想定されず、これも放棄すれば固定費の二重回収が生じないことを主な根拠としています。しかし、二重回収がないことは最低限の必要条件にすぎず、元の公募における競争条件を事後的に変更してよい理由にはなりません。 長期脱炭素電源オークションで改めて価格競争が行われ、参加しても落札が保証されないことは承知しています。しかし、対象事業者は、選定事業者としての地位と対象海域を維持したまま、当初の公募時には示されていなかった別制度への参加資格を得て、落札すれば20年間の容量収入による固定費回収機会を得ます。他方、元の洋上風力公募で非選定となった事業者や、当初条件では参加を見送った事業者には、同じ海域で再度競争する機会がありません。別制度内で競争があることは、元の公募における不公平を解消しません。 2. ゼロプレミアム水準を前提とした応札・事業計画は事業者自身の判断であり、事後支援はモラルハザードを生む 供給価格、収支計画、資金調達能力及び事業実現可能性は、元の公募における重要な競争要素です。ゼロプレミアム水準を前提とする収支計画で公募に参加し、選定されたことは、各事業者自身の経営判断です。 仮に、長期脱炭素電源オークションによる固定費回収の可能性が当初から示されていれば、他の事業者の供給価格、収支・資金調達計画、参加判断及び選定結果は異なった可能性があります。実現可能性を十分に織り込まない低価格であっても、選定後に追加的な支援制度への参加機会を得られる前例を作れば、今後も低価格応札と、選定後の制度変更への期待を誘発します。「今回限り」と記載するだけでは、このモラルハザードを防げません。 3. 過去のパブリックコメントと政府回答との整合性が示されていない 2025年公表の洋上風力公募占用指針改訂案に対する「御意見の内容及び御意見に対する考え方」No.104では、選定後の事後的支援に反対し、辞退時には再公募すべきであり、その考え方は後続ラウンドにも当てはまるとの意見が、今回を先取りする形で提出されていました。No.100では再公募による国民負担の低減可能性と透明性、No.105、106、109では低価格応札、ダンピング及びリスク先送りも問題提起されていました。 これに対し政府はNo.92を参照し、選定後の政策措置について、1.必要性・合理性、2.公募の競争要素への影響、3.措置前後の公募占用計画の一体性への影響を総合的に勘案すると回答しています。 にもかかわらず、今回の案は、当時明示的に懸念された後続ラウンドへの事後支援を認めようとする一方、「固定費の二重回収がない」「第2・第3ラウンドは黎明期」とするのみで、供給価格や収支計画という競争の核心に20年間の固定費回収機会を後付けすることを、上記三基準に照らしてどう評価したのかを具体的に示していません。特に、先行する第1ラウンドより第2・第3ラウンドだけを「黎明期」として扱う理由と、将来の類似案件にも適用可能な客観的基準を示すべきです。 4. 非選定事業者及び第1ラウンド撤退事業者との取扱いに重大な非対称がある 洋上風力公募には、調査、設計、系統接続、地域調整、資金計画及び入札図書作成等の多額の先行費用が必要です。実際に、レノバは第1ラウンドの非選定に伴う損失処理として約43億円を、東京電力リニューアブルパワーは「洋上風力公募落選等に伴う損失見込額」として38億5,700万円を公表しています。 また、第1ラウンドで選定後に撤退した側でも、三菱商事は国内洋上風力事業の事業性再評価に伴い520億円強の減損を計上し、その後3海域から撤退しました。中部電力も179億円の洋上風力発電事業関連損失を公表しています。各金額は対象、時期及び会計処理が異なり、単純比較・合算はできませんが、他の公募参加者及び第1ラウンド事業者が、元の条件と自らの判断の結果として数十億円から数百億円規模の損失を現実には負担していることを示しています。 第1ラウンドと第2・第3ラウンドでFIT・FIP等の条件が異なることは承知しています。しかし、その差は主として固定費の二重回収の有無を説明するものであり、元の公募結果を維持したまま別制度による収入機会を後付けすることの競争上の公平性まで説明するものではありません。 本意見は、これらの損失補填を求めるものではありません。元のルールによる結果と損失を他の事業者が負担した一方、第2・第3ラウンドの選定事業者だけが地位と海域を維持したまま新たな収入機会を得ることが、公募制度への信頼を損なうと指摘するものです。 5. 環境価値市場、とりわけ時間マッチング型環境価値の価格形成を歪めるおそれがある 当社は、環境価値及び時間単位での再生可能エネルギー利用に関わる事業者であり、この問題から直接影響を受け得ます。 長期脱炭素電源オークションでは、実際の他市場収益の85％、90％又は95％を還付します。非化石価値収入も還付対象であるため、環境価値を高く販売しても事業者に残る増分は原則5～15％に限られ、適正価値を最大化する限界的な動機が通常より弱まる可能性があります。現行の監視基準では捕捉されない追加属性価値を含む環境価値が、その経済価値を下回る価格で販売されれば、還付額が減る一方、その便益は容量拠出金の負担者全体ではなく、廉価に取得した特定の買い手へ移転します。参加候補は6案件（選定時の発電設備出力合計約286万kW）で、案は洋上風力の募集上限を期待容量ベース50万kWとしています。全案件が落札するわけではありませんが、落札電源由来の環境価値はなお大規模となり得るため、価格形成への影響は小さくありません。 現行案が、相対契約の事前監視、内外無差別規律、市場価格規律、利潤最大化の要請、規律を満たさない場合のみなし収益算定、さらに落札電源と非落札電源間の利益の付け替えに対する監視を設けていることは承知しています。しかし、単一の電力・非化石価値契約又は電源間の価格監視だけでは、同一の買い手又は関係会社との電力・非化石価値以外の関連契約を含む複数契約を通じた経済価値の移転を捕捉できない可能性があります。例えば、環境価値を経済的価値より低く販売する一方、業務委託、需給運用、データ提供、設備・保守、協賛、コンサルティング、オプション、割戻し又はサイドレター等の別契約に対価を移せば、売り手が受け取る総合的利益を維持しつつ、還付対象収益だけを低くする動機が生じます。 また、みなし収益の基準であるエリアのスポット平均価格と高度化法義務達成市場の平均価格では、時間単位の需給一致、発電源、地域、トラッキング、追加性等の属性に対するプレミアムを十分に評価できない可能性があります。時間マッチング型環境価値について、公表された信頼できる独立価格指標が十分に形成される前に、大規模な制度対象電源が本来価値とかけ離れた価格で大量供給すれば、その価格自体が初期の参照価格となり、市場が歪んだことさえ事後的に把握できなくなるおそれがあります。これは当社一社の利益ではなく、健全な環境価値市場と新たな脱炭素ビジネスの形成に関わる問題です。 【求める対応】 第2・第3ラウンドのゼロプレミアム案件に長期脱炭素電源オークションへの参加を認める規定を削除し、当初条件で完遂できない案件は、現選定事業者が選定事業者としての地位を返上した後、支援条件を事前に明示して同じ海域を再公募してください。 仮に規定を維持する場合でも、参加を認める前に、少なくとも次を実施・公表してください。 1.No.92の三基準を今回の措置及び各対象案件に適用した具体的評価 2.再公募と特例措置について、国民負担、競争性、運転開始時期及び完遂可能性を比較した結果 3.第1ラウンドと第2・第3ラウンドを区別する客観的基準及び元の非選定事業者へのヒアリング結果（匿名化可） 4.買い手及び関係会社との全ての関連契約、サイドレター、割戻し等の包括開示と、総合的な経済対価・独立当事者間	今回、第2・第3ラウンドで選定された海洋再エネ整備法の公募案件のうち、ゼロプレミアム案件に限っては、バランシングコスト相当分のFIP交付金を放棄することを前提として、本制度の第4回入札以降への参加を認めることとしました。

	価格による一体審査 5.時間マッチング等の追加属性について、競争手続、第三者評価等を用いた独立評価及び、合理的資料がない場合のみなし収益算定 6.属性別の取引量・価格帯・監視修正額の匿名公表と、市場形成への影響の継続検証 これらが整備されるまでは、対象案件の参加を認めるべきではありません。 なお、本意見は洋上風力の導入自体に反対するものではありません。洋上風力を持続可能な電源として拡大するためこそ、公募の公平性、事業者の自己責任、国民負担の適正化及び環境価値市場の公正な価格形成を同時に守る必要があります。 【参考資料】 経済産業省・国土交通省「第2・第3ラウンドの事業者選定結果」 2025年公表「御意見の内容及び御意見に対する考え方」No.92、No.100、No.104~106、No.109 レノバ「2023年3月期第3四半期決算補足資料」 東京電力リニューアブルパワー「第5期有価証券報告書（2023年度）」 三菱商事「2025年3月期第3四半期決算アナリスト向け説明会質疑応答」 三菱商事「国内洋上風力発電事業に係る事業性再評価の結果について」 中部電力「2024年度第3四半期決算説明資料」	
28	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）（応札年度：2026年度） 3.長期脱炭素電源オークション （2）参加対象となる電源 注7 次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会 電力安定供給ワーキンググループ 長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案） 2募集量 (b)脱炭素電源 <洋上風力> 【意見内容】 【確認の前提条件】 今年度の洋上風力の募集上限50万kWに対して、他電源の入札との兼ね合いもあり、「洋上風力発電事業における第2ラウンド及び第3ラウンドの電源」のすべての電源が入札しても落札されない可能性がある。 【確認・意見内容】 次年度以降も洋上風力の募集枠を設定する可能性があるか、またその場合の各種条件はどのように設定されるかの方針を明記いただきたい。 少なくとも第2ラウンド及び第3ラウンドの全電源が落札（あるいは入札意思がないことの確認）するまで募集枠を設定しないと不公平ではないか。	第5回以降の募集内容については、今後、審議会での議論を経て決定されるものとなりますが、第4回入札における洋上風力の募集上限については、上限価格を閾値（20万円/kW/年）より高い水準で設定しているため、その落札量が過大となれば需要家負担の増大につながることから、需要家負担に配慮する観点で、募集上限を設け、当該上限の範囲内で落札させることとし、追加の落札は行わないこととしております。 なお、海洋再生エネ整備法に基づく公募案件のうちゼロプレミアム案件について本制度への参加を認めることとしたのは、これらの案件に対し、投資回収の予見性を高める選択肢を追加的に提供するものであり、本制度の活用可否や応札の是非は、上限価格の水準等を踏まえた事業者の御判断によることとなります。
	募集量について	
29	【意見内容】 脱炭素火力の募集上限について、「脱炭素火力（水素・アンモニア混焼、CCS付き火力等）」に対する50万kWの募集専用枠を撤回し、その枠を再生エネや蓄電池等へ振り替えてください。 現行の水素・アンモニア混焼や部分的なCCSは、化石燃料火力を長期間固定化・延命させる手段にしかありません。また、第3回オークションでも極めて高額な上限価格が設定されており、このような費用対効果に乏しい電源に優先枠を与えることは、国民負担（需要家負担）を不当に増大させ、再生エネや蓄電池などの確実な脱炭素手段の機会を奪うものです。	脱炭素火力の募集上限は、これらの案件を優先的に確保するための「優先枠」ではなく、上限価格を閾値（20万円/kW/年）を超える水準で設定しているため、落札量が過大とならないよう、需要家負担に配慮する観点から設定をしているものです。したがって、この募集上限があることによって、再生可能エネルギーや揚水式の水力電源、蓄電池等の落札余地が奪われるものではありません。
	入札価格の在り方について	
30	【該当箇所】 「長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）」第2章 2.1 (2)（13~14ページ）、「長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）」第4章 (2) 注釈42（11ページ） 【意見内容】 供給開始年度の試運転燃料費の建設費算入について 供給力提供開始年度に発生する運転維持費は算入不可とされていますが、当該年度に実施される「試運転」用の燃料代については、建設プロセスの一環として建設費への算入を認めていただけないでしょうか。 理由： 供給開始年度の運転維持費を容量市場で回収できるとする理屈はありますが、商用運転前の試運転に伴う燃料消費は実質的に建設・試験費用であり、これを除外するのは実態に即していないと考えられるためです。	容量市場の参加対象電源等は、実需給年度において供給力を提供できる電源であり、年度単位で募集を行います。容量提供事業者に対して、リクワイメントの達成状況をアセスメントした上で、実需給年度中に容量確保契約金額の支払いが開始されます。供給力提供開始年度に発生する運転維持費（可変費を除く。固定費含む）は、メインオーク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ません。応札価格への算入が可能な可変費としては、価格が高く、容量市場（や卸市場）での費用回収が困難な、水素・アンモニアの燃料費の一部（LNG・石炭との価格差）及びCCSの可変費に限定しており、試運転燃料費も全く同様の整理がなされています。
31	【該当箇所】 ・長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）P14 (b)水素・アンモニア・CCSの価格競争の在り方のうち、CCSの可変費の補正について ・長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）P14 CCSの可変費について 【意見内容】 ・輸送・貯留費用の可変費のうち燃料費および電気代を合理的に区分できるときは、各費用に対応する価格指標により補正することを可能としていただきたい。 ○理由 ・現状では、OCCTOの長期脱炭素電源オークション容量確保契約約款（案）別紙1 のとおり、輸送・貯留の可変費補正は、分離回収とは異なり、国内企業物価指数の変化率に基づき行うこととしております。 輸送・貯留費用のOPEXには、昇圧、圧送、船舶輸送、圧入等に係る燃料費、電気代、薬品費などが含まれ、特に燃料費、電気代の割合が大きい状況です、燃料費や電気代は、国内企業物価指数よりも燃料価格や電力市場価格等との連動性が高く、国内企業物価指数による一律の補正では実際の費用変動を適切に反映できない可能性があるためです。	御意見を踏まえ、CCSの可変費補正において、輸送・貯蔵費用（国内貯留）のうち、燃料費について、LNG・石炭・石油の貿易統計価格の変化率、電気代について、国内スポット市場価格（システムプライス）の変化率により補正を行うことを選択可能とします。また、輸送・貯蔵費用（海外貯留）についても、燃料費は同様の補正とし、電気代については、米ドル為替レートの変化率により補正を行うことを可能とし、注釈12及び広域機関から公表される容量確保契約約款に反映します。 加えて、分離回収費用については、貿易統計価格の変化率に用いる燃種に石油を追記いたします。 なお、上記の自動補正適用の選択制については、過去の既落札案件に対しても遡及して適用することとします。
32	【該当箇所】 ・長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）P14 (b)水素・アンモニア・CCSの価格競争の在り方のうち、CCSの可変費の補正について ・長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）P13 ②運転維持費のうちその他のコスト（委託費）について 【意見内容】 ・分離回収、輸送・貯留を第三者に委託する場合、委託費に含まれる燃料費、電気代、蒸気代、薬品費その他の可変費を合理的に区分できるときは、各費用に対応する価格指標による補正する方法と、委託費全体を運転維持費と同様に国内企業物価指数により補正する方法のいずれかを選択できることとしていただきたい。 ○理由 ・C C Sにおいて委託となりうる分離回収、昇圧、圧送、船舶輸送、圧入の各工程では、燃料費や電気代が主要な可変費となります。これらは、国内企業物価指数よりも燃料価格や電力市場価格との連動性が高く、その価格変動が事業費に与える影響も大きいと考えています。このため、燃料費や電気代を国内企業物価指数のみで補正すると、実際の費用変動を十分に反映できない可能性があります。委託費に含まれる燃料費や電気代を各費用に対応する価格指標で補正できない場合、発注者又は受託者が燃料価格や電力価格の変動リスクを負うこととなります。その結果、受託者がそのリスクを委託費にあらかじめ上乗せすることで、応札価格が高くなることに加え、価格変動リスクの負担について合意できず、委託契約の締結が困難となる可能性もございます。	本制度における応札価格においては、応札参加事業者自身が行う費用か委託費で行う費用かに関わらず、応札価格に織り込むことが認められるコストの費目により合理的に区分することとしております。同様に、CCSの可変費の補正においても、委託費であるかに関わらず、燃料費・電気代に該当するか否かで区分します。

33	【意見内容】 約定価格に対する物価・金利変動等の補正方法として「応札価格に含まれる各費用項目の全部又は一部を補正する方法」を選択する場合、可変費に含まれる水素・アンモニアの燃料費について、燃料の調達国は海外であるものの、製造プロジェクトの開発およびオフテイクがいずれも円貨建てで実施されるケースにおいては、「米ドル為替レートの変化率」に基づいて補正を行うと、実際の取引金額との間に乖離が生じるおそれがある。このため、当該ケースについては、「調達国の消費者物価指数の変化率」は補正項目として維持しつつ、「米ドル為替レートの変化率」については補正項目から除外することが適当であると思われる。 また、既にFID済みの製造プロジェクトで、供給価格がドル建てで固定される契約条件となっているようなケースでは、製造国の物価変動の影響を受けないため、「調達国の消費者物価指数の変化率」による補正は不要と考えられる。一方で、為替変動は事業収支に直接的な影響を与える重要な要素であることから、「米ドル為替レートの変化率」については適切に反映されるべきである。 以上のようなケースを踏まえ、上流プロジェクトやオフテイク契約の実態に即した適切な補正が可能となるよう、「調達国の消費者物価指数の変化率」および「米ドル為替レートの変化率」といった物価・金利変動等の補正項目を、応札事業者が個別に選択・適用できるような柔軟な制度設計についてご検討いただきたい。	水素・アンモニアの可変費補正において、「調達国の消費者物価指数」及び「米ドル為替レート」による自動補正は、それぞれ、自動補正の適用を選択制とします。また、CCSの可変費補正においても、「米国生産者物価指数」、「貯留対象国の企業物価指数」及び「米ドル為替レート」について、同様に選択制とします。 ただし、自動補正式では、「調達国の消費者物価指数」は、「供給力提供開始年度前年の調達国の消費者物価指数/応札年度前年の調達国の消費者物価指数」や、「調達国の消費者物価指数の変化率」といった形で複数回出てきますが、原則として全体に対して適用か非適用かを一括選択することとします。他の指数やレートについても、同様とします。また、御意見を踏まえ、例外として、水素・アンモニアの製造・輸送費のうちのCAPEX及びCCSの輸送・貯留費用のうちのCAPEX部分については、契約内容との整合性を図る観点から、全体での選択状況に関わらず、自動補正の非適用を選択することを可能とします。 なお、上記の自動補正適用の選択制については、過去の既落札案件に対しても遡及して適用することとします。
34	【意見内容】 ・供給力提供期間について。FIT等に合わせるという点はFITが長期脱炭素電源オークションか、という観点では理にかなっていると思いますが、視座が低いと考えます。各電源の適切な期間を設定すべきであり、FITが長期脱炭素電源オークションかの選択は、各社にゆだね、長期的な視野での国の脱炭素と電源確保を重要視していただきたい。また、バイオマス電源は、オークション対象電源はFIT対象外となっており、20年の理屈が成り立っていないと考えます。	再エネ電源（太陽光、風力、地熱及びバイオマス）は、本制度だけでなくFIT/FIP制度の対象でもある中で、本制度でも上限価格をFIT/FIP制度を参照した上で制度適用期間をFIT/FIP制度の20年よりも長くすることは、20年（地熱は15年）の制度適用期間を前提とした調達価格等の設定を通じ、徐々に価格を低減させながら再エネの導入を進めるFIT/FIP制度とのバランスを欠いてしまうおそれがあります。そのため、本制度とFIT/FIP制度の制度適用期間を合わせるものが適切と考えております。 （バイオマスについて） 本制度が対象とするバイオマスには、一般木質等（10,000kW以上）や液体燃料（全規模）のようにFIT/FIP制度の対象から外れるものと、未利用の木質バイオマス等のように引き続きFIT/FIP制度の対象となるものが混在しております。同じバイオマスという電源種の中で、燃料種によって制度適用期間が異なることは適切ではないことから、こうした電源種内のバランスを勘案し、バイオマスについても一律に制度適用期間を20年とすることが適切と考えております。 （洋上風力について） 洋上風力の上限価格について、発電コスト検証の30.9円は稼働期間25年を前提としている一方で設備利用率は30％を前提としているのに対し、本制度の洋上風力の上限価格は制度適用期間を20年とする一方で設備利用率を39.3％を前提としており、バランスの取れた設定になっているものと考えております。 また、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ことを目的とする制度であり、制度適用期間の終了後も、当該電源は容量市場や卸電力市場等において収入を得ながら運転を継続することが可能です。したがって、制度適用期間は、設備の耐用年数や海域の占用期間と必ずしも一致させる必要はなく、占用期間が30年であることをもって、制度適用期間を30年とする必要があるとは考えておりません。
35	【該当箇所】 「長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）」第2章 2.1 (2) （16～17ページ）、「長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）」第3章 (5) 注釈32（8ページ） 【意見内容】 制度適用期間（20年・30年）の混在による価格競争の不合理性について 期間を長く設定すれば応札価格が安価になるのは自明ですが、LNG火力は運転開始10年後には脱炭素化のための更新が前提となっています。当初の20年や30年の契約条件で完済しないことが明白であるにもかかわらず、異なる期間設定の案件を同じ土俵で価格競争させることの合理性について、明確な説明をお願いします。 理由： 10年での更新が前提である設備に対し、30年という実態を伴わない数字で応札価格を競わせることは、期間設定の差だけで落札が決まるような不公平な競争を招く懸念があるためです。	本制度で落札したLNG専焼案件について、運転開始から10年後に求めることとしているのは、脱炭素化に向けた対応（改修等）であり、当該時点で設備の運転を終了することを求めるものではありません。脱炭素化に向けた取組を行いつつ、その後も制度適用期間にわたって供給力を提供することを前提としており、制度適用期間が実態を伴わないものではないと考えております。 その上で、発電事業者には早期の投資回収のインセンティブがあり、また、投資回収期間が長期化すれば資金調達が困難になるデメリットもあることから、過去の落札案件でも制度適用期間を20年とする案件が最も多く、制度適用期間が短い案件が一概に不利になるとは考えておりません。
36	【意見内容】 蓄電池に適用される制度適用期間の上限について リチウムイオン蓄電池及びリチウムイオン蓄電池以外の蓄電池について、それぞれ適用される制度適用期間の上限をご教示いただきたい。両技術ともに、上限40年・原則20年という一般的な取扱いの下に置かれるという理解でよろしいでしょうか。それとも、いずれかについて異なる取扱いが想定されているのでしょうか。	御認識の通りです。リチウムイオン蓄電池及びリチウムイオン蓄電池以外の蓄電池については、制度適用期間は20年を基本とし、40年以内で事業者が設定することが可能です。
37	【該当箇所】 ・『長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）』P.19-22 「(h) 全電源の資本コスト」 ・『長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）』P.14 「③資本コスト」 【意見内容】 WACC引き上げと事後金利補正に関する見直しおよびリスク分担の適正化 ・第4回入札において、応札価格に算入できるベースWACCを5.0%から5.5%へ引き上げる措置について、慎重な対応を求める。 ・金利補正メカニズムによって発電事業者の有利子負債コスト等に係る事後的な金利変動リスクが実質的に補正されるにもかかわらず、事前のベースWACC自体を近年の金利動向等を理由に一律+0.5%引き上げることは、私企業（発電事業者）に対する過度なリスク緩和・手厚いインセンティブ付与となりかねない一方で、その追加コストがすべて小売電気事業者・需要家へと転嫁される構造となっている。このリスクとリターンの非対称性について、政府として客観的かつ定量的な説明責任を果たすことを求める。 ・あわせて、容量確保契約金内訳明示がなされず、抛出金の未転嫁リスクが小売電気事業者に集中する構造を先に見直したうえで、脱炭素化の便益を享受する、社会全体で「広く薄く」負担する仕組みが公平に機能するような調整措置を講じられたい。 ●理由： ・事後の金利変動リスクを発電事業者が負わない補正メカニズムが機能している実態を踏まえれば、事前に設定するWACC全体を一律に引き上げる合理的な理由は乏しい。事後の金利補正ロジックとの関係性、および有利子負債・株主資本コストの実勢市場金利との整合性を整理・検証するとともに、政府として説明責任を果たすことが、小売電気事業者、ひいては需要家保護の観点から不可欠であるため。 ・また、電源確保の費用負担やリスクが小売電気事業者の事業運営に偏重している現状を踏まえ、社会全体で「広く薄く」公平に負担する基盤を確立すべきであるため。	ご指摘の「資本コスト」は、応札価格に算入できる費用の上限値であり、落札後の応札価格に対して行う物価・金利変動等に伴う補正とは重複いたしません。また、事業者の判断により上限値を下回る割合で応札することは可能です。 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抛出金の負担は変わってくることから、一概に容量抛出金の内訳を示すことは困難ですが、本制度はこれまでも入札結果等を踏まえ、上限価格・募集量・制度適用期間等、制度内容について累次の見直しを行ってきており、今後についても、応札状況・約定価格の動向や事業者の実情等を踏まえて、費用負担のあり方や施策の効果についても検証し、次回以降の入札に向けて、必要に応じた制度見直しを行ってまいります。

38	【該当箇所】 「長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）」第2章 2.1 (2)（19～22ページ）、「長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）」第4章 (2) 14ページ 【意見内容】 火力電源の資本コスト（WACC）の一律設定（6.5％）の経緯について 以前の議論では、供給力提供開始期限（リードタイム）が10年未満は5.5％、10年以上は6.5％という段階的な設定案があったと記憶していますが、今回、一律で6.5％とされた具体的な理由と妥当性を説明してください。あわせて、この数値が応札者が算入できる「上限値」なのか、コスト算出に際して一律に用いるべき「規定値」なのかを明確に定義し、資料間の表現を統一していただけないでしょうか。 理由： リードタイムの短い案件も含めて一律に高い資本コストを認めることは、結果として不必要な国民負担を招くおそれがあるためです。また、検討資料である「第4回募集に向けて（案）」では資本コストを明確に「上限」と記載している一方、実務ルールを定める「ガイドライン（案）」では「上限」の文言がないため、事実上の固定された規定値のように読み取れます。公正な競争環境の整備に向け明確化を求めます。	第4回入札より、LNG の供給力提供開始期限を11年（アセス済・不要は7年）に変更するため、LNG専焼の資本コストは6％（アセス済・不要は5％）に変更することとしました。 ご指摘の「資本コスト」は、応札価格に算入できる費用の上限値であり、事業者の判断により上限値を下回る割合で応札することが可能です。
39	【該当箇所】 「長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）」 19～21ページ 「長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）」 14ページ 【意見内容】 既に落札済みの第3回入札案件にも資本コストの上昇を反映し落札価格を補正すべきであり、以下の通り追記すべき。（修正案：「長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）」 21ページ 2段落目） 落札事業者が適正水準の資本コストを確保できるようにするため、第 4 回入札における資本コストのベースは、5％に足下の金利上昇幅の 0.5％を加算して5.5％とし、電源種毎に4.5％～6.5％とした。また、第5回入札以降も、毎年の金利変動を反映して、資本コストを設定することとした。 加えて、2024 年度の金利（日銀の貸出約定平均金利）が税引前WACC を5％と算定した際の他人資本コスト0.98％に比して約0.2％上昇していることから、第3回入札の落札済み案件についても、金利上昇を反映して落札価格を補正する。 理由 ・今回の資本コストの引上げ理由は、従前のベース5.0％では実質的な収益性が低下し、応札が困難となるおそれがあるためとされている。収益性低下の懸念は、金利上昇局面にあった第3回入札案件についても同様である。既落札案件については入札時点での事業性評価に基づき応札・落札しているものの、今後、借入れ等による資金調達を行うことから、金利上昇の影響を受ける可能性があり、実質的な収益性の低下を通じて、事業継続が困難となることや、事業撤退につながる懸念され、ひいては供給力確保に支障をきたしかねない。 ・金利上昇に対応する自動補正が措置されているものの、入札前年の金利が基準とされており、第3回入札前年の2024年度時点ですでに上昇していた0.2％に相当する部分は補正対象とならないため、これに対応する補正が必要。	資本コストのベースの見直しは、第4回入札に向けて、足下の金利水準を新たに応札する案件の応札価格に反映するために行うものです。既に落札した案件については、応札時点における金利水準等を前提とした事業性評価に基づき応札・落札いただいたものであり、その時点で確定した落札価格の算定基礎を事後的に変更することは、他の落札案件との公平性の観点から適当ではないと考えております。 その上で、落札後の金利変動については、容量提供事業者が応札時に選択した補正方法に則り、物価・金利変動等に伴う契約単価の補正を行うこととしており、落札後に生じる金利変動の影響には対応し得る仕組みとなっております。詳細は、広域機関が公表する容量確保契約約款の補正方法を御確認ください。
上限価格について		
40	【意見内容】 ・洋上風力の稼働率について。39％という設定ですが、実態と比較して、妥当なのでしょうか。洋上や陸上風力で、計画対比で稼働率が非常に低いという話をよく聞きます。適切な情報をもとに、本当に推進すべき電源なのかをよく考えていただきたい。地熱やバイオマスの変動費を入れたコストと比較しても大変高く、制御もできないとなると、それが本当に必要なのでしょうか。偏西風のエリアに立っている洋上風力とは別物と思います。	洋上風力の上限価格の設定に際して使用している設備利用率39.3％は、洋上風力の第3ラウンド公募の上限価格を設定する際の想定設備利用率を使用しています。
リクワイアメント・ペナルティ等について		
41	【該当箇所】 ・長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）P35（参考図39）水素・アンモニアとCCSの比較の表中のCO2貯蔵率リクワイアメントについて ・長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）P8 リクワイアメントについて 【意見内容】 ・アンモニア混焼を行うCCS付火力において、液体アンモニアを気化し、燃料として発電設備に供給するための蒸気を発電設備から供給する場合、当該蒸気の生成に伴って追加的に発生するCO₂についてはアンモニア燃料の気化・供給という補助プロセスに起因するものであり、「契約容量の発電に伴うCO₂発生量」には含まれないとの理解でよいでしょうか。 ○理由 ・アンモニア燃料の気化・供給用蒸気は、アンモニア混焼による脱炭素発電を成立させるために必要な補助プロセスです。当該蒸気の生成に伴う追加的に発生するCO₂は、アンモニア設備の運用によって発生するものであり、CCS付火力の契約容量の発電に直接的に伴うCO₂ではありません。また、長期脱炭素電源オークション約款上、CO₂分離回収用蒸気に伴うCO₂は既に貯蔵率リクワイアメントの算定式の分母から除外されています。アンモニア燃料の気化・供給用蒸気についても、脱炭素化を成立させるための補助プロセスという点で同様であることから、制度上、同一の考え方を適用することが適切と考えます。	御理解の通りです。
42	【意見内容】 既設火力の改修案件の他市場収益の計算方法について、一部の混焼率のみをもって発電所全体の固定費や改修費を支援する仕組みを見直し、発電所全体の排出量基準を義務付けるべきです。 混焼部分だけを「脱炭素kW」とみなして設備全体を支援することは、化石燃料設備の運転期間を不当に延長させることと同義です。設備上の混焼率ではなく、発電所全体としての年間CO2排出量や排出原単位的大幅削減を必須の要件として設定してください。	本制度において、既設の火力電源をアンモニア混焼・水素混焼又はCCS付きにするための改修案件が応札できる容量は、改修によって新たに生じるアンモニア、水素又はCCSの部分の送電端設備容量に限られており、発電所全体の容量を対象とするものではありません。 また、応札価格に織り込むことが認められる費用についても、改修に係る費用に限定しております。具体的には、既設火力の改修案件が応札価格に織り込むことができる運転維持費（可変費を除く。）は、「改修前の運転維持費」に「新たに生じる混焼割合」を乗じて得た金額に「改修に伴って増加する運転維持費」を加えて得た金額とすることとしており、既設設備の残存簿価についても、「当該発電設備の残存簿価×本制度対象kW割合」の範囲で算入を認めることとしております。したがって、発電所全体の固定費を支援する仕組みとはなっておりません。 その上で、本制度で導入されるアンモニア混焼・水素混焼・CCS付火力等の案件については、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求めています。 いただ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。
蓄電池の要件の強化について		
43	【意見内容】 認定を受けたリチウムイオン電池セルメーカーについて 経済安全保障推進法に基づく供給確保計画の認定を受けており、定置用蓄電池システムを供給可能なリチウムイオン電池メーカーの確定した一覧を、経済産業省より公表いただくこと、又は応札者が参照可能な情報源をご教示いただくことは可能でしょうか。 また、本要件との関係で、選定するメーカーは応札書類の提出時点において認定を受けている必要があるのか、あるいは受電開始（運転開始）までに認定が取得されていれば足りるのかについてご教示頂けますでしょうか。	経済安全保障推進法に基づく蓄電池の認定供給確保計画については、経済産業省ウェブサイトにおいて、認定供給確保事業者及び各計画の概要を公表しています。 また、本要件については、電源等情報登録時点で蓄電池の供給確保計画について経済安全保障推進法の認定を受けているメーカーである必要があります。
44	【意見内容】 供給者のミックス（リチウムイオン区分） リチウムイオン蓄電池案件において、セルを複数のメーカーから調達する場合、認定メーカー要件はどのような基準で判定されるのでしょうか。例えば、認定を受けた（国内）メーカー製のセルが51％、非認定メーカー製のセルが49％という構成は、当該要件を満たすものとして取り扱われるのでしょうか。	募集上限の区分設定及び蓄電池に係る規律の実効性担保の観点、入札の円滑な実施の観点から、第4回入札より、以下の案件は対象外としました。 ・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を組み合わせる案件 ・リチウムイオン蓄電池について、複数のメーカーの蓄電池及びセルを組み合わせることにより、1 電源（ユニット、号機）とする案件

45	【意見内容】 セルの製造国（リチウムイオン以外の区分） 同様の考え方をリチウムイオン蓄電池以外の区分に適用した場合、セル容量を複数の国から調達するとき（例：一方の国から51%、他方の国から49%）、当該案件は容量ベースで多数を占める国を原産国とするものとして取り扱われるという理解でよろしいでしょうか。	・リチウムイオン蓄電池以外の蓄電池について、複数の国・地域でセルを製造する案件 詳細は、広域機関が公表する募集要綱（※13、様式4 ※1、※2）をご確認ください。※1の記載を明確化しています。
46	【意見内容】 蓄電池のハイブリッド構成について （1）技術方式のミックス 応札者が、複数の電池方式を組み合わせたハイブリッド構成（例：設備容量ベースでリチウムイオン蓄電池以外51%、リチウムイオン蓄電池49%）にて応札することは認められますでしょうか。認められる場合、当該案件は、技術方式ごとの要件、制度適用期間、及び競合する入札区分（募集上限区分）の適用において、どのように分類されるのでしょうか。	
47	【意見内容】 認定リチウムイオンメーカーが単一であることに伴う納入リスクについて 弊社の理解では、定置用蓄電池向けのリチウムイオンセルメーカーのうち、現時点で経済安全保障推進法に基づく認定を受けているのは1社のみであり、その製造能力は2028年10月までに約2GWhが稼働する見込みと承知しております。 開発事業者が過度な単一供給者リスクを負うことなく長期脱炭素電源オークションにおける義務を履行できるよう、どのような緩和措置又は支援スキームが想定されているのか、ご教示いただきたい。 また、唯一の認定メーカーの不履行に起因して開発事業者に遅延又は供給不足が生じた場合について、例えば治癒期間の付与、不可抗力としての取扱い、又は代替調達を認めるなどの救済措置をご検討いただくことは可能でしょうか。	個別メーカーの供給能力や事業遂行状況に関するリスクについては、基本的には事業者において適切に管理いただくことを想定しています。
48	【意見内容】 増設（オーグメンテーション）に係る要件について 増設（オーグメンテーション）及びリパワリングは原則として認められていると理解しておりますが、その条件について確認させていただきたく存じます。 制度適用期間中にセル技術が進化することに伴い、交換用のセルは当初設置したものとは異なるものとなることが想定されます。増設用のセルについて、当初の供給者と同一の要件（例えば経済安全保障推進法に基づく認定）を満たすメーカーであることを条件として、当初の供給者以外のメーカーから調達することは認められますでしょうか。 また、当初の認定メーカーが制度適用期間中に破綻した場合、当該製品ラインの生産を終了した場合、又は認定を喪失した場合には、どのような取扱いとなるのでしょうか。当該案件は認定案件としての地位を維持できるのでしょうか。さらに、商業的に合理的な条件で調達可能な認定済みの代替供給者が存在しない場合、増設分を非認定メーカーから調達することは認められるのでしょうか。	増設（オーグメンテーション）及びリパワリングに用いるセルについても、当該時点において適用される要件を満たすことが必要です。認定メーカーの破綻、生産終了、認定喪失等が生じた場合の取扱いについては、一律の取扱いを定めるのではなく、個別の事情を踏まえて判断します。
他市場収益の監視方法について		
49	【該当箇所】 「長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）」第2章 2.1 (2)（38~39ページ）、「長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）」第4章 (6)（21ページ） 【意見内容】 他市場収益の監視の客観性と公平性について 指標価格や他の落札事業者との比較によって特異な金額を確認するとされていますが、電力市場が複雑化し可変費の内訳も多岐にわたる中で、客観的かつ公正に判断できるのでしょうか。監視当局が、個別の市場取引や相対契約の適正性を事後的に検証できるのか、その判定基準の客観性について明示していただきたいです。 理由： 比較対象となる指標や他社データの選定基準が曖昧であれば、適正な収益算出が行われているかを公正に監視することが困難になる懸念があるためです。	監視等委による可変費の監視は、不当に高い可変費の計上により他市場収益を低くし、還付を回避することを防止するために行うものであり、複数の指標価格や法定価格に加え、他の落札事業者の案件における同じ可変費を参照することは、その実効性を確保する上で必要な手法と考えております。 可変費は案件ごとに多様であることから、具体的な基準を一律に記載することは困難ですが、明らかに高額であるなど特異な金額に該当しない限り原則としてその金額を認め、特異な金額であっても合理的な理由があれば認めることとしております。
50	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案） 2.1(2)⑤(f) 電取委における建議 P38 「他市場収益の還付の計算における「可変費」の金額の監視については、効率的かつ効果的に監視を行う観点から、燃料費に加えて、可変費に占める割合が大きい順に合計して約9割に達するまでの費目について、複数の指標価格や法定価格、他の落札事業者の案件における同じ可変費等を参照し、明らかに高額であるなど、特異な金額となっていないかを確認する。」 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案） 4. (6) ② 実際の他市場収益の金額及び算定に係る監視 P21 「また、燃料費に加えて、可変費に占める割合が大きい順に合計して約9割に達するまでの費目について、複数の指標価格や法定価格、他の落札事業者の案件における同じ可変費等に比して、明らかに高額となっているなど、特異な金額となっていないことを確認する。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。」 【意見内容】 「長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）」に対する意見 織り込み可能な可変費の予見性を高めるため、監視の基準を具体的な記載としていただくか、「他の落札事業者の案件における同じ可変費」との記載は削除いただきたい。 ・理由 実際の可変費の金額の監視として、「複数の指標価格や法定価格、他の落札事業者の案件における同じ可変費等を参照し、明らかに高額であるなど、特異な金額となっていないかを確認する。」とあるが、判断根拠が曖昧であり、事業者として予見性が担保できない内容となっている。また、「他の落札事業者の案件における同じ可変費を参照」とあるが、落札事業者ごとに検討時期や検討に際する制約に差が生じるものと考えることが自然ではないか。	
51	【意見内容】 ・相対契約で未回収固定費（長期脱炭素電源オークションで回収できない固定費）を回収する場合、1つの相対価格の中で市場価格相当分と未回収固定費分に分けて設定することは可能か。 なお、1つの相対価格は、完全従量料金であり、未回収固定費を、落札電源の想定kWhで割って、従量料金化することを想定しており、実際のkWhが想定kWhを超えることにより未回収固定費を超える収入部分が発生する場合は、当該部分の金額を相対料金からディスカウントすることも想定している。また、実際のkWhが想定を下回った場合であっても、市場価格相当分は、市場価格規律を満たす価格とすることを想定している。 ・可能な場合、市場価格相当分（実際のkWhが想定kWhを超える場合には、未回収固定費を超える収入部分を含む。）が他市場収益の還付対象となる理解でよいか。 ・その場合、相対価格に織込む未回収固定費について、相対契約に係る規律の監視の一環として、相対契約前に監視等委に事前説明する理解でよいか。	御質問いただいたような内容で、1つの相対価格の中で、市場価格相当分と未回収固定費分に分けても構いません。この場合、未回収固定費に当たる収入部分は、他市場収益の算出に当たっての収入額には含まれない整理として問題ありません。 相対価格に含まれる未回収固定費の設定方法については、契約時に、電力・ガス取引監視等委員会の監視を受ける必要があります。契約締結後には契約書等の証憑を同委員会に提出する必要があります。 他市場収益の還付の監視の際には、未回収固定費の金額と内容について、電力・ガス取引監視等委員会に説明し、建設費の実績額等を示す証憑を提出する必要があります。

52	【意見内容】 「ガイドライン（案）」の20ページに以下の記載がある。 ++++ 落札事業者がその相対契約では対象としない別の稼働中の電源を保有している場合は、その相対契約で回収しようとする休廃止電源の費用や非経済電源の非経済性が、電源全体の利益に占める当該相対契約における電源の利益の割合に収まるよう、以下の限度額を超えないことを条件とする。 限度額＝（休廃止電源の費用＋非経済電源の非経済性）×（落札電源を含む相対契約の対象の稼働中の電源の合計年間想定利益÷落札事業者が保有する稼働中の電源全体の合計年間想定利益） ++++ この整理になると、例えば、出資構成や資産構成を工夫した応札事業者を準備して落札することができれば、その事業者が有する「休廃止電源の費用」と「非経済電源の非経済性」のかなりの部分を「限度額」に含めることが可能となる。 その結果、還付額を小さくできる余地が生じると考えている。 長期脱炭素電源オークションの応札事業者の収益の源泉は資本コストであり、他市場収益は原則還付、事業者留保額はあくまで「稼働インセンティブ」という整理で制度設計がなされており、我々国民は、それを前提に容量抛出金としての負担を受容している。 ところが、今回提案されている「限度額」の考え方になった場合、還付逃れを前提とした意図的な落札事業者の組成も含めて、その前提になっている考え方と異なる結果になる可能性があるのではないか。 具体的には『他市場収益のかなりの部分が還付されず、落札事業者の「休廃止電源の費用」や「非経済電源の非経済性」に充当されること』につながる可能性があると考えている。 これは我々国民として想定していない結果である。 他方で、「第4回募集に向けて（案）」の46ページから47ページにかけて以下のような記載がある。 ++++ こうした事後監視を通じて、本規律の活用の実態について確認を行なっていく。 意図的な還付逃れを行うことにより、不適切な国民負担がなされていないよう、本規律の在り方についても、活用実態を踏まえながら確認していく。 ++++ この記載は、7月14日の安定供給WGで示された資料4-2にはなかったものだが、不適切な国民負担を防止する観点から意味のある追記と考えている。 特に、上述した「他市場収益のかなりの部分が、還付として国民負担の軽減に回らない」状況を防止する観点からも重要である。 セットでの販売において、本来は国民負担の軽減に充てられるべき他市場収益が、落札事業者の「休廃止電源の費用」や「非経済電源の非経済性」に過度に充当されることがないよう、活用実態を踏まえた適切な監視と規律の在り方の確認をお願いしたい。	監視委は、相対契約の締結前に求められる規律の確認を行った上で、制度適用期間における他市場収益の還付額の確認の際には、契約締結前に確認を行った内容（①落札事業者が保有する稼働中電源全体の想定利益の諸元としての合計 kWh、②休廃止電源の合計費用、③非経済電源の合計非経済性）について、適切に事後監視を行うこととしました。その上で、①～③が、契約締結前の確認の際の説明と大きく乖離するような場合には、将来の相対契約の内容を見直すことを求めることとします。 また、休廃止電源の費用や非経済電源の非経済性が発生しなくなった場合には、自発的に契約の変更が行われるものと考えられる一方、仮に契約を変更せずに、落札事業者が、発生しなくなった休廃止電源の費用や非経済電源の非経済性の回収を落札電源を利用して継続している場合には、発生しなくなった年度以降の当該回収分について、他市場収益の計算に加算し、還付を求めることとしました。こうした事後監視を通じて、本規律の活用の実態について確認を行なってまいります。また、意図的な還付逃れを行うことにより、不適切な国民負担がなされていないよう、本規律の在り方についても、活用実態を踏まえながら確認してまいります。
53	【該当箇所】 「長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）」46頁下段、「長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）」20頁 【意見内容】 セットでの卸売りの事後監視で問題があった場合の対応の見直しが必要 セットでの卸売りの意図的な還付逃れが判明した時の対応を将来分のみとすることは適切ではなく、当該年度からは是正措置を講じるべきである。 理由 セットでの卸売りにおける規律違反、意図的な還付逃れ、不適切な国民負担が判明した際の対応として、契約の安定性を阻害することを理由に、将来の相対契約のみの内容見直しを求めることとしている。しかし、還付額の算定に影響する不適切な行為が判明した場合には、将来分の契約内容を見直すだけでなく、当該年度の還付額についても是正する措置を検討すべきである。第4回募集に向けての42頁ならびにガイドライン（案）の19頁に「落札電源と非落札電源をセットで別々の価格で販売したり、落札電源と休廃止電源の費用をセットで別々の価格で販売することも想定される」とあるが、これらは購入する小売電気事業者から見れば、一体として購入する契約である。このため、セットでの卸売りにおける各電源への売上配分について問題が判明し、その結果として還付額の修正を求めたとしても、必ずしも当該小売電気事業者の支払総額が変わるものではなく、主として発電事業者側においては是正すべき問題と考えられる。したがって、契約の安定性を理由として対応を将来分に限定する理由は必ずしも明確ではなく、国民負担の適切な利用という観点からも、問題が判明した場合には、当該年度から早期に是正を図る仕組みを設けるべきである。また、意図的な還付逃れなど、制度趣旨を逸脱する行為が確認された場合には、問題を生じさせた事業者について、可能な範囲での積極的な情報開示や、必要に応じて、契約上の措置その他の適切な対応についても検討すべきである。	
54	【該当箇所】 「長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）」46頁最下段、「長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）」22頁（7） 【意見内容】 セットでの卸売りに伴う還付実績の厳格な事後検証、開示が必要。セットでの卸売りによる非効率電源や休廃止電源の費用確保を企図したオークションへの入札行為（意図的な入札価格引き下げ）防止のための対応が必要。 「また、意図的な還付逃れを行うことにより、不適切な国民負担がなされていないよう、本規律の在り方についても、活用実態を踏まえながら確認していく。」の部分の具現化の一環として、還付が実際に行われた額および以下に示す還付率を開示することを「長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）」に追記するとともに、「長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）」の22頁（7）にも追記すべきである。還付率（％）＝実際の還付額（円）／落札電源がセットでの卸売りを行わなかった場合に当該落札電源から発生すると合理的に想定される還付額（円）。あわせて、セットでの卸売りを予め企図した長期脱炭素オークション入札により、競争力に劣後する電源が落札することのないよう、必要な措置を別途検討すべきである。 理由 長期脱炭素電源オークションは、将来にわたる安定供給や脱炭素化の確保を背景に、落札した特定の電源の投資予見性を確保するために国民負担を求めるものであることから、セットでの卸売りによって当該電源以外の費用を実質的にカバーすることについては、制度趣旨との整合性から極力避けるべきものであると考える。少なくとも慎重に確認し、国民の納得が継続的に得られるような措置が必要であるとする。したがって、実際の還付額ならびに上記に示した還付率を開示するなど、落札電源以外の費用回収にどの程度利用されているのかを国民に最大限明らかにする必要があると考える。本開示は、本オークションにおける個別電源の落札情報の守秘性とは異なるものであり、また、セットでの卸売りの契約条件全体の守秘性とも異なるものであることから、実施に問題はないと考える。仮に、これらに守秘性の観点から懸念がある場合にも、国民が状況を把握できるよう、適切な代替措置を検討し実施することが必要であるとする。また、セットでの卸売りのスキームを利用し、還付額の減額を予め見込んだ上で本オークションに低い価格で入札し落札を得る事例も考えられることから、落札電源ごとの還付額ならびにコスト状況の厳格な事後監視を行い、その状況について国民に明らかにされる必要があると考える。入札段階において、セットでの卸売りによるメリットを念頭に置き、意図的に入札価格を引き下げることが行われれば、長期脱炭素電源オークションにおける電源間の価格競争を歪め、本来であれば落札されるべき電源が排除される可能性がある。その結果、制度が本来想定している効率的な電源投資の選定が損なわれる可能性があることから、このような措置を防止するための措置についても検討すべきである。	監視等委による事後監視を通じて、落札電源と他電源のセットでの卸売りの規律についての活用の実態について確認を行ってまいります。また、意図的な還付逃れを行うことにより、不適切な国民負担がなされていないよう、本規律の在り方についても、活用実態を踏まえながら確認してまいります。 また、他市場収益の還付状況及び監視結果の公表についても、約定結果の公表と同様に、事業者の経営情報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つつ、検討してまいります。

55	【該当箇所】 「長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）」46頁等、「長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）」19頁の赤字部分および脚注 【意見内容】 セットでの卸売りの規律の見直し、算定式の修正が必要 以下のように、落札電源と非落札電源の想定利益を比較する規律を設けているが、比較対象が同等となっていないため、修正すべきである。（原案）落札電源全体の想定利益：当該卸契約による想定収入－可変費※（※固定費は考慮せず）、非落札電源の想定利益：当該卸契約による想定収入－（固定費※＋可変費）（※容量市場の想定収入は控除）。（修正案）落札電源全体の想定利益：当該卸契約による想定収入－可変費※－想定還付額（※固定費は考慮せず）、非落札電源の想定利益：当該卸契約による想定収入－（固定費※＋可変費）（※容量市場の想定収入は控除）。 ■理由 原案は、落札電源については、卸契約価格と可変費との差額が利益として残る一方、非落札電源については、固定費および可変費を控除した後の利益を算定しており、両者の比較対象が同等となっていない。すなわち、原案では、落札電源の総合コストを踏まえた実態の競争力によらず、落札電源の想定利益の方が構造的に大きく算定されることになる。その上で、落札電源と非落札電源の利益を比較して規律を設けると、落札電源の卸売価格を、世の中の卸市場価格水準や非落札電源と比べて引き下げる余地が大きくなり、非落札電源の費用をカバーする余地が相対的に大きくなるため、国民負担の適切な利用の観点からも問題があると考える。また、落札電源の利益計算では、還付額を控除すべきであり、その意味でも、想定利益という表現については問題があると考える。そのため、本規律を採用する場合は、落札電源の想定利益の算定において、最低限求めるべき還付額を設定するなどにより、還付額を控除する算定式に見直すべきである。また、セットでの卸売りにおいては休廃止電源の費用をカバーすることも明示されている。しかし、その事例を原案に当てはめた場合、休廃止電源を対象とした非落札電源の想定利益の計算には容量市場の想定収入は存在せず、非落札電源の想定利益を圧縮し、規律を満たしやすくする構図となっている。この点についても電源間の比較として必ずしも同等とはいえず、規律としての適切性に課題があると考える。そのため、休廃止電源についても比較の前提を揃えるための調整を行うなど、電源間で同等な基準に基づいて想定利益の比較ができるような措置を講じるべきである。	本規律は、落札電源と非落札電源の最終的な手取り利益を比較するものではなく、セットでの卸売りにおける電源間の不当な利益の付け替えを防止するためのものです。落札電源は固定費を本制度の容量収入により回収する一方、非落札電源は本制度による固定費回収がないため、両者の費用回収構造を踏まえて異なる算式を用いているものです。なお、他市場収益の還付は、最終的に実際に得られた他市場収入から実際の可変費を控除して算出されることから、想定利益の算定において控除することは適当ではないと考えております。 また、休廃止電源については、想定利益の比較の対象ではなく、その費用を上回る収入を得ていないことを別途確認することとしており、御指摘のような構図は生じないものと考えております。 いずれにいたしましても、頂いた御意見については今後の制度の運用の参考とさせていただきます。
制度見直し・手続・委員構成について		
56	【該当箇所】 全般 【意見内容】 制度関連資料の集約と簡素化について 本制度に関する資料が非常に多く、またその出所も資源エネルギー庁と電力広域的運営推進機関（広域機関）の双方に跨っており、全体像の把握が極めて困難です。事業者の事務負担軽減と制度への理解促進のため、資料を「募集要綱」と「マニュアル」等の2点程度に集約・整理していただけないでしょうか。 理由： 現在、制度の設計思想や監視の考え方は資源エネルギー庁の「ガイドライン」や「募集に向けて（案）」に記載され、具体的な応札実務や契約条件は広域機関の「募集要綱」や「約款」に記載されています。このように発行主体が異なる複数の資料を横断的に確認しなければ制度の全容を理解できない現状は、事業者に多大な時間的コストを強いており、特に新規参入を目指す事業者にとって大きな障壁となっています。情報の重複や分散を解消し、一元的に参照できる資料体系を構築することを強く求めます。	いただ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。
57	【該当箇所】 全般 【意見内容】 制度全体の複雑化に伴う予見可能性の低下と政策矛盾について 本制度は、事業環境の変化への対応を理由に毎年のように重要なルールの見直しが行われていますが、結果として制度が過度に複雑化しており、事業者の解釈や実務対応に多大なコストを強いています。特に、他市場収益の還付逃れを防止するための監視体制などは、事業者に非現実的な事務手続きを強いる懸念があり、円滑な事業運営を阻害しかねません。また、本制度において「2050年脱炭素化の達成」と「足下の火力電源不足の解消」という、性質の異なる二つの課題を一つの枠組みで同時に達成しようとすることは、根本的な政策矛盾を感じます。このように実務の限界を超える複雑な運用と場当たり的な改定を続けることは、制度としての持続可能性を喪失しているのではないのでしょうか。 理由： 本制度は毎年改定が繰り返されており、今回もWACCの変更や還付方式の選択制導入、制度適用期間の短縮など、事業計画の根幹に関わる重要なルールの変更が多発しており、本来の目的である長期的な「予見可能性」の付与と乖離する状況にあります。さらに、還付逃れ防止のための相対契約の規律や可変費の精緻な監視は、その妥当性を証明するために極めて高度かつ膨大な事務作業を要するものであり、実務上、非現実的な負担となる恐れがあります。また、将来の供給力が不足すると試算される中でLNG火力の重要性が強調されていますが、一方で運転開始10年後には脱炭素化への対応が厳格に求められるなど、安定供給と脱炭素化の要求が事業者の過大なリスクとなって現れています。このような複雑な制度運用は事業者の参画を躊躇させ、将来の日本の発電容量の確保に支障をきたす懸念があるためです。	
58	【意見内容】 その他 全般にわたって、意見募集の内容は、事業者向けの文書であり、非常に難解なものであることもあり、多くの国民にはその内容は知らされてない。一方で、オークションの原資は国民が支払う電気料金に上乗せされたものであり、次のような点について意見募集の方法について改善をすべきです。 ①意見募集の内容を分かりやすいものにすること。 ②意見募集を行う前に、十分説明をする機会を設けること。	
59	【意見内容】 信用出来ない。納得出来ない。反対！	
60	【意見内容】 総論 本審議会のメンバーには消費者代表も環境団体も含まれていない。脱炭素を消費者負担で進めるのであれば、少なくとも審議会メンバーの1/3を消費者代表と環境団体とすべきである。工学系の学者とコンサル等だけでこのような制度の内容を議論し決定し、負担を消費者に、利益を事業者に配分するのは極めて悪質であると言わざるを得ない。政府の審議会メンバーの選抜方法を透明化し、苦情申立て制度を作り、国民が参加できる制度とすべきである。	安定供給ワーキンググループにおいては、エネルギー政策を進めていく上で必要となる法律、経済、電気工学、金融等の各分野から学識経験者や専門家が委員として参画しています。 また、関係者・関係機関がオブザーバーとして参加するとともに、パブリックコメント等を通じて広く意見募集を実施しています。 いただ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。
LNG固定還付について		
61	【意見内容】 ・LNG火力の還付について。直近の平均約定単価が4.75万円/kW年であるが、これが容量収入で入り、還付が8,000円/kW年となっているが、この差額は補助と言わざるを得ない。2025年の約定総容量の300万kWとなると、毎年、例えば2025年分の約定したLNG火力の補助に1,200億円を投じることになる。競争力のない電源は動かすべきではなく、直近でLNG火力の変動費は非常に高い。この8,000円/kW年は、最近の電源余りとも言える状況から試算したものであり、この長期脱炭素電源オークションの主旨は先行きでの電源不足の対策だったはず。この先、電源が足りなくなる見込みだから固定費を国が出す、という主旨だったはず。変動費については、相当分を国にもどす制度に戻していただきたい。特定の会社へ、とてつもない利益を与える可能性がルールとなっている。	火力発電は、足下で電源構成の約7割を占める供給力であるとともに、再生可能エネルギー等による出力変動を補う調整力等として重要な役割を担っており、トランジション手段としてのLNG火力の確保を進める必要があります。LNG専焼火力については、LNG燃料の安定確保の観点から長期契約の確保が重要ですが、長期契約を行う場合、発電事業者は燃料が余剰となるリスクを負うこととなります。 現行の他市場収益の約9割の還付の仕組みの下では、発電事業者はリスク回避の観点から、燃料をスポットで調達し、卸電力市場で限界費用入札するという行動を選択しがちになるとの指摘があります。こうした中で、発電事業者が長期契約の余剰リスクをより取りやすい環境を整備し、LNGの安定的な確保を促す観点から、他市場収益の還付額を事前に固定化する仕組みを導入する方針としたものです。

62	【該当箇所】 「長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）」第2章 2.1 (2)（50ページ）、「長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）」第3章 (5) 注釈31（8ページ） 【意見内容】 固定還付額の水準と国民負担の「補助金化」に関する懸念について 本制度は、先に容量収入を支払うものの、事後の還付によって最終的な国民負担を抑制する設計思想であると理解しています。しかし、上限価格（6.5~9.2万円/kW/年）に対し還付がわずか8,000円/kW/年では、実質的な事業者への「補助金」となってしまわないでしょうか。還付額が著しく低い水準でも電源確保を優先するという趣旨なのか、改めて制度設計の妥当性を説明していただけないでしょうか。 理由：示された他市場収益の試算値に基づき9割を還付する計算であっても、支払額と還付額の乖離が極めて大きく、多くの収益が事業者の手に残る仕組みに見えるためです。	事前に固定化する還付金額の具体的な水準やその補正方法については、引き続き審議会において検討を進めてまいります。
63	【該当箇所】 ▶「長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）」 P48~53：2.1 長期脱炭素電源オークション (2)第4回入札に向けた制度の見直し ⑤リクワイヤメント・ペナルティ等 (n)LNG 専焼の還付における新たな仕組み ・LNG 火力の場合に還付する金額を「実際の他市場収益の約9割の金額」と「固定額」とを選択することに関する記載。 ▶「長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）」 P8：3.長期脱炭素電源オークション (5)容量確保計画の締結 ・LNG 火力の場合に還付する金額を「実際の他市場収益の約9割の金額」と「固定額」とを選択することに関する記載。 【意見内容】 LNG 基地を構成する栈橋、LNG 配管、タンク、気化器等は、電力の他、都市ガスや LNG（以下、都市ガス等）の供給にも利用可能なことを踏まえ、長期脱炭素電源オークションによる支援を受けて建設された LNG 基地が都市ガス等の事業にも利用される場合について、小売電気事業者等への還元と都市ガス等の市場に与える影響を考慮し、容量抛出品及び他市場収益の還付が適切に行われる制度設計と運用を求めます。 ① 事前に固定化する場合の他市場収益の還付について、電力需給調整市場や都市ガス等の販売による他市場収益が実質的に還付の対象外とならないよう、適切な制度設計及び運用とすること。 ・理由 ①について ・「長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）」で示された他市場収益の固定化に関する試算や固定額案（8,000 円/ kW/年）には、電力需給調整市場からの収益や都市ガス等の販売による他市場収益が含まれていないと認識しております。そのため、応札事業者が事前に固定化した金額での還付を選択した場合、これらの他市場収益は実質的に還付の対象外になります。これは、容量抛出品を負担した小売電気事業者等が本来得られる還付による利益を、結果的に応札事業者が享受することにつながりかねないと考えられます。 ・他市場収益が適切に還付される制度設計と運用をお願いします。	LNG専焼の還付における新たな仕組みの事前に固定化する還付金額の具体的な水準やその補正方法については、御指摘のような観点も含め、引き続き審議会において検討を進めてまいります。
64	【該当箇所】 「長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）」第2章 2.1 (2)（48？52ページ）、「長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）」第3章 (5)（8ページ）、第4章 (6)17ページ） 【意見内容】 1. LNG火力の還付方式選択における公平性について LNG火力の他市場収益の還付に関し、固定額還付（8,000円/kW/年）を選択した場合には相対契約の規律（内外無差別等）を適用しないとされていますが、旧一般電気事業者のように内外無差別を維持しなければならない事業者と、そうした制限のないガス会社等の間で、相対契約の自由度に不当な差が生じないよう配慮していただきたいです。特に新設する発電所の場合は、相対契約の自由度の差が初期の投資判断や競争力に直結するため、なおさら競争の公平性が損なわれると考えられます。 理由： ガイドライン案では、固定額還付を選べば「不当な還付逃れが想定されない」として相対契約の規律を適用しない方針ですが、旧一電は他制度のコミットメントにより依然として厳しい監視を受ける一方、他事業者が自由に相対契約を締結できるのであれば、新設案件を含め競争条件のイコールフットINGが著しく損なわれる懸念があるためです。	
65	【該当箇所】 ・『長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）』 P48-52 「(n)LNG専焼の還付における新たな仕組み」 ・『長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）』 P8 「3.（5）容量確保契約の締結（脚注31）」 【意見内容】 制度間重複（二重回収・二重負担）の排除と公正な競争環境の維持について ・『長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）』において「固定化する場合の還付水準のあり方について検討を継続する」とされている一方で、『長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）』では8,000円/kW/年が確定値のように示されており、明らかに両案で矛盾が生じている。ガイドライン案を修正願いたい。 ・そのうえで、拙速な決定を避け、LNG長期契約促進諸施策との整合性を含め丁寧かつ定量的な検証を継続することを求める。 ・特に、①8,000円/kW/年という水準の妥当性や容量抛出品（需要家負担）への影響額の精査、②将来的な「kWh供給力確保義務化」等により別途LNG燃料長期確保コスト負担を精査し、小売電気事業者・需要家に対する二重負担を回避いただきたい。 ・事業者・応札者の混乱や予見性の低下を防ぐため、今後の検討次第で当該金額が増減する可能性の有無、および金額変更時の過去落札案件への遡及適用の考え方について、ガイドライン上に明記されたい。 理由 ・上記意見のとおり両案の矛盾があるほか、「還付水準を8,000円/kW/年とすることの妥当性について判断する材料が十分ではなく、引き続き多角的に妥当性の検証が必要との意見が多く出された」と明記されている通り、還付額の妥当性については審議会内でも見解が分かれており、さらなる精査が必要である。 ・また、他市場収益獲得のインセンティブを高める目的が掲げられているものの、将来的に火力の稼働率が低下した際には需給調整市場等の調整力価値が高まり、他市場収益が拡大する可能性があるため、考慮すべきである。 ・ガイドライン（案）のみを参照して応札する事業者が混乱しないよう、検討継続に伴う水準の変更可能性や遡及適用の取扱いを明記することは、事業者の予見性確保および公正なオークション運用の観点から不可欠である。	御指摘のとおり、LNG専焼の還付における新たな仕組みの事前に固定化する還付金額の具体的な水準やその補正方法については、「長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）」に記載の通り、引き続き審議会において検討を継続することとしております。ガイドラインの記載についても、以下の通り、同様の修正を行いました。補正の方法を含めた還付水準や遡及適用の考え方などについても、審議会での検討を踏まえ、ガイドラインに反映してまいります。 注釈31 事前に固定化する場合の還付水準及び水準の設定方法については、審議会での検討を継続することとし、その結果を、本ガイドラインに反映する。
66	【意見内容】 第4回募集に向けて（案）のP50で、「還付水準を8,000円/kW/年とすることの妥当性について判断する材料が十分ではなく、引き続き多角的に妥当性の検証が必要との意見が多く出された。このため、事前に固定化する場合の還付水準のあり方について、検討を継続することとした」と整理されているにもかかわらず、長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）のP8の注釈31では、「入札年度に関わらず、8,000円/kW/年をコアCPIで補正していくこととし、具体的には、8,000円/kW/年を2025年のコアCPIで除して、当該実需給年度の前年のコアCPIを乗じて算定した金額とする」と決めつけており、2つのパブコメ対象文書間の整合性が取れていない。ワーキングでの継続検討の結果を踏まえて当該記載は適切に見直す必要があると考える。	

	その他収入について	
67	【該当箇所】 ▶「長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）」 P.53～54：2.1 長期脱炭素電源オークション（2）第4回入札に向けた制度の見直し ⑤リクワイヤメント・ペナルティ等、(o)応札価格に含まれる設備等を利用して生じる収入・費用の扱い ・本制度による支援を受けて建設された設備等を、落札電源以外の用途に使用する場合は、設備使用に対する適正な対価、その他収入を得るために追加的な可変費に関する記載。 ▶「長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）」 P.21：4.監視（6）実際の他市場収益の監視方法 ②実際の他市場収益の金額及び算定に係る監視 ・本制度による支援を受けて建設された設備等を、落札電源以外の用途に使用する場合は、設備使用に対する適正な対価、その他収入を得るために追加的な可変費に関する記載。 【意見内容】 LNG 基地を構成する栈橋、LNG 配管、タンク、気化器等は、電力の他、都市ガスや LNG（以下、都市ガス等）の供給にも利用可能なことを踏まえ、長期脱炭素電源オークションによる支援を受けて建設された LNG 基地が都市ガス等の事業にも利用される場合について、小売電気事業者等への還元と都市ガス等の市場に与える影響を考慮し、容量拠出金及び他市場収益の還付が適切に行われる制度設計と運用を求めます。 ② 応札事業者が都市ガス等の販売により「その他の収入」を得る場合の「設備使用に対する適正な対価」と「追加的な可変費」の制度設計と運用について、都市ガス等の市場への影響を考慮した規律の設定や定期的な監視等の対応が行われること。 ・理由（可能であれば、根拠となる出典等を添付又は併記して下さい。） ②について ・応札価格に含まれる設備等を利用して生じる費用・収入の扱いについて、CCS 関連設備を利用した CO2 の販売を例として、その販売価格を「設備使用に対する適正な対価」と「追加的な可変費」の合計金額以上とすることが求められており、「設備使用に対する適正な対価」については「他の同等の案件の対価等を参考に、事業者に合理的な説明を求める」とされています。 ・この例に倣うと、長期脱炭素電源オークションによる支援を受けて LNG 基地を建設した応札事業者※が応札価格に含まれる設備を利用して都市ガス等の販売を行う場合、販売価格には「設備使用に対する適正な対価」と「追加的な可変費」の要素が含まれることになります。容量拠出金という公的な負担によって整備されたインフラを背景に、これらが不当に低く設定された場合、実質的な廉売となり、応札事業者とそれ以外の都市ガス等の事業者との公正な市場競争に影響を与えることが懸念されます。 ※応札事業者から LNG タンク・気化器等の応札価格に含まれる設備を借用して都市ガス等の販売を行う事業者や、応札事業者へ受託製造を依頼し都市ガスの販売を行う事業者を含む ・「設備使用に対する適正な対価」と「追加的な可変費」の制度設計と運用について、都市ガス等の市場への影響を考慮した規律の設定やその運用状況に対する定期的な監視等の対応をお願いします。	本制度における実際の他市場収益の監視では、ガイドラインの注釈79のように、その他の収入についても、他の案件の同じその他収入に比して明らかに低額となっているなど、特異な金額となっていないかを確認することとしています。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。

	寄せられた御意見の概要	御意見に対する考え方
長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）		
	参加対象となる電源について	
1	【意見内容】 長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）について ブルー水素・アンモニア混焼・CCSなどは化石燃料発電の延命措置に思え 電気代が高くなるもとになります。二酸化炭素が出るものや輸入段階で二酸化炭素が出るものを支援して本来の脱炭素である再エネ発電やそれに必要な蓄電池・揚水への支援を狭めてしまうのは再エネへの転換を遅らせるものです。 木質バイオマスや液体バイオマスは問題があります。木は再生するといっても生成に要する期間が必要でその期間は二酸化炭素削減にマイナスです。支援の対象にしないで下さい。（7～8ページ） ウクライナ機器やホルムズ海峡危機から地政学上の不安定性が如実になり 今世界はLNGからの脱却を進めています。LNGも低めとはいっても二酸化炭素は出ます。今あるものをつなぎとして使うにとどめ 火力から再エネへの大転換を図るべきです。LNGは火力のゾンビになりかねません。LNG火力の新設へ支援はしないで下さい（8～9ページ） 変動型再エネ大量導入のため蓄電池・揚水の枠を広げてください。（10～11ページ） 太陽光・風力の制度適用期間を長くして入札時に不利にならないようにしてください。（16～17ページ） 火力からは再エネに切り替えてください。（23ページ） 大規模発電を支援するばかりでなく どうか地域の暮らしに即した小規模な再エネを支援してください。避難計画の必要な野蠻な原子力発電は論外ですが 円安が解消される見通しが無い（武器商人として儲かるほど戦争が活発になったら燃料の輸入経路は断たれるでしょう）のに輸入燃料に頼った大規模発電に固執すると私たちは世界一高い電気代を払い続けなければなりません。どうか英断してください。 日本はスマホの普及が遅れガラケーが長く広く利用されていましたが 今またエネルギー分野でガラパゴス化が起っています。 どうか再エネ化を推し進め価格競争力もなく本来の脱炭素の足を引っ張る「脱炭素火力」からの早期撤退を計ってください。 LNG発電も然りです。よろしくお願いします。	第7次エネルギー基本計画でもお示ししたとおり、DXやGXの進展に伴い電力需要の増加が見込まれる中、エネルギー危機にも耐えうる強靱なエネルギー需給構造を実現するため、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していく必要があります。 また、現時点で単独で全ての課題を解決できる完璧なエネルギー源は存在しないことから、S＋3Eの大原則（安全性、安定供給、経済効率性、環境適合）の下、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重要です。このため、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。 その上で、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で、供給力として電力需要を支えるとともに、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。このため、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。 こうした考え方の下、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の提出及び遵守を前提として、既設の石炭火力やLNG火力のアンモニア・水素混焼等への改修案件に加え、LNG火力の新設・リブレース案件も支援対象としております。 さらに、バイオマス電源についても、需要増に対応して脱炭素電源を少しでも多く確保していく必要がある中で、バイオマスの一般木質等について、類型そのものを本制度の支援対象から除外するのではなく、他の脱炭素電源との価格競争に劣後しないのであれば支援対象としていくことが適切と考え、第4回入札でも、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及びバイオマス液体燃料は、引き続き対象とすることとしました。
2	【意見内容】 水素・アンモニア・CCSを利用した「脱炭素火力」の優遇を見直すこと（意見11～15） ・「脱炭素火力」の専用枠50万kWを廃止し、再エネ・蓄電池等に振り替えること ・低い混焼率でも支援対象とする制度を見直し、実質的な脱炭素化につながる基準を設けること ・水素・アンモニア等の海外物価上昇リスクを需要家に転嫁する仕組みを導入しないこと ・脱炭素化ロードマップに拘束力のある中間目標を設け、未達時には支援停止・契約解除・支援額返還等の措置を講じること	
3	【該当箇所】 資料7～8頁 「2.1 (2) 1 (b) バイオマス」 【意見内容】 一般木質バイオマス、農産物の収穫に伴って生じる固体燃料及びバイオマス液体燃料を、第4回入札の支援対象から除外すべきである。 理由 制度検討作業部会の第22次中間取りまとめでは、一般木質等及び液体燃料について、2026年度以降FIT・FIPの対象外となることや、将来の自立化及び持続可能性の問題を踏まえ、第4回から除外する方針が示されていた。 ところが第4回案では、他電源との価格競争に劣後しなければ支援対象にするとの理由で、除外方針を撤回している。FIT・FIPで支援対象外とした電源を別制度で再び支援することは、政策の一貫性を欠く。燃料輸入への依存や持続可能性に問題のあるバイオマスを、長期支援の対象へ戻すべきではない。	
4	【該当箇所】 資料7～8頁 「2.1 (2) 1 (b) バイオマス」 資料28～30頁 「同4 (d) バイオマスの上限価格」 「同 (e) 第4回入札の上限価格」 【意見内容】 一般木質及び液体バイオマスについて、他電源との価格競争に勝てるかどうかだけで支援対象を決定すべきではない。 理由 バイオマス発電の気候影響は、1kW当たりの応札価格だけでは評価できない。 木質燃料の燃焼時にはCO2が排出され、森林が再生して炭素を再吸収するまでには長い時間を要する。また、森林炭素蓄積の減少、土地利用変化、木質ペレットの製造、乾燥、加工及び国際輸送に伴う排出、原料生産地の生態系及び人権への影響も考慮する必要がある。 価格競争に勝ったことは、気候変動対策として有効であることを意味しない。原料種、原産地、森林炭素、土地利用変化及び輸送を含む厳格なライフサイクル排出基準を設定し、基準を満たさない燃料は対象外とすべきである。	
	【意見内容】長期脱炭素電源オークション制度において大型バイオマス発電は対象外のままに ～再び対象とすることは避けるべき～ 長期脱炭素電源オークションは、2023年度より開始された脱炭素電源への新規投資を促進するため、脱炭素電源への新規投資を対象とした入札制度である。2025年の経済産業省第102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制度検討作業部会において、「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なることを踏まえ、本制度においても、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、対象となるバイオマス燃料から除外する。」ことが決定された[i]。しかし、2026年の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電力安定供給ワーキンググループ（第3回）会合において、「需要増に対応して脱炭素電源を少しでも多く確保していく必要がある中で、バイオマスの一般木質等について、類型そのものを本制度の支援対象から除外するのではなく、他の脱炭素電源との価格競争に劣後しないのであれば支援対象としていくことが適切ではないか。このため、第4回入札では、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、引き続き対象とすることとしてはどうか。」とし、第4回会合においてバイオマスの上限価格について議論された[ii]。だが、輸入バイオマスを燃料とする1万kW以上の大規模バイオマス発電は、以下の理由から新設を図るべきではないと考えられる。 1. 石炭火力以上にもなる大型バイオマス発電のGHG排出量：大規模バイオマス発電は熱利用が困難であり、熱利用のないバイオマス発電の効率は30％台以下である。そのため温室効果ガス（GHG）排出が他の再生可能エネルギー電力よりも著しく多い。現在、2030年における化石燃料発電の加重平均の70％減である54g-CO2/MJ電力（0.194 kg-CO2/kWh）は、IEAネットゼロシナリオ発電セクターの値（2030年）0.138kg-CO2/kWhよりも40％以上多く、ネットゼロに至らない電源である[iii]。FIT制度によって認定され、稼働している大規模バイオマス発電では、木質ペレットやPKSを燃料としているが、木質ペレットのなかには、原生林や絶滅危惧種の生息する保護価値の高い森林を皆伐して生産されたものが含まれる[iv]。原生林等を皆伐した場	

5	合、その後植林が行われても元の森林の炭素蓄積は回復せず、石炭火力以上のGHG排出となる。こうした問題は、森林認証によって担保することが困難であることが指摘されている[v]。 2. 熱利用のないバイオマス発電に対する支援は、国際的に終焉を迎えつつある。EU、例えばドイツではそもそも2万kW以上は支援の対象外であったが、2023年発効したRED IIIにおいて森林由来のバイオマス発電への支援は原則行わないこととなった[vi]。また、日本と同じく輸入バイオマスによる大型バイオマス発電を推進していた韓国では、2024年に「再生可能エネルギー証書」（REC）として知られる間接的な補助金を、ほとんどのバイオマスのカテゴリーで段階的に廃止すると発表した[vii]。これらの決定は、森林由来のバイオマスを燃料とする発電が、気候変動対策として有効でないという理由からおこなわれている。 3. バイオマスは、マテリアル利用、気体、液体、固体と化石燃料の代替となる貴重な資源だが、持続可能な利用ができる資源量には限りがある。一方、発電は太陽光、風力、地熱など、バイオマス発電よりもGHG排出が少なく、経済性にも優れる方法が数多くある。一方、中高温の産業用熱利用や持続可能な航空燃料（SAF）のように、他の再生可能エネルギーでは当面の代替が困難なエネルギー需要があり、限られた量の持続可能なバイオマス資源は、今後、発電よりもそれらの分野に振り向けることが社会的経済的に合理的だと考えられる[viii]。 4. よって、大規模バイオマス発電を支援する制度を長期脱炭素電源オークションにおいて復活させることは避けるべきだと考えられる。以上 [i] 第102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 制度検討作業部会資料 4 https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/102_04_00.pdf [ii] 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 電力安定供給ワーキンググループ（第3回）資料 3 https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/jisedai_kiban/stable_power_supply_wg/pdf/003_03_00.pdf [iii] 鈴嶋克太『私たちの電気代を支える偽りの気候変動解決策』築地書館 p209 [iv] バイオマス白書2023 コラム3 カナダにおける木質ペレット生産の現状と課題 https://www.npobin.net/hakusho/2023/topix_01.html#column03 [v] ～森林減少ゼロに向けたサプライチェーンの未来～日・インドネシア森林保全シンポジウム2026 セッション3 「バイオマス」 https://www.gef.or.jp/news/event/260722-23japan_indonesia_forest_symposium/ [vi] Wiser with Wood 賢い木材の使い方 森林、気候、公衆衛生および他の木材利用産業をより適切に保護するためのEU再生可能エネルギー指令改定版（RED III）国内法化ガイドhttps://foejapan.org/issue/20240517/17596/ [vii] https://www.gef.or.jp/news/event/250120southkoreabiomass/ [viii] バイオマス白書2025 コラム4 今後のバイオマス利用等に向けての提案 https://www.npobin.net/hakusho/2025/topix_03.html#column04 <参考資料> ・バイオマス産業社会ネットワーク第224回研究会 2024年9月18日 長期脱炭素電源オークションの現状と課題 講演者：松久保 肇氏（原子力資料情報室事務局長） https://www.npobin.net/research/data/224thMatsukubo.pdf ・イーレックスとサムスンC&Tジャパン新潟を起点とした統合型脱炭素化プロジェクトの推進に合意 https://www.erex.co.jp/news/pressrelease/3585/ ・「イーレックス新潟（仮称）」バイオマス発電所が長期脱炭素電源オークション落札 - 制度活用による安定的な脱炭素電源投資を実現 - https://www.erex.co.jp/news/pressrelease/3173/
6	【意見内容】 バイオマスの支援再開を見直し、持続可能性を検証すること ・FIT/FIPで対象外とする方針だった一般木質・液体バイオマスを、別制度で再び長期支援の対象に戻さないこと ・燃料の調達から発電、輸送、土地利用変化等まで含めたライフサイクル全体の排出量を評価し、持続可能性を厳格に検証すること
7	【該当箇所】 「2.1 長期脱炭素電源オークション」 (2)2募集量「(a)LNG 専焼火力」 (p.8) 「LNG 専焼火力については、制度開始当初は、短期的な需給逼迫への対応として、3年間限定で募集を行うこととしていた。しかし、将来の需給バランスや脱炭素技術の進展の不確実性を踏まえ、第 4 回（2026 年度）以降も当面の間は募集を継続する方針とした。」の箇所 【意見内容】 LNG 専焼火力の募集を継続することに賛同する。電力の安定供給と調整力（ΔkW）のために、（LNGに限らず）火力は重要だと考える。
8	【該当箇所】 資料16～17頁 「2.1 (2) ③ (c) 制度適用期間の上限の設定」 「同 (d) 再エネの制度適用期間」 【意見内容】 この度は国民の声を聞いてくださる機会をありがとうございます。 以下、ご意見させていただきます。 激甚化する気候変動を止めるには二酸化炭素を排出するLNG火力発電ではなく再生可能エネルギーの活用です。 私たちの血税を使ってLNG火力発電の新設をするのはやめて頂きたい。 ホルムズ海峡閉鎖のによって世界で再エネの重要性が再認識され始めた昨今、日本も科学に基づき懸命な判断をしてシフトして行くことを切に願います。
9	【該当箇所】 資料8頁ー2.1 長期脱炭素電源オークション (2) 第4回入札に向けた制度の見直し 【意見内容】 第4回入札以降もLNG専焼火力の募集を「当面の間」継続する方針を撤回し、LNG専焼火力を長期脱炭素電源オークションの対象から除外すべきである。 →当初3年限定だったもので、パリ協定に即してLNG専焼火力は廃止すべき
10	【該当箇所】 資料8頁 「2.1 長期脱炭素電源オークション」 「(2) 第4回入札に向けた制度の見直し」 「2募集量」 「(a) LNG専焼火力」 【意見内容】 第4回入札以降もLNG専焼火力の募集を「当面の間」継続する方針を撤回し、LNG専焼火力を長期脱炭素電源オークションの対象から除外すべきである。 理由 LNG専焼火力は、制度開始当初、短期的な需給逼迫に対応するため、3年間限定で募集するとされていた。それを第4回以降も「当面の間」継続することは、制度開始時の説明を実質的に撤回する重大な変更である。 LNG火力は発電時に大量のCO2を排出するだけでなく、天然ガスの採掘、処理、液化、輸送過程においてメタンを排出する。将来の水素・アンモニアやCCSへの転換が確実でない段階でLNG専焼設備を新設し、長期にわたって固定費回収を保証することは、2035年度及び2040年度の温室効果ガス削減目標と整合しない。 「当面の間」という期限のない支援は、例外措置を事実上恒久化するものであり、「長期脱炭素電源オークション」の目的にも反する。

11	【該当箇所】 資料8～9頁 「2.1（2）2（a）LNG専焼火力」 【意見内容】 2040年までに3,900万～5,500万kW程度のLNG専焼火力を新設・リブレースし、第4回から7年間で確保する方針を撤回すべきである。 理由 資料では、2040年度までに3,900万～5,500万kW程度のLNG専焼火力を新設・リブレースし、第4回から7年間、年間550万～800万kW程度を募集する方針が示されている。第4回だけでも600万kWが募集される。 これは過去3回の時限的な募集を延長するという程度の変更ではなく、日本の電力供給構造を数十年にわたりLNG依存へ固定する大規模な化石燃料投資政策である。 さらに、第4回のLNG専焼火力の募集量600万kWは、再生可能エネルギー、蓄電池、水力、原子力、脱炭素火力などを含む「脱炭素電源」の募集量500万kWを上回る。「脱炭素」を掲げる制度において、化石燃料を使用するLNG専焼火力の募集量が脱炭素電源全体を上回るとは、制度目的と明らかに矛盾する。 新設LNG火力ではなく、省エネルギー、需要応答、再生可能エネルギー、蓄電池、揚水、長期エネルギー貯蔵、地域間連系線等を優先すべきである。
12	【該当箇所】 資料22～23頁 「2.1（2）4上限価格」 「（a）LNG専焼」 【意見内容】 LNGタンク、栈橋、ローディングアーム等のLNG基地設備を、長期脱炭素電源オークションの支援対象に含めるべきではない。 理由 第4回案では、LNG基地を整備する案件と整備しない案件を区分し、基地を新設する案件には最大9.2万円／kW・年の上限価格を設定する。LNG基地設備の建設費を需要家負担によって回収する仕組みとなる。 これは発電所への支援にとどまらず、LNGの輸入、受入れ及び貯蔵インフラを新設し、化石燃料輸入構造そのものを長期固定化するものである。 LNG基地は数十年間利用される設備であり、再エネ拡大によってLNG需要が減少した場合には座礁資産となるおそれがある。脱炭素を目的とする制度で、新たな化石燃料輸入インフラを整備することは認めるべきではない。
13	【該当箇所】 資料16～23頁 「2.1（2）3（c）制度適用期間の上限の設定」 「同（g）LNG専焼とLDESの資本コスト」 「同（h）全電源の資本コスト」 「同4（a）LNG専焼」 資料40～41頁 「同5（j）LNG専焼の供給力提供開始期限」 【意見内容】 LNG専焼火力について、上限価格、資本コスト及び供給力提供開始期限を一体的に緩和し、事業者の投資回収を手厚くする制度変更を撤回すべきである。 理由 第4回案では、LNG専焼火力の上限価格を第3回の5.5万円／kW・年から、基地整備なしで6.5万円、基地整備ありで9.2万円へ引き上げる。また、供給力提供開始期限の延長や資本コストの引上げが行われ、制度適用期間は一律30年とされる。 さらに、環境影響評価を要する案件などでは、運転開始まで長期間を認める方向が示されている。2030年代後半に運転を開始し、そこから30年間支援される場合、支援が2060年代まで続く可能性がある。 2035年度及び2040年度の削減目標の達成が必要な時期に、新たなLNG専焼火力の建設を容易にするため、価格、期間及び資本コストの全てを緩和することは、気候変動対策に逆行する。
14	【該当箇所】 2.1（2）2（a）LNG専焼火力 【意見内容】 第4回以降もLNG専焼火力について募集すべきでない ■理由 「電力広域的運営推進機関が 2025 年 7 月に公表した将来の電力需給シナリオに関する検討会の報告書では、2040 年において需要が 11,000 億 kWh へ拡大するシナリオ4では、厳気象などを考慮した一定の予備率確保を前提とすると、経年火力を全て経年リブレース（3,900 万 kW）してもなお、必要な供給力が（火力で補完すると仮定すれば）1,600 万 kW 不足する結果となっている。」ため、「将来の需給バランスや脱炭素技術の進展の不確実性を踏まえ、第 4 回（2026 年度）以降も当面の間は募集を継続する方針とした。」とのことだが、シナリオ通りに需要が膨らむとは限らない中で、本来必要なのは柔軟性であり、蓄電池やデマンドレスポンス等、様々な分散型・小規模の調整力を使って需給を調整することを前提にすべきであり、一度設置してしまえば数十年と大規模に発電する発電所をもって需要を満たすことを前提に設備投資促進の支援を行う政策には違和感を感じざるを得ない。
15	【該当箇所】 資料8頁 2.1 長期脱炭素電源オークション 2第4回入札に向けた制度の見直し 2募集量 a LNG専焼火力 【意見内容】 LNG専焼火力の募集継続方針を撤回してください 第4回入札以降もLNG専焼火力の募集を「当面の間」継続する方針を撤回し、LNG専焼火力を長期脱炭素電源オークションの対象から除外すべきです。 理由 LNG専焼火力は、制度開始当初、短期的な需給逼迫に対応するため、3年間限定で募集するとされていた。それを第4回以降も「当面の間」継続することは、制度開始時の説明を実質的に撤回する重大な変更です。 LNG火力は発電時に大量のCO2を排出するだけでなく、天然ガスの採掘、処理、液化、輸送過程においてメタンを排出します。将来の水素・アンモニアやCCSへの転換が確実でない段階でLNG専焼設備を新設し、長期にわたって固定費回収を保証することは、2035年度及び2040年度の温室効果ガス削減目標と整合しません。 「当面の間」という期限のない支援は、例外措置を事実上恒久化するものであり、「長期脱炭素電源オークション」の目的にも反します。

	【該当箇所】 2. 1 長期脱炭素電源オークションの第 4 回募集に向けて（案） （2）第 4 回入札に向けた制度の見直し （a）L N G 専焼火力 【意見内容】 第 4 回入札以降も L N G 専焼火力の募集を 当面の間 継続する方針とあるが、そもそも長期脱炭素電源オークションは脱炭素を進める為の仕組みとして作られたものだから、L N G 専焼火力はその対象から外すべきだ。 理由 制度の初めは短期的な需給逼迫への対応として L N G 専焼火力は 3 年間の限定募集とされた。それを第 4 回以降も当面の間 という期限を定めぬ形で L N G 専焼火力を制度の対象に加えるのは長期脱炭素電源オークションの目的から外れている。 単に外れているばかりでなく、その発電時に大量の C O 2 を排出する L N G 専焼火力は脱炭素とは真逆の発電方法だ。						
16							
17	【該当箇所】 P 8 （a）LNG 専燃火力 第 4 回（2026）以降も当面の間は募集を継続する方針とした。以下の展開（P8 の記述）も含む 【意見内容】 LNG 専燃火力の募集継続方針を撤回すべきであり、2040 年までに 3900 万～5500 万 KW 程度の LNG 専燃火力を新設・リブレースする方針を撤回すべきである。 数十兆円規模になりうる長期支援を LNG 火力へ振り向けることで、一方でその負担を数十年にわたり国民負担として負われ、他方で再エネ、蓄電池、連携増強、省エネなどへの投資機会を奪うものになる。 新設 LNG 火力ではなく、省エネ、デマンドレスポンス、再生可能エネルギー、蓄電池、揚水、長期エネルギー貯蔵、地域間連携線接続を優先すべきである。 （理由） これは時限的な募集の延長という程度の変更ではなく、今後数十年にわたり LNG 依存へ固定化する大規模な化石燃料への投資政策である。 脱炭素を掲げる制度において、化石燃料を専燃火力の募集量が脱炭素電源全体を上回することは、制度の目的と明らかに異にする。 LNG はほとんど国内では産出されない燃料であり、地政学的リスクが高く、保存が効かない欠点がある。LNG は当然輸入に頼らざるをえないものであり、国内の長期的安定的に確保できる燃料でないことは明らかである。原料はタダの太陽光発電とは大きな違いである。 再エネ導入スピードが鈍化している（政策）中で、LNG が将来的にも事実上の主力電源となれば CO2 排出削減につながらないことは明らかである。本当に 2030 年に 2013 年比 46%～50% 削減は可能なのか明らかにすべきである。 参考：「加速化する LNG 火力拡大政策の実態と問題点」（気候ネットワーク）						
18	【該当箇所】 本文書の位置づけ P2 最後から 5 行目（LNG 火力・リブレース案件について）「その後、将来の需給バランスや脱炭素技術の進展の不確実性を踏まえ、当面の間は募集を継続することとした」および同上 P2 最後から 3 行目から P3 の 1 行目 「…中長期的な観点から安定供給上のリスクや価格高騰リスクを抑制する。」 【意見内容】 2 0 5 0 年のカーボンニュートラルの実現に向けて最大の課題は化石燃料からの CO2 の削減であるが、本文書の主要な焦点である LNG 火力に対する発電事業者に対する優遇措置（投資回収予見性の確保）を行ってまで行う必要があるのか、排出する CO2 の削減と矛盾する化石燃料による発電を増やしていけば頭書の目標が実現不可能になると思われるが、どう考えているのか理解に苦しむ。 令和 8 年熊本地震の発生により多くの方が猛暑の中避難され、地震再発への不安から車中泊された方がガソリンの切れた状態で亡くなったことが報道された。ガソリンが 1 0 リットルしか販売してくれないという制約が避難者の行動、事態の悪化に影響を与えていたことが容易に想像できる。 気候危機の中まさにこのような課題に応えるようなエネルギーシステムでなくてはならない。そのためには太陽光発電および蓄電池を使った電源供給対応が求められる。そのためには太陽光発電＋蓄電池がセットとして地域や家庭で確保し、いざというときに使えるエネルギーシステムが求められている。それは非常事態として対応するのではなく、非常事態にも対応できるような地域のエネルギー供給システムとして作っていかなければならない。そういうことから考えれば、太陽光＋蓄電池の長期脱炭素電源の位置づけを強化してしっかりと保障するように組み替え直す必要があると考える。						
19	【意見内容】 第 4 回募集案は、脱炭素を掲げながら LNG 専焼火力への支援を拡大し、再エネ・蓄電池などの脱炭素電源よりも化石燃料火力を優先する問題を抱えています。 主な意見の要点は以下の通りです。 LNG 専焼火力の拡大・化石燃料依存の固定化に反対（意見 1～7、18） ・ LNG 専焼火力の募集を継続し、最大 5,500 万 kW を新設・リブレースする方針を撤回すること ・ LNG 基地の支援対象化、支援期間 30 年への延長、還付額の固定化など、LNG への投資回収を手厚く支援する制度変更をやめること ・ 高位の電力需要予測だけを前提とせず、再エネ、蓄電池、揚水、デマンドレスポンス、連系線などの代替策を含めて必要性を検証すること ・ 大量の LNG 火力整備による CO2 排出や気候への影響を厳格に評価すること						
20	【該当箇所】 P5 （参考図 1）第 3 回入札の募集量と落札容量と約定結果 <table><tr><td>脱炭素電源の募集量「既設原発の安全対策投資」</td><td>150 万 K W</td></tr><tr><td>応札量</td><td>同上</td><td>55.8 万 K W</td></tr></table> 【意見内容】 まず、脱炭素電源に「既設原発の安全対策投資」が含まれているのは納得がいかない。そもそも、既設原発の安全対策は事業者が設備更新や時代から要請される安全対策の向上のための経費を予算化、あるいは経費化するものである。今日の政府の対応は事業者が行うべき負担を安全対策投資と称して電源（費用）のなかに組み込むものであるから、一般公平原則からすれば問題であり納得できないものである。本案は原子力発電事業者を特別視して「投資回収の予見性を確保する」と称して費用化を認めており納得できない。現在の原子力発電事業者を優遇してその温存を図るものであり反対である。しかも、その規模は上記図 1 のとおり、他の電源種から無視できない大きさであり、全体に与える影響は大きい。	脱炭素電源の募集量「既設原発の安全対策投資」	150 万 K W	応札量	同上	55.8 万 K W	本制度は、発電事業者に投資回収の予見可能性を確保することにより、脱炭素電源への投資を通じて供給力を確保する制度であり、今後、安全対策投資が必要な既設原発についても、オークションの対象とすることにより投資回収の予見可能性を確保することは、本制度の趣旨に合致するものと考えております。 また、本制度は、様々な脱炭素電源を対象とした電源種混合の競争入札であり、競争に勝った案件のみが支援対象になることから、オークションを通じて既設原発の安全対策投資も促していくことは、費用対効果の観点からも望ましいと考えられます。
脱炭素電源の募集量「既設原発の安全対策投資」	150 万 K W						
応札量	同上	55.8 万 K W					

21	【該当箇所】 P7 9行目 （洋上風力発電）「…今回の措置は黎明期にある第2・3ラウンド事業のみに適用することとし、次回以降の公募においては長期脱炭素電源オークションへの参加は想定しないこととした。」 【意見内容】 この意味するところは、せっかく軌道に乗りかけた洋上風力発電を第4回目以降の長期脱炭素電源オークションの公募を認めない（行わない）とするものであり、これでよいのかという疑問である。 最近、これまで行われてきた日本の洋上風力発電が大手企業の撤退により困難に直面しているという報道がされている。その理由は、円安による資材高騰等による経営悪化とされているが、そのことによって風力発電事業が育成されなくなるのは問題である。いうまでもなく、風力発電事業は再生可能エネルギーの代表的な分野の一つであり、日本のような海洋国で全国各地において関係者の努力によって再エネ事業として展開されてきた実績がある。 こうしたことを考えるならば、いわば政府の無策の責任ともいえる「円安」政策により代表的な再エネ事業を衰退させてはならないと考える。風力発電事業への政府の支援が不十分だったことが原因と言えるものであり、この事業の有意義性を考慮してその育成のための支援を行って充実させるべきと要望する。	今回、第2・第3ラウンドで選定された海洋再エネ整備法の公募案件のうち、ゼロプレミアム案件に限っては、バランシングコスト相当分のFIP交付金を放棄することを前提として、本制度の第4回入札以降への参加を認めることとしました。 また、次回以降の海洋再エネ整備法の公募の予見性の観点から、今回の措置は黎明期にある第2・3ラウンド事業のみに適用することとし、次回以降の公募においては長期脱炭素電源オークションへの参加は想定しないこととしました。 従って、御指摘の記載は、洋上風力の導入を抑制する趣旨のものではありません。
22	【該当箇所】 番号1 P4 脚注7 P4 脚注7（及び「長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）」P6、脚注1） 【意見内容】 「本制度の参加登録までに、FIP制度の全支援期間にわたりバランシングコスト相当分のFIP交付金の受領を放棄した電源は除く」との記載がございます。FIP交付金の受領放棄をどのように示せばいいか具体的にお示し頂けますでしょうか？（例：指定のフォームを提出する等）。	広域機関への電源等情報（2026年10月19日～2026年10月23日）の登録の際に、バランシングコスト相当分のFIP交付金の放棄の有無を登録し、バランシングコスト相当分のFIP交付金の受領を放棄していることが分かる書類の提出が必要です。詳細は、広域機関が公表する募集要綱をご確認ください。
募集量及び募集上限について		
23	【該当箇所】 資料8～9頁「2.1（2）2（a）LNG専焼火力」 資料39～40頁「同5（h）脱炭素化ロードマップにおける燃料の扱い」 【意見内容】 3,900万～5,500万kWのLNG専焼火力を新設・リブレースした場合の温室効果ガス排出量を算定し、2030年度、2035年度、2040年度及び2050年カーボンニュートラルとの整合性を検証すべきである。 理由 前提として、LNG火力の新設や大型リブレースは、今後数十年間にわたり化石燃料への依存と温室効果ガスの大量排出を固定化（ロックイン）させるものであり、そもそも「長期脱炭素電源オークション」の支援対象から除外すべきである。 しかし、仮に支援対象に含まれるのであれば、膨大な国民負担を伴って3,900万～5,500万kWものLNG火力を整備・維持することによる気候変動への影響を厳格に評価しなければならない。現在の事務局資料には、大量のLNG火力整備に伴う以下の基本データが示されていない。 - 想定年間発電量 - 想定設備利用率 - LNG消費量 - 発電時のCO2排出量 - 上流のメタンを含むライフサイクル排出量 - 日本の温室効果ガス削減目標に与える影響 - 再エネの市場参入及び出力抑制への影響 - 燃料転換又はCCSが実現しなかった場合の排出量 将来の燃料転換を前提とするだけでなく、LNG専焼が継続するケース、燃料転換が遅延するケース、CCSが実現しないケースについて感度分析を行うべきである。	本制度で導入されるLNG火力の新設・リブレース案件については、2050年カーボンニュートラルとの関係を考慮し、運転開始から10年後には、脱炭素化に向けた対応（改修のための本制度への応札等）を求めることとしております。あわせて、応札事業者に対しては、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求めています。 こうした誘導措置を通じて、火力の脱炭素化を図ってまいりたいと考えておりますが、いただ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。
24	【該当箇所】 資料8～9頁 「2.1（2）」 【意見内容】 2040年度の電力需要を1兆1,000億kWhとする高需要シナリオを前提に、LNG専焼火力の設備量を決定すべきではない。複数の需要シナリオを用い、需要が下振れした場合を含む感度分析を行うべきである。 →資源エネルギー庁の資料の0.9兆～1.1兆kWh、その上限を使用するモデルとなり、座礁資産になった場合には市民の負担となる。低位、中位、高位の各需要ケースについて、省エネ、デマンドレスポンス、蓄電池、揚水、連系線、再エネ、既存設備の活用等を組み合わせた費用最小化分析が必要。	第7次エネルギー基本計画にもありますとおり、エネルギー安定供給と脱炭素の両立の観点から、再生可能エネルギーを最大限導入するとともに、特定の電源に過度に依存しないバランスのとれた電源構成を目指す必要があります。火力発電は、足下で供給力の大宗を占め、調整力・慣性力等としても重要な役割を担っており、トランジション手段としてのLNG火力の確保が必要と考えております。 その上で、本制度は、第4回入札で募集量を全て固定的に確保するものではなく、第4回は600万kWを募集しつつ、第5回以降は550万～800万kW/年程度の幅の中で、応札状況や電力需要見通しの変化を見極めつつ随時判断することとしており、需要の下振れを含む状況変化には募集量の判断を通じて対応する仕組みとしております。 なお、脱炭素電源とLNG専焼火力は別々に募集量を設定し、別々に入札を行うため、LNG専焼火力の募集が脱炭素電源の導入枠を減少させるものではありません。
25	【該当箇所】 資料8頁 「2.1（2）2（a）LNG専焼火力」 【意見内容】 2040年度の電力需要を1兆1,000億kWhとする高需要シナリオを前提に、LNG専焼火力の設備量を決定すべきではない。複数の需要シナリオを用い、需要が下振れした場合を含む感度分析を行うべきである。 理由 資料の脚注で示しているように、資源エネルギー庁の2040年度電力需要見通しには0.9兆～1.1兆kWhの幅がある。それにもかかわらず、LNG火力の整備量の算定では、その上限である1.1兆kWhのケースが用いられている。 データセンターや半導体工場の電力需要には、事業計画の実現時期、設備の省エネ性能、稼働率、立地、需要の柔軟性など大きな不確実性がある。最も需要の大きいケースを所与のものとして、最長30年間支援される化石燃料設備を先行して整備すれば、過剰設備や座礁資産を生む可能性がある。 少なくとも、低位、中位、高位の各需要ケースについて、省エネ、デマンドレスポンス、蓄電池、揚水、連系線、再エネ、既存設備の活用等を組み合わせた費用最小化分析を行う必要がある。	
26	【該当箇所】 資料8頁 「2.1（2）2（a）LNG専焼火力」 【意見内容】 将来の供給力不足を、そのままLNG専焼火力の必要量として扱うべきではない。電源種や需要側資源を限定しない供給力確保策の比較を行うべきである。 理由 資料に示された1,600万kWの不足は、「火力で補完すると仮定すれば」という条件付きの試算である。これは、LNG専焼火力で不足分を補うことが不可避であることを示すものではない。 ピーク時の供給力であるkWと、年間の電力量であるkWhは区別して検討しなければならない。ピーク時の短時間の不足であれば、蓄電池、揚水、デマンドレスポンス、発動指令電源、地域間連系線、分散型電源、需要の時間移行等で対応できる可能性がある。 LNG火力の新設を先に決めるのではなく、同じ供給信頼度を確保するための各対策について、総費用、建設期間、CO2排出量、燃料輸入額を比較すべきである。	

27	【該当箇所】 「長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）」 1 P 8 ～ 1 0 【意見内容】 第 4 回入札に向けた制度の見直し 募集量・将来にわたり必要な供給力を確保していくためには、再生可能エネルギーや原子力の最大限の活用に加え、脱炭素を前提とした火力による供給力の確保にも取り組んでいく必要があると考える。 ・今回、長期需給見通しも踏まえ、2040年までに3,900～5,500万kW程度をLNG専焼火力による新設・リブレースで目指す（募集枠＝毎年度550万～800万kW程度）とされたが、LNG火力の重要性が改めて明確化され、支援の方向性が示されたことは、将来の安定供給に加え、事業者の投資予見性確保の観点からも意義があるものと受け止めている。 ・今後も、需給シナリオや各電源の特性等も踏まえ、将来の供給力確保の議論と整合性を持った適切な募集枠および募集量の設定をお願いする。	
28	【該当箇所】 資料9頁 「2.1（2）2（b）脱炭素電源」 【意見内容】 LNG専焼火力を600万kW募集する一方、脱炭素電源の募集量を500万kWに据え置く方針を撤回し、LNG専焼火力の募集を廃止した上で、再エネ、蓄電池、揚水及びLDES等の募集量を拡大すべきである。 理由 資料では、約1.2億kWの化石電源を20年程度で脱炭素電源に置き換えるためには、年平均約600万kWの導入が必要と説明している。それにもかかわらず、第4回の脱炭素電源の募集量は500万kWに据え置かれている。 また、第4回には、すでに海洋再エネ整備法の公募で選定された洋上風力6案件、期待容量約70万kWが参加する可能性がある。これらが500万kWの枠に含まれれば、新たに追加される脱炭素電源は実質的にさらに少なくなる。 化石燃料電源の募集量が脱炭素電源の募集量を上回る配分は、本制度の目的に反している。	脱炭素電源とLNG専焼火力は、別々に募集量を設定し、別々に入札を行うため、LNG専焼火力の募集が脱炭素電源の導入枠を減少させるものではありません。第 4 回の脱炭素電源の募集量500万kWは、年平均約600万kWの導入という考え方を基本としつつ、第 3 回入札の落札容量（426万kW）や、洋上風力の海洋再エネ整備法の公募案件が参加してくる可能性等を総合的に勘案して設定したものです。今後も、電力需要の見通しや落札状況を踏まえ、適切に判断してまいります。 蓄電池・揚水・LDESについては、放電・発電のために蓄電・ポンプアップが必要であり、供給力としての価値が限定的であることから、募集上限を設けることとしております。第 4 回では、系統接続の申込みが大幅に増加している蓄電池の落札容量のペースを引き続き調整する一方、慣性力やブラックスタート機能等のメリットを有する揚水発電を一定程度確保する観点から、区分ごとに募集上限を設定したものです。今後も入札結果に応じて、募集上限の在り方を検討してまいります。
29	【意見内容】 再エネ・蓄電池などの脱炭素電源を優先し、募集枠を拡大すること（意見8～10） ・LNG専焼火力600万kWに対して脱炭素電源500万kWとする募集量の逆転を是正し、再エネ等の導入枠を拡大すること ・蓄電池・揚水・長時間エネルギー貯蔵（LDES）の募集上限120万kWを撤回し、導入枠を拡大すること ・再エネだけを支援期間20年に限定し、LNG専焼火力等に30年を認める制度設計を見直すこと	
30	【該当箇所】 資料9頁 「2.1（2）②（b）脱炭素電源」 【意見内容】 脱炭素電源の募集量を500万kWに据え置くべきではない LNG専焼火力を600万kW募集する一方、脱炭素電源の募集量を500万kWに据え置く方針を撤回し、LNG専焼火力の募集を廃止した上で、再エネ、蓄電池、揚水及びLDES等の募集量を拡大すべきである。 理由 資料では、約1.2億kWの化石電源を20年程度で脱炭素電源に置き換えるためには、年平均約600万kWの導入が必要と説明している。それにもかかわらず、第4回の脱炭素電源の募集量は500万kWに据え置かれている。 また、第4回には、すでに海洋再エネ整備法の公募で選定された洋上風力6案件、期待容量約70万kWが参加する可能性がある。これらが500万kWの枠に含まれれば、新たに追加される脱炭素電源は実質的にさらに少なくなる。 化石燃料電源の募集量が脱炭素電源の募集量を上回る配分は、本制度の目的に反している。	
31	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションの第 4 回募集に向けて（案） P.11（c）募集上限 <蓄電池・揚水・LDES> 【意見内容】 落札電源の総容量が脱炭素電源の募集量に対して未達となる場合には、揚水発電（リブレース等）については、第三回入札と同様に上限の 2 倍まで追加の約定処理を行うことを検討いただきたい。 ・理由 既設揚水については、至近の再エネの導入拡大や、需給ひっ迫により稼働時間が増えている状況にあり、今後の設備更新やリブレース投資が課題となっている。 設備寿命を控える既設揚水においては、投資予見性が確保できない状況では廃止という選択をすることも現実的になっていく。既設の揚水を廃止し、新增設の揚水のみが拡大していくことは国民負担の増大に繋がる。加えて、揚水新增設には長期の建設期間が必要となるところ、その間に既設の廃止が進めば、一時的に供給力の不足が発生し安定供給に支障が生じる。 以上により、落札電源の総容量が脱炭素電源の募集量に対して未達となる場合は、揚水発電（リブレース等）については、第三回入札と同様に上限の 2 倍まで追加の約定処理を行うことを検討いただきたい。	
32	【該当箇所】「長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）」 11ページ 4段落目 【意見内容】下記記載のとおり修正すべき。 （原 文）第4回では、系統接続の申込みが大幅に増加している蓄電池の落札容量のペースを引き続き調整する一方で、慣性力やブラックスタート機能等のメリットを有する揚水発電を一定程度確保する観点から、「a リチウムイオン蓄電池の案件」「b リチウムイオン蓄電池以外の蓄電池の案件」「c 揚水の新設・リブレース等案件とLDESの案件」という区分に分けた上で、それぞれ募集上限を40万kWずつ（募集上限を超えた追加の落札はさせない）とした。（修正案：「長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）」 11ページ 4段落目） 第4回では、系統接続の申込みが大幅に増加している蓄電池の落札容量のペースを引き続き調整する一方で、慣性力やブラックスタート機能等のメリットを有する揚水発電を一定程度確保する観点から、「a リチウムイオン蓄電池の案件」「b リチウムイオン蓄電池以外の蓄電池の案件」「c 揚水の新設・リブレース等案件とLDESの案件」という区分に分けた上で、それぞれ募集上限を40万kWずつとし、募集上限を超えた追加の落札について、区分cは、第3回と同様に、最大で募集上限の 2 倍までとした。 ・理由 2050年カーボンニュートラルの方針も踏まえて、電源の脱炭素化が重要であり、募集量分（第4回では500万kW）を確保できることが望ましいと認識。そのため、第 3 回までは蓄電池・揚水・LDESは募集上限の 2 倍までは募集上限を超えて落札させていたものと思料。 今回は、蓄電池・揚水・LDESすべてに対し募集上限までと整理されているが、募集量を確保できることが望ましいものと認識。そのうえで、当該箇所に整理いただいているとおり、蓄電池の落札容量のペースは引き続き調整する必要がある一方で、揚水発電については、整理いただいているとおり、系統安定化機能を有する電源として今後も確保していくことが重要であると認識。また、長期にわたって脱炭素電源による供給力を調達する本オークションにおいては、揚水発電の持つ系統安定化機能についても将来に亘り確保していくため、リブレースによる「維持」とともに、新設による「創出」を行っていく必要があり、リブレース案件だけでなく新設案件も一定程度促進していくこと	

	が望ましいと考える。一方、新設とリブレースでは事業特性や事業リスクが異なり、価格の上限設定にも反映されているとおり、施工対象が多い新設案件では応札価格が高くなる傾向にある。また、揚水リブレース案件については、過去のオークション結果から、募集枠（40万kW）と同等程度の不落地電源の存在が確認されており、かつ揚水電源は1件あたりの設備容量が十〜数十万kW程度と募集枠に対して一定の規模を有すことから、同一区分で競合する揚水新設およびLDES案件は落札が極めて困難となるものと想定。 このため、区分cでは、新設揚水やLDES案件にも一定の落札機会を確保し、将来の系統安定化機能の新規導入を促進する観点から、募集上限を超えた追加の落札について、第3回と同様に最大で募集上限の2倍まで認めることとしてはどうか。	
33	【該当箇所】 資料10～11頁 「2.1（2）②（c）募集上限」 「＜蓄電池・揚水・LDES＞」 【意見内容】 蓄電池、揚水及びLDESの落札量を120万kWに抑制すべきではない 蓄電池、揚水及びLDESについて、それぞれ40万kW、合計120万kWの募集上限を設定し、上限を超える追加落札を認めない方針を撤回すべきである。 理由 第1回の蓄電池・揚水等の落札量は166.9万kW（応札量：約388万kW）、第2回は173.1万kW（応札量：約517万kW）、第3回は170万kW（応札量：約586万kW）であった。毎回、入札総量は募集枠を大幅に上回っており、事業者からの需要は極めて高い。ところが第4回では、リチウムイオン蓄電池、非リチウムイオン蓄電池、揚水・LDESの各40万kW、合計120万kWを上限とし、追加落札を認めないとしている。 蓄電池や長期エネルギー貯蔵は、変動型再エネを大量導入するために不可欠である。系統接続申込みが増えているからといって落札量を抑制するのではなく、系統接続ルール、立地誘導、系統増強を改善することこそが求められており、それこそが真の「脱炭素」への道である。LNG専焼火力を600万kW募集しながら、再エネ拡大を支える貯蔵設備を120万kWに抑える政策は、優先順位が逆転している。	
34	【該当箇所】 資料10～11頁 「2.1（2）2（c）募集上限」 「＜蓄電池・揚水・LDES＞」 【意見内容】 蓄電池、揚水及びLDESについて、それぞれ40万kW、合計120万kWの募集上限を設定し、上限を超える追加落札を認めない方針を撤回すべきである。 理由 第1回の蓄電池・揚水等の落札量は166.9万kW（応札量：約388万kW）、第2回は173.1万kW（応札量：約517万kW）、第3回は170万kW（応札量：約586万kW）であった。毎回、入札総量は募集枠を大幅に上回っており、事業者からの需要は極めて高い。ところが第4回では、リチウムイオン蓄電池、非リチウムイオン蓄電池、揚水・LDESの各40万kW、合計120万kWを上限とし、追加落札を認めないとしている。 蓄電池や長期エネルギー貯蔵は、変動型再エネを大量導入するために不可欠である。系統接続申込みが増えているからといって落札量を抑制するのではなく、系統接続ルール、立地誘導、系統増強を改善することこそが求められており、それこそが真の「脱炭素」への道である。 LNG専焼火力を600万kW募集しながら、再エネ拡大を支える貯蔵設備を120万kWに抑える政策は、優先順位が逆転している。	
35	【該当箇所】 資料11～12頁 「2.1（2）2（c）募集上限」 「＜脱炭素火力＞」 【意見内容】 水素・アンモニアの専焼・混焼、CCS付き火力及び既設火力改修を対象とする「脱炭素火力」の50万kWの募集上限を廃止し、再エネ、蓄電池、揚水、LDES等へ振り替えるべきである。 理由 水素・アンモニア発電の対象は本来、製造工程でもCO2を排出しない「グリーン水素・アンモニア」に限定されるべきである。しかし、現状は価格が極めて高く価格競争力が皆無であり、公的支援の対象から排除されるべきである。一方で、現状想定される「ブルー水素・アンモニア」等の混焼利用や排出されるCO2の一部分を改修するCCSでは、既存の化石燃料火力を延命・温存させることにつながり、将来にわたって火力発電による温室効果ガスの排出構造を固定化（ロックイン）させる重大な懸念がある。 さらに、第3回オークションでは脱炭素火力の上限価格が13万～79万円/kW・年という高水準（20万円/kW・年を大幅に上回る）であったにもかかわらず、専用枠が設定されているために高額な案件であっても落札された。第4回でも高額な上限価格のまま枠が維持されている。 このような構造的・費用対効果的に問題を抱える「脱炭素火力」に優先枠を設けることは、不当に需要家負担を増大させるだけでなく、限られた募集量の中で再エネや蓄電池、揚水などの真に脱炭素に資する電源の落札余地を直接的に奪うものである。したがって、水素・アンモニア混焼等の専用枠は即刻廃止すべきである。	脱炭素火力の募集上限は、これらの案件を優先的に確保するための「優先枠」ではなく、上限価格を閾値（20万円/kW/年）を超える水準で設定しているため、落札量が過大とならないよう、需要家負担に配慮する観点から設定をしているものです。したがって、この募集上限があることによって、再生可能エネルギーや揚水式の水力電源、蓄電池等の落札余地が奪われるものではありません。
	【該当箇所】 「長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）」11頁 2.1（2）2（c）募集上限<蓄電池・揚水・LDES> 【意見内容】 第4回長期脱炭素電源オークションにおける揚水発電の募集区分に関する意見 意見の要旨 第4回入札において、「リチウムイオン蓄電池」「リチウムイオン蓄電池以外の蓄電池」「揚水の新設・リブレース等及びLDES」をそれぞれ別区分とし、揚水と蓄電池の直接競争をなくす案について、再考を求めます。 原則として、揚水、蓄電池及びLDESは、必要とされる同一の機能・性能要件を満たす範囲で同じ土俵に置き、価格及び費用対効果により競争させるべきです。 仮に慣性力、ブラックスタート機能又は長時間運転能力を一定量確保する必要があるなら、「揚水」という技術名称で枠を分けるのではなく、必要な機能、性能、地域、提供時間及び必要量を定量的に定め、その要件を満たす揚水、蓄電池、LDESその他の技術に参加を認める機能別区分とすべきです。 当社の立場 当社は、第1回から第3回までの長期脱炭素電源オークションにおいて系統用蓄電池事業に継続的に取り組み、本件変更の直接的な影響を受ける事業者です。その利害関係を明らかにした上で、当社の個別利益だけでなく、本制度の技術中立性、競争性、予見可能性及び需要家負担の最小化の観点から本意見を提出します。 当社は、揚水発電が有する長時間貯蔵、物理的慣性、電圧維持、ブラックスタート等の価値を否定しません。必要な機能を他の技術より低い社会的費用で提供できる揚水が、公正な競争を経て選ばれることに異論はありません。 理由 1. 第4回案は、従来の競争原則からの質的な変更である	揚水と蓄電池・LDES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との考え方は、これまでと変わっておりません。第4回入札においても、これらは同一の脱炭素電源の募集量の中で競争することとしており、揚水を蓄電池との競争から一律に切り離すものではありません。 その上で、第4回入札では、系統接続の申込みが大幅に増加している蓄電池の落札容量のペースを引き続き調整する一方、慣性力やブラックスタート機能等のメリットを有する揚水発電を一定程度確保する観点から、「リチウムイオン蓄電池」「リチウムイオン蓄電池以外の蓄電池」「揚水の新設・リブレース等及びLDES」の3区分に分け、それぞれ募集上限を40万kWとしたものです。これは、調整力が特定の技術に過度に偏ることを回避し、エネルギーセキュリティの観点から多様な技術による供給力・調整力を確保していくための措置です。 また、慣性力やブラックスタート機能等の系統安定化機能について、こうした機能の要件化・調達の在り方については、グリッドコードの検討等、関連する場において検討が進められているところです。機能・性能要件に基づく技術中立的な区分の在り方や、直接競争を維持した場合との需要家負担・系統便益の比較検証といった御指摘の観点は、今後の制度検討の参考とさせていただきます。 一般送配電事業者から受け取るブラックスタート機能の対価は、本制度の他市場収益の還付対象に含まれます。 なお、本制度は、入札結果に応じて募集量・募集上限の在り方を継続的に見直すこととしており、区分設定が競争環境に与える影響についても、第4回入札の結果等を踏まえ、引き続き検証してまいります。

36	第3回では、募集上限を「揚水のリブレース案件とリチウムイオン蓄電池」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及びLDES」に分けていました。これは、調整力がリチウムイオン蓄電池へ過度に偏ることを回避するための技術混合型区分であり、各区分内では揚水と蓄電池が直接価格競争していました。 これに対し、第4回案は蓄電池を揚水・LDES区分から外し、両者の直接競争をなくすものです。これは単なる区分の組替えではなく、競争原則の質的な変更です。 さらに、第4回では第3回のような募集上限超過の追加落札を行わないため、この区分変更が落札構成に与える影響は、より直接的なものとなります。 第2回募集要綱案への意見募集結果No.11では、揚水と蓄電池は変動性再生エネの調整力として同様の機能を有すると整理した上で、「できる限り同じ土俵で競争すべき」と回答されています。第3回募集要綱案への意見募集結果No.15でも、揚水の長寿命、慣性力、休廃止リスク等を理由とする別区分化の要望に対し、両者は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との回答が示されています。いずれも資源エネルギー庁への確認を踏まえた回答です。 政策判断を変更すること自体を否定しません。しかし、多額かつ長期の投資を前提とする制度である以上、従来の整理を変更するなら、第3回後に判明した新たな事実、従来方式では解決できない具体的な問題、及び技術名称による分離が必要な理由を、定量的根拠とともに示すべきです。 2. 第3回結果は、揚水が蓄電池との競争により排除されたことを示していない 第3回は二つの技術混合型区分であり、全体募集量が未達の場合には各区分の募集上限を超えて最大2倍まで落札できる制度でした。その下で、公表結果によれば、揚水の落札容量は45.3万kW、落札率は55%でした。蓄電池の落札容量は125.1万kW、落札率は46%でした。 したがって、公表結果からは、揚水と蓄電池を直接競争させた結果、揚水が排除され、必要量を確保できなかったとは確認できません。別区分化が必要であるなら、まず、将来どの程度の揚水又は揚水が提供する機能が不足するのかを示す必要があります。 3. 政府が示す理由と、制度手段が対応していない 第4回案は、蓄電池の落札容量のベースを調整する一方、慣性力やブラックスタート機能等のメリットを有する揚水発電を一定程度確保することを、別区分化の理由としています。この定性的な問題意識は理解します。 しかし、40万kWは揚水の最低確保量ではなく、揚水とLDESを合わせた募集上限です。LDESが落札すれば、揚水の落札可能量は減少します。 また、募集要綱案で揚水、蓄電池及びLDESに共通して明示されている主な要件は、連続6時間以上の運転能力並びにGF・LFC・EDC等です。少なくとも当該区分の参加要件として、必要な慣性量、ブラックスタート能力、必要地域、提供可能時間、性能試験及び提供義務は示されていません。 この制度では、揚水を何kW落札させるかも、慣性力又はブラックスタート機能をどの程度確保するかも保証されません。「揚水を一定程度確保する」という目的と、「揚水・LDESの募集上限を40万kWとする」という手段の間に、定量的な対応関係が示されていません。 4. 慣性力及びブラックスタートは、技術名称ではなく機能として調達すべきである 同期式揚水の物理慣性と、インバーター型蓄電池の疑似慣性又は高速周波数応答は、技術的に同一ではありません。しかし、その違いは揚水を名称で保護する理由ではなく、系統が必要とする性能を数値で定めるべき理由です。 電力広域的運営推進機関の検討資料では、蓄電池は「慣性力の供給（疑似慣性）」及びインバーター電源によるブラックスタートの検討対象とされています。また、容量市場の制度説明資料は、一般送配電事業者が調達するブラックスタート機能を有する安定電源の発電方式として、揚水と蓄電池の双方を示しています。したがって、ブラックスタートは揚水だけに限定された機能ではありません。 物理慣性が不可欠な場合は、必要な慣性量、地域、時間断面及び系統並列条件を示し、揚水、同期調相機等の手段を比較すべきです。物理慣性以外でも目的を達成できる部分は、グリッドフォーミング機能、疑似慣性、高速周波数応答等について性能要件を設け、要件を満たす蓄電池にも参加を認めるべきです。 ブラックスタートについても、起動時間、出力、継続時間、電圧・周波数形成能力、設置地域及び試験方法を定め、対応可能な技術間で競争させるべきです。 5. 長時間価値、設備寿命及び技術多様性は、より直接的な方法で評価できる 揚水の重要な利点が大規模・長時間の電力貯蔵にあることは否定しません。しかし、その価値は技術名称ではなく、連続運転時間又は有効蓄電容量で評価できます。第2回でも、運転継続時間ごとの区分内で揚水と蓄電池を競争させていました。 6時間を超える長時間供給力が必要なら、8時間、12時間、24時間等又は有効蓄電容量GWhの要件を設定し、それを満たす揚水、蓄電池及びLDESを同じ区分で競争させるべきです。 往復効率、補機損失、劣化、セル・PCS等の交換費、揚水設備の維持更新費及び利用可能率は、契約期間全体のライフサイクルコストとして応札価格及び評価に反映すべきです。第4回募集要綱案は蓄電池の制度適用期間について最長40年を認めており、交換を含む性能維持責任を負った長期運用を制度上予定しています。設備寿命の違いは、別枠化ではなく、同一性能を維持するための総費用で比較すべき事項です。 なお、仮に蓄電池への集中、セル供給網、火災等を追加的な理由とする場合も、第4回案は既にリチウムイオン蓄電池とそれ以外の蓄電池を別区分としています。これらは技術集中上限、安全要件、供給網要件等で直接対応すべきであり、揚水を蓄電池との価格競争から分離する理由にはなりません。 6. 需要家負担と制度の予見可能性に関する検証が必要である 揚水を蓄電池との価格競争から分離すれば、直接競争を維持した場合には落札しなかった案件が落札し、需要家負担が増加する可能性があります。その追加負担が、慣性力、ブラックスタート、長時間容量等の追加便益に見合うかを検証しなければなりません。 また、少なくとも第3回では、揚水と蓄電池を各混合区分内で直接競争させると整理され、事業者は公表された制度条件を踏まえて投資判断を進めてきました。第4回で競争条件を質的に変更するなら、制度の予見可能性の観点からも、変更理由、必要量及び費用便益を明らかにすべきです。
	求める修正 第一に、揚水と蓄電池の完全な分離を撤回し、同一の機能・性能要件を満たす範囲で、揚水、蓄電池及びLDESを直接競争させてください。 第二に、別区分を設ける必要がある場合は、「揚水・LDES枠」ではなく、「長時間・系統安定化機能を備えた電力貯蔵設備枠」等の機能別区分とし、定量的な要件を満たす蓄電池その他の技術にも参加を認めてください。 第三に、最終決定前に、1.必要な慣性量及び地域・時間断面、2.ブラックスタートを必要とする地点・容量、3.必要な長時間容量、4.40万kWの算定根拠、5.直接競争と別区分の需要家負担比較、6.代替技術との費用便益比較を公表してください。
	回答を求める事項 1. 第3回で各混合区分内に維持していた揚水と蓄電池の直接競争をなくすこととなった、新たな事実及び定量的根拠は何か。 2. 第3回で揚水が45.3万kW落札され、落札率も蓄電池全体を上回った中で、別区分が必要と判断した理由は何か。 3. 揚水・LDESの40万kWは募集上限であり、慣性力及びブラックスタートも当該区分の必須要件ではない中で、どのように必要とされる系統機能を確保するのか。 4. 同等又は代替可能な系統機能を提供できる蓄電池を、機能要件によって同じ区分に参加させない理由は何か。 5. 長時間価値を、8時間、12時間、24時間又はGWhによる技術中立的要件で評価できない理由は何か。

	6. 直接競争を維持する場合と第4回案の場合で、契約期間全体の需要家負担及び得られる系統便益はどの程度異なるのか。 7. 一般送配電事業者から受け取るブラックスタート機能の対価は、本制度の他市場収益の還付対象に含まれるのか。含まれる場合、還付後の残余分及び同一固定費の重複評価をどのように整理するのか。含まれない場合、その理由は何か。 結び 本意見は、揚水発電を排除し、その価値を否定するものではありません。揚水が必要な機能を他の技術より低い社会的費用で提供できるなら、公正な競争を経て選ばれるべきです。 必要なのは、揚水という技術を確保することではなく、電力系統に必要な機能を、技術中立的な競争を通じて最小の需要家負担で確保することです。 以上より、揚水発電の別区分化を再考し、必要な機能を定量的に要件化した上で、その要件を満たす揚水、蓄電池、LDESその他の技術と同じ土俵で競争させる制度へ修正することを求めます。 根拠資料 ・「長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）」11頁 ・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）に関する意見募集結果 No.11 ・同募集要綱（応札年度：2025年度）に関する意見募集結果 No.15 ・長期脱炭素電源オークション約定結果（応札年度：2025年度）14頁 ・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：2026年度）（案）10頁、13頁、16頁 ・第9回グリッドコード検討会 資料10「中長期要件化候補」3頁、6頁	
37	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案） P11 (c) 募集上限 <蓄電池・揚水・LDES> 【意見内容】 揚水の新設とリブレースは、それぞれ別区分として募集することを検討いただきたい。 ・理由 揚水発電所については、第4回安定供給WGで整理された通り、慣性力、ブラックスタート機能等のメリットを有するため、今後の再エネの大量導入においては、既設揚水を維持しながらも、新增設も促す必要がある。そのような状況において、揚水新增設については、揚水リブレースに比較して価格面で競争力が劣後し、新增設案件の落札は困難となる。一定数の新增設を促すためには、前回入札同様に、新設とリブレースは別区分で募集することが望ましいのではないか。	揚水発電については、新設・リブレースのいずれも、その投資が行われることで新たな供給力が生み出されるものであり、両者を同じ土俵で競争させ、費用対効果の高い案件から導入していくことが適切と考えております。このため、第4回入札では、揚水の新設・リブレース等の案件とLDESの案件を同一の区分とし、同じ募集上限の下で競争させることとしております。 なお、区分設定が競争環境や新設案件の落札状況に与える影響については、第4回入札の結果等を踏まえ、引き続き検証してまいります。
38	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案） P12 (c) 募集上限 <洋上風力> 【意見内容】 募集要項においては、募集上限付き電源について、落札対象が募集上限の範囲内に限定されることとされている。しかしながら、全体落札量が総募集量に達しない場合であっても、個別の募集上限により追加落札ができない仕組みでは、脱炭素電源の導入機会を逸する可能性がある。特に洋上風力発電については、導入拡大の黎明期にあり、サプライチェーンの維持・発展や継続的な案件形成の観点から、市場の予見性を確保することが重要である。また、第2.3ラウンドの事業環境整備策として長期脱炭素電源オークションへの参加が容認された背景も踏まえると、総募集量に未達が生じた場合には、未充足分に限り、洋上風力に係る募集上限を超えた追加落札を認める救済措置の導入をご検討いただけないか。 例えば、総募集量500万kWに対して落札量が490万kWとなった場合、残り10万kW分については、洋上風力の募集上限に達していた場合であっても、追加的な落札を認めるといった制度設計にいただきたい。 ・理由 意見内容に併せて記載	本制度は、様々な電源種による電源種混合の競争制度であり、原則として、募集量の範囲内で応札価格の低い順に落札していく仕組みです。その上で、脱炭素火力及び洋上風力については、上限価格を閾値（20万円/kW/年）より高い水準で設定しているため、その落札量が過大となれば需要家負担の増大につながることから、需要家負担に配慮する観点で、募集上限を設け、当該上限の範囲内で落札させることとし、追加の落札は行わないこととしております。 なお、海洋再エネ整備法に基づく公募案件のうちゼロプレミアム案件について本制度への参加を認めることとしたのは、これらの案件に対し、投資回収の予見性を高める選択肢を追加的に提供するものであり、本制度の活用可否や応札の是非は、上限価格の水準等を踏まえた事業者の御判断によることとなります。
39	【該当箇所】 2.1(2)②(c) 募集上限<洋上風力> P12 「洋上風力の.... 募集上限を50万kWとした。」 【意見内容】 「長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）」に対する意見 洋上風力については、募集上限の設定によりオークションという性格上必要な競争環境を担保しつつ、全体募集量に余力がある場合には落札を認める仕組みとしてはどうか。 •理由 洋上風力の募集上限は50万kWと、第2ラウンド及び第3ラウンド案件の全件が落札できない容量と設定されており、且つ「洋上風力については募集上限を跨ぐ電源を超えて落札されることはない」とされている。今年度のオークションで落札出来ない場合、更なるインフレやサプライチェーン確保の観点から事業実現性が著しく低下することが懸念される。全案件の実現を促すべく、洋上風力については募集上限を超えて落札することを認めるのが良いと考える。	
40	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案） P 1 2 <洋上風力> 【意見内容】 洋上風力の募集上限が50万kWとされている点について見直しを要望します。 海洋再エネ整備法に基づく第2・第3ラウンドのゼロプレミアム案件について、長期脱炭素電源オークションへの参加が認められたことは、事業の予見性向上の観点から評価でき一方、対象となる6案件の期待容量は合計約70万kWであるにもかかわらず、募集上限は50万kWに設定されています。これにより、既に国の公募・審査を経て事業者選定された案件同士が、改めて限られた枠の中で競争を行うこととなり、一部案件が不落となる可能性があります。これは、投資回収の予見性を高めて脱炭素電源への投資を促進するという本制度の目的に必ずしも整合しないのではないのでしょうか。また、国が海洋再エネ整備法に基づき導入を決定した案件を別制度で再度選別することは、事業者に追加的な不確実性を与え、我が国の洋上風力導入拡大やサプライチェーン形成の観点からも望ましくないと考えます。上限価格内の価格で入札できるかどうかは事業者の判断となりますので、第2・第3ラウンドの公募で選定されたゼロプレミアム案件については、少なくとも対象案件の期待容量約70万kWを上回る募集容量を確保する、あるいは別枠で取り扱うなど、全案件が制度活用できるような見直しを検討ください。	
応札価格に算入できるコストについて		
41	【該当箇所】 次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会電力安定供給ワーキンググループ長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案） ページ：18 章・節：2.1（2）③ セクション名：(f)洋上風力の廃棄費用 【意見内容】 洋上風力の撤去に関し、「本制度に参加する洋上風力の案件が応札価格に算入できる廃棄費用は、「海洋における施工費の70％と陸上設備の建設費の5％の合計金額」とした」とのことであるが、国内においては大規模商業案件の撤去実績がなく、将来的な撤去費用には不確実性が残る。洋上風力の撤去技術や撤去費用は今後変化が想定されることから、事業期間中に実際の撤去費用が制度で定められた廃棄費用を上回った場合には超過分の補填がされるような、制度上の見直しが可能となるよう柔軟な取扱いをお願いしたい。 理由：国内においては大規模商業案件の撤去実績がなく、将来的な撤去費用には不確実性が残る。特に大型化する風車や基礎構造への対応等を考慮すると、将来的な制度見直しや実績反映の仕組みを設けることが望ましい。	本制度は、応札価格に算入したコストが、落札後の様々な状況変化によって、事業者に帰責性がない理由で増加することが考えられます。しかし、事業者に帰責性がない理由であっても、以下のような本制度の内容を踏まえると、あらゆるコスト増加を事後的に落札価格に自動的に反映することは適切ではないため、落札後の価格調整事項を限定する考え方で制度設計を行っています。 ①競争入札によって落札電源を決定する仕組みであること、 ②建設費には予備費10％の織り込みを認めていること、 ③電源種毎に一定水準の資本コストの織り込みを認めていること、 ④他市場収益の約1割は留保することを認めていること等

42	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークション第4回募集に向けて（案）P 1 8 （f）洋上風力の廃棄費用	廃棄費用は、運転終了後に発生するコストであり、入札時点で正確な見積りが困難であるため、発電コスト検証における廃棄費用の見積り方法を参考として算入できる金額を設定しております。第4 回入札においても、この範囲内でのコスト算入を認めておりますが、いただ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。
43	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションの第4 回募集に向けて（案）P13	供給力提供開始年度に支出する運転維持費を本制度の応札価格に算入不可としているのは、供給力提供開始年度は容量市場に参加可能であり、当該年度の運転維持費は容量市場を通じて回収し得るためです。
	【意見内容】 供給力提供開始年度に支出する運転維持費は算入不可であり、この理由は、本制度の制度適用期間は供給力提供開始年度の翌年度から開始し、供給力提供開始年度は容量市場に参加可能であることから、供給力提供開始年度に支出する運転維持費は容量市場で回収しうるためとされているが、第2・第3ラウンドの洋上風力案件については、運転開始時期の関係から4年後の容量市場に参加できない案件が存在する。案件ごとの不公平感をなくすために、洋上風力案件においては、容量市場への参加は不可とし、その代わりに供給力提供開始年度の運転維持費を参入可能とするべきではないか。	容量市場には、実需給年度の4年前に実施するメインオークションに加えて、その後の供給力の状況等に応じて実需給年度の1年前に実施する追加オークションがあり、メインオークション時点で供給力の提供が確定していなかった電源も、追加オークションが開催されれば応札することが可能です。したがって、御指摘の案件についても、運転開始のタイミングによって直ちに容量市場への参加機会が失われるとは限らないものと考えております。
44	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションの第4 回募集に向けて（案）p.19 (h)全電源の資本コスト	資本コストのベースについては、広く公表され客観性が確保されている日本銀行の貸出約定平均金利を参照し、その上昇幅を反映して設定しておりますが、いただ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。
	【意見内容】 応札価格に算入できる「資本コスト」の上限見直しにあたっては、日銀貸出約定平均金利の上昇幅（約 0.5%）を参照しているものと認識しているが、民間金融機関の貸出金利を参照した場合には、金利の上昇幅はより大きくなっている。	
	短期プライムレートの最低値は至近 10 か年において、1.475%→2.125%と約0.7%上昇、長期プライムレートは1.10%→2.80%と約 1.7%上昇しており、金融市場の実態を「資本コスト」上限にも反映するよう検討していただきたい。	
	・理由	
	意見内容に併せて記載	
45	【該当箇所】 P37～38 (e) 水素・アンモニアの事前審査の要件、（参考図41）	いただ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。
	【意見内容】 低炭素水素等の事前審査要件で、産業競争力の強化、経済成長として、日本製品の使用の義務が課されている。日本製品が海外製品と比較して高価な場合、他の電源と比較して価格差分だけ競争力が低下する。このため、何らかの補正係数を設定し応札価格の補正を実施するべきではないか。	
	価格のみで評価を行うオークションであり、非対称な拘束条件を付与することで、特定の電源の競争力を阻害することが無いようにしていただきたい。	
46	【該当箇所】 資料14～16頁	水素・アンモニア・CCSは、未だ黎明期であり、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、本制度では、燃料費等の可変費についても、固定的な負担部分に限定せず、応札価格への算入を可能とし、投資を促進することとしております。
	【意見内容】 水素・アンモニア・CCSについて、海外の消費者物価指数、生産者物価指数等による将来の価格上昇を自動的に支援額へ反映する仕組みを導入すべきではない。	御指摘のように、水素・アンモニア・CCSの可変費については、原料代・電気代や製造・輸送費等に区分した上で、それぞれ適切な指標により自動補正することとしており、例えば水素・アンモニアにおける製造・輸送費やCCSにおける輸送・貯留費のうち固定費以外の部分（OPEX等）については、調達国の消費者物価指数の変化率により、制度適用期間にわたって継続的に補正することとしております。これは、水素・アンモニアが海外から調達されることやCCSにおいて海外貯留を行う場合を前提とし、その調達コストの実態を反映する必要があることによるものです。
	理由	
	第4回案では、水素・アンモニアやCCSの調達国・事業実施国の物価上昇を、制度適用期間中の可変費支援や入札時の価格評価に反映する考え方が示されている。	
	これは、燃料費、輸送費、CO2輸送・貯留費の上昇リスクを事業者から需要家へ移転する仕組みである。一方、再エネは運転時の燃料費を必要とせず、海外の燃料価格や地政学リスクの影響を受けにくい。	その上で、第4 回入札からは、この毎年度の自動補正とは別に、入札時点の価格競争の在り方についても見直しを行っております。単に「入札時の応札価格」のみで価格競争を行った場合、応札後のインフレによる可変費の増加が競争上考慮されず、「制度適用期間全体で支払われる可変費の総額」がより大きい案件が、見かけ上の応札価格の低さによって落札してしまうおそれがあります。このため、水素・アンモニア・CCSの案件については、過去10年平均のインフレ率が継続すると仮定した補正値を用いて入札時の価格競争を行うこととしたものであり、これは、事業者に有利な仕組みではなく、むしろ、より国民負担の少ない案件が選ばれるよう、価格競争の公平性を高めるための措置であると考えております。
	輸入燃料を利用する電源の価格上昇リスクを公的制度で吸収すれば、再エネとの競争条件が歪められる。価格変動リスクも含めて事業者が負担し、応札価格に反映させるべきである。	
	制度適用期間について	
47	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションの第4 回募集に向けて（案）P17	いただ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。
	(c)制度適用期間の上限の設定	
	上限価格は、元々、投資インセンティブと国民負担のバランスの観点から、諸元の 1.5 倍として設定することとしていたが、今般、投資インセンティブを向上させる観点から、諸元の 2 倍等に引き上げることとしているため、支援額の総額が増えないようにする観点から、一般水力・揚水（新設）・原子力とLNG 専焼については、制度適用期間の上限 40 年を 30 年に短縮することとした	
	【意見内容】 1.革新軽水炉の新設・建て替え案件を対象とした、制度適用期間の在り方の検討	
	既設原子力の安全対策工事および既に新設が進んでいる原子力発電の上限価格を引き上げ、それに合わせて制度適用期間の上限を 3 0 年に短縮する今回の改定を支持する。	
	その上で、次回以降の改定議論においては、革新軽水炉の建て替え案件に関して、建設実績がないことをふまえ、柔軟な制度適用期間を検討していただきたい。	
	・理由（可能であれば、根拠となる出典等を添付又は併記して下さい。）	
	原子力発電は巨額の初期投資（固定費）を要するため、適用期間が短縮されると1年あたりの容量確保契約金額（受取額）が大きくなる。その結果、リクワイアメント（供給力提供義務）を満たせずペナルティを受けた際の単年度の減収額が大きく、投資回収の予見性が低下する。	

48	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）(d)再エネの制度適用期間 【意見内容】 「過去の落札案件では制度適用期間を20年とする案件が最も多いこと、また、投資回収期間が長期化すれば資金調達 が困難となるデメリットがあることを踏まえれば、制度適用期間が短い案件が一概に不利とも言えない」とされているが、制度適用期間と資金調達期間は必ずしも一致するものではないため、この点を制度適用期間の上限を20年とする根拠とすることには慎重な検討が必要と考える。 例えば、制度適用期間を25年としつつ、プロジェクトファイナンスの借入期間を20年とすることは十分に可能であり、制度適用期間を長く設定することが、直ちに資金調達期間の長期化や資金調達条件の悪化を意味するものではない。他方で、制度適用期間を20年に制限したとしても、それ自体が事業者の資金調達を容易にし、競争上の優位性をもたらすものではないと考えられる。 むしろ、洋上風力をはじめ、設計耐用年数が20年を超える再エネ設備(実際に発電コスト検証WGについては、再エネ設備の耐用年数を25年の前提で計算)について制度適用期間を一律20年に限定することは、設備の技術的な利用可能期間と収益確保が可能な期間との間に乖離を生じさせるおそれがある。制度適用期間終了後も技術的には十分な運転が可能であるにもかかわらず、その後の収入の予見可能性が著しく低下する場合には、継続運転の経済合理性が失われ、設備の早期退役や運転期間の短縮を選択するインセンティブが生じ得る。 これは、長期にわたり利用可能な再エネ設備を最大限活用し、限られた適地・系統容量その他の社会的資源からより多くの再エネ電力を供給するという観点からも望ましい結果とはいえない。特に、建設時に多額の初期投資を要する再エネ設備については、既設設備を安全かつ合理的に長期間運転することは、追加的な設備投資を伴わず再エネ供給量を確保する上でも重要と考えられる。 したがって、過去の落札案件において20年が多く選択されてきたことのみをもって、制度適用期間の上限自体を20年とする必要性は乏しいと考える。少なくとも設備の設計耐用年数等を踏まえ、20年を超える制度適用期間についても事業者が選択可能な制度設計とすることが合理的である。 ・理由 上記の通り。	再エネ電源（太陽光、風力、地熱及びバイオマス）は、本制度だけでなくFIT/FIP制度の対象でもある中で、本制度でも上限価格をFIT/FIP制度を参照した上で制度適用期間をFIT/FIP制度の20年よりも長くすることは、20年（地熱は15年）の制度適用期間を前提とした調達価格等の設定を通じ、徐々に価格を低減させながら再エネの導入を進めるFIT/FIP制度とのバランスを欠いてしまうおそれがあります。そのため、本制度とFIT/FIP制度の制度適用期間を合わせるものが適切と考えております。 （バイオマスについて） 本制度が対象とするバイオマスには、一般木質等（10,000kW以上）や液体燃料（全規模）のようにFIT/FIP制度の対象から外れるものと、未利用の木質バイオマス等のように引き続きFIT/FIP制度の対象となるものが混在しております。同じバイオマスという電源種の中で、燃料種によって制度適用期間が異なることは適切ではないことから、こうした電源種内のバランスを勘案し、バイオマスについても一律に制度適用期間を20年とすることが適切と考えております。 （洋上風力について） 洋上風力の上限価格について、発電コスト検証の30.9円は稼働期間25年を前提としている一方で設備利用率は30％を前提としているのに対し、本制度の洋上風力の上限価格は制度適用期間を20年とする一方で設備利用率を39.3％を前提としており、バランスの取れた設定になっているものと考えております。 また、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ことを目的とする制度であり、制度適用期間の終了後も、当該電源は容量市場や卸電力市場等において収入を得ながら運転を継続することが可能です。したがって、制度適用期間は、設備の耐用年数や海域の占用期間と必ずしも一致させる必要はなく、占用期間が30年であることをもって、制度適用期間を30年とする必要があるとは考えておりません。
49	【該当箇所】 2.1（2）3（d）再エネの制度適応期間 【意見内容】 再エネ（太陽光・風力等）の制度適用期間を20年に限定すべきでない。 近年のパネル寿命や保証期間が30年以上に及ぶ実態、および資材高騰や廃棄物抑制の観点を踏まえれば、20年は短い。移行電源であるLNG火力に30年の期間を認めつつ、主力となるべき脱炭素電源を短期間に限定することは、設備の早期廃棄を誘発し、2050年カーボンニュートラル・電源の長寿命化という方向性と矛盾する。また、安価な海外製ではなく、国内産パネルやサプライチェーンの強靱化を求める方針が検討されている中、初期投資の回収期間を長く設定しなければ、応札価格が上限価格を超えてしまい、再エネが落札できないという本末転倒な事態も考えられる。国内産業を保護・推進するなら、それに見合った長い回収期間（30年等）が必要と考える。	
50	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）P17（d）再エネの制度適用期間 【意見内容】 今回の長期脱炭素電源オークションにおいて、「FIT／FIP制度と本制度の制度適用期間の年数を揃え、本制度の再エネ（太陽光・風力・地熱・バイオマス）の制度適用期間を20年に限定する」とされた点について再考を求めます。 今回の見直しでは、FIT／FIP制度との整合性を理由として再エネ電源の制度適用期間を20年に限定するとされています。しかし、長期脱炭素電源オークションはFIT／FIP制度による支援を受けていない電源を対象とした制度であり、FIT／FIP制度の適用期間を根拠として本制度の制度適用期間を一律に制限することには違和感があります。特に洋上風力については、FIT／FIP制度による固定的な支援を前提としない案件への投資促進を目的として本制度への参加が認められた経緯を踏まえると、FIT／FIP制度との単純な横並びによる整理は制度趣旨と整合しないのではないのでしょうか。また、海洋再エネ整備法に基づく公募案件については、占用期間30年を前提として事業計画が策定され、当該事業期間に基づく収支計画や事業性評価を経て事業者選定が行われています。今回対象となる2nd／3rd洋上風力案件の公募時にはZPLという価格評価基準が導入され、ZPLで入札しないと落札できないというのが実態であったことは広く知られていることです。ZPLで入札せざるを得なかった時点で、FIPに頼らない電源であることが国の意向だったと考えます。それにも関わらず、長期脱炭素電源オークションにてFIT／FIP制度を理由にして制度適用期間を20年に限定することは、海洋再エネ整備法に基づく国の考え方と矛盾するのではないのでしょうか。そのため、今回対象となる海洋再エネ整備法に基づいて事業者選定された2nd／3rd洋上風力案件については、各海域の認定公募占用計画において認められた事業期間と長期脱炭素電源オークション制度適用期間を一致させるべきだと考えます。洋上風力の長期的な投資回収予見性を確保し、我が国の洋上風力導入拡大を促進する観点からも、整合性のある制度適用期間の設定を要望します。	
51	【該当箇所】 2.1(2)③(d) 再エネの制度適用期間 P17 「...本制度の再エネ（太陽光・風力・地熱・バイオマス）の制度適用期間を20年に限定することとした。」 【意見内容】 「長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）」に対する意見 洋上風力については少なくとも25年までの制度適用期間を認めるべきでないか。 ・理由 再エネ電源についてはFIT/FIP制度との整合性を考慮し20年としたとの説明であったが、一方で例えば洋上風力で基準となっている発電コスト検証WG 30.9円/kWhについては、稼働年数25年を前提に算出された想定値と理解している。係る前提に鑑みれば、少なくとも同年数（25年）までの制度適用期間を認めるべきではないか。 また、FIT/FIP制度と本オークションは対象実需給年度のリクワイアメント・ペナルティの有無や他市場収益の還付要否等、根本的に収入構造が異なるため、係る制度上の違いを考慮せず、制度適用期間のみを統一するとの判断に必ずしも合理性がないのではないか。	
52	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）のP17“(d)再エネの制度適用期間”、「このため、FIT/FIP制度と本制度の制度適用期間の年数を揃え、本制度の再エネ（太陽光・風力・地熱・バイオマス）の制度適用期間を20年に限定することとした1718。」のバイオマスが20年限定となる点について。 【意見内容】 バイオマスが20年限定となる件について 長期脱炭素電源オークションの制度適用期間もFIT/FIP制度に合わせるという理由で太陽光・風力・地熱・バイオマスの制度適用期間を20年に限定するという案が示されているが、バイオマスのうち一般木質等（10,000kW以上）及び液体燃料（全規模）は2026年度以降、FIT/FIPの対象から外れるため、バイオマスにおいては今回の論拠が成り立たない認識。よって、バイオマスの一般木質等（10,000kW以上）及び液体燃料（全規模）においては議論の余地があり、20年限定化の結論ありきではなく、適切な適用期間の検討を求めたい。	

53	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションの第4回の週に向けて（案）（応札年度：2026年度） 2. 各議題の検討内容（各論） 2.1 長期脱炭素電源オークション （2）第4回入札に向けた制度の見直し ③入札価格の在り方 （d）再エネの制度適用期間 【意見内容】 洋上風力を含む再エネの制度適用期間について、「再エネは、（中略）制度適用期間もFIT/FIP制度に合わせることで適切と考えられる。」と整理されている。 他方で第2・第3ラウンドの洋上風力電源の長期脱炭素電源オークションへの参加要件として、「ゼロプレミアム案件に対し、バランスコスト相当分のFIP交付金を受領しないこと」が設定されており、FIP制度から受ける一切のプレミアムを放棄している以上、FIT/FIP制度と長期脱炭素電源オークションの制度適用期間を合わせることに合理性はなく、FIT/FIPの適用を受けない他電源と同じ制度適用期間上限の中で容量価値として評価すべきであるとする。また制度適用期間の上限として設定された30年を洋上風力電源にも適用することは、海域占用期間の10年間の延長の原則化、これによる30年に近い運転期間の確保とも整合し、2026年6月23日の電力安定供給ワーキングで委員からのコメントにもあった電源種ごとの経済的な耐用年数・運転可能期間の中での大規模再エネとしての容量価値を最大限活用することにもつながると考える。	
54	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）P13 【意見内容】 建設期間が当初の予定より短くなり、X年度ではなくX-1年度で商業運転開始（供給力提供開始）となった場合、事前登録の内容に関わらず、制度適用期間はX+1年度からX+20年度までではなく、X年度からX+19年度までになるという理解でよいか。	御理解の通りです。 なお、供給力提供開始時期を前倒す変更を行う場合、制度適用期間が開始する前に、契約変更を完了する必要がありますので、ご留意ください。
55	【該当箇所】 資料16～17頁 「2.1（2）3（c）制度適用期間の上限の設定」 「同（d）再エネの制度適用期間」 【意見内容】 太陽光、風力、地熱及びバイオマスの制度適用期間を一律20年に限定する一方、LNG専焼火力等に30年を認める制度設計を見直すべきである。 理由 第4回案では、再エネの制度適用期間を20年に限定する一方、LNG専焼、一般水力、揚水、原子力等には最長30年（案件によっては最長40年）を認め、電源によって適用期間が混在している。制度適用期間の違いが価格競争に与える影響については、入札後に検証するとされている。 支援対象期間が長ければ、建設費等の投資回収を長期間に分散できるため、1年当たりの応札価格（単価）を低く見せることが可能になり、評価上有利に働く。さらに、入札において十分な価格競争が働かず上限価格付近で落札された場合、適用期間が長い電源ほど事業者が受け取る支援総額（＝電気料金等を通じた国民負担総額）が大幅に増加・膨張する構造となっている。 このように「見かけ上の単価比較による評価の歪み」と「国民負担総額の上振れ」を招く制度設計のまま入札を実施し、事後検証に委ねることは不適切である。全案件について同一評価期間・同一条件での支援総額の現在価値（NPV）を算定するなど、公平に比較・評価する仕組みを入札前に導入すべきである。	御指摘の「制度適用期間が長いほど評価上有利になる」という点については、発電事業者には早期の投資回収のインセンティブがあり、また、投資回収期間が長期化すれば資金調達が困難になるデメリットもあることから、過去の落札案件でも制度適用期間を20年とする案件が最も多く、制度適用期間が短い案件が一概に不利になるとは考えておりません。 また、本制度は、電源種ごとに上限価格を設定した上で、原則として応札価格（円/kW/年）の低い順に落札していく仕組みであり、支援総額（国民負担総額）が過大とならないよう、上限価格の設定や募集上限の設定等により、国民負担の抑制を図っております。 その上で、制度適用期間が電源種によって異なることによる価格競争への影響については、第4回入札の結果を踏まえて今後検証してまいります。
上限価格について		
56	【該当箇所】 「長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）」第2章 2.1（2）（22～23ページ） 【意見内容】 LNG火力の新設・リブレース間における上限価格設定の妥当性について LNG専焼火力の上限価格について、新設案件とリブレース案件で価格設定を分けるべきではないでしょうか。本制度の目的である「新規電源投資の促進」を実効性あるものとするため、両者のコスト構造の差を反映した適切な価格区分の導入を求めます。 理由：本制度では、一般水力において既存設備を活用できる「リブレース」の上限価格を「新設」の約半額に設定するなど、コスト抑制効果を反映させています。しかし、LNG専焼火力については「LNG基地整備の有無」による区分のみで、電源本体の新設・リブレースが同一の上限価格となっており、更地から建設する新設案件が著しく不利な競争条件に置かれています。用地取得や系統接続、既存設備の転用が可能なりブレース案件と、それら全てを新規に手配する必要がある新設案件を同じ土俵で競わせれば、必然的にリブレース案件のみが落札され、真に必要とされる「新規地点での電源投資」が全く行われない事態を招く懸念があります。2040年に向けた供給力不足を解消するためには新設案件の促進が不可欠であることから、実態に即した価格区分を設けるべきです。	本制度は、新設案件・リブレース案件のいずれについても、その投資が行われることで新たな供給力が生み出されるものであることから、新設・リブレースを区別せず、同一の上限価格の下で価格競争させ、費用対効果の高い案件から導入していくことが適切であるとの考え方に基いております。 LNG専焼の上限価格についても、こうした基本的な考え方にに基づき、新設・リブレースを区分するのではなく、コスト差が特に大きい「LNG基地整備の有無」については第4回入札より上限価格を分けることとし、同じ募集量の下で競争させることとしたものです。 いただいた御意見については、今後の制度検討の参考とさせていただきます。
57	【該当箇所】長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）P24～P30 (b)脱炭素電源の上限価格：本制度の上限価格は、電源の新設インセンティブに十分な価格水準、国民負担の観点から、諸元のコストの1.5倍に設定していたが、現下の物価上昇の状況を踏まえ、プラントの参照データが古い一般水力・揚水（新設）・原子力の上限価格は、諸元のコストの2倍に引き上げることとした。 (e)第4回入札の上限価格：第4回入札の上限価格は、以下のとおり。太陽光や陸上風力や地熱は、これまでの考え方に基づいて、上限価格を算定している。なお、今後の本制度における応札状況や、電源種毎のコストの実績及び見直し等を不断に確認しつつ、必要に応じて上限価格の見直しを行っていく必要がある。 【意見内容】 革新軽水炉の建て替え案件を対象とした、上限価格の見直し 原子力の上限価格を、193, 810円/kW/年へ引き上げる方針に賛同する。その上で、革新軽水炉にはまだ建設費実績がなく、今後の技術動向や実態コストとの乖離が生じることもありうるため、上限価格の見直しを引き続き検討していただきたい。 ・理由（可能であれば、根拠となる出典等を添付又は併記して下さい。） 上限価格の諸元は、過去の運転開始した発電所(サンプルプラント、4基)の最新のデータと関連事業者へのヒアリングを基に作成されている。デフレーター補正だけでは足元の建設費高騰を反映しきれないと考えられ、今般の引き上げ方向は妥当である。 一方で、革新軽水炉は新技術の採用により、従来の想定とはコスト構造が大きく異なる可能性がある。事業者が予見性を持って巨額の投資判断を決断できるよう、実態コストに即した継続的な見直しが必要である。	いただ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。

58	【該当箇所】 第4回募集に向けて（案）「2.1(2)4 上限価格」 【意見内容】 上限価格について 第4回入札に向けて、LNG専焼火力の上限価格を最大9.2万円/kW/年へ引き上げるほか、一般水力・揚水（新設）・原子力の上限価格を諸元の1.5倍から2倍へ、資本コストのベースを5%から5.5%へ引き上げることとされています。これにより容量抛し金に対する小売電気事業者の負担が増加することが予想されるため、小売電気事業者から需要家に対する価格転嫁が推進されるよう、必要な措置を講じていただきたいと考えます。 上限価格の見直しは、落札価格および容量によっては、将来の容量抛し金を通じて、小売電気事業者や需要家の負担を増加させる可能性があります。現行制度では、小売電気事業者の負担分について、需要家への転嫁可否、算定や表示等の転嫁方法は各小売電気事業者の判断となっています。需要家にとっては、料金比較を難しくしているだけでなく、小売事業者の事業規模や財務余力の差が競争条件に影響を及ぼす可能性があります。公平な競争環境の整備のため、かつ中長期にわたり需要家への安定供給を実現するためにも、最終利用者である需要家へ適切な価格転嫁方法や、需要家による料金比較が可能となる環境を整備いただきたいと考えます。	本制度は、発電事業者の投資回収予見性を確保することで脱炭素電源への投資を着実に促し、中長期的な観点から安定供給上のリスクや価格高騰リスクを抑制することにより、発電事業者の予見可能性確保と需要家の利益保護を同時に達成することを目的とするものです。 第4回入札における上限価格等の見直しは、昨今の資材価格の上昇や金利上昇等の事業環境の変化を踏まえ、参照する諸元の更新等を行うものです。あわせて、本制度では、上限価格の設定に加え、募集量及び募集上限の設定、応札価格に織り込むことが認められるコストの限定、電力・ガス取引監視等委員会による応札価格の監視、実際の他市場収益の還付といった仕組みを通じて、需要家負担が過大とならないよう措置を講じているところです。 その上で、御指摘の容量抛し金の需要家への転嫁の在り方については、容量抛し金は小売電気事業者等が負担するものであり、その小売料金への転嫁の可否や方法は、各小売電気事業者の経営判断に委ねられているものと考えております。 もっとも、御指摘のような需要家による料金の比較可能性の確保や、公平な競争環境の整備といった観点は重要と考えており、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。
59	【該当箇所】 次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会電力安定供給ワーキンググループ長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案） ページ：28 章・節：2.1（2）④ セクション名：（c）洋上風力の上限価格 【意見内容】 洋上風力の上限価格について、今回の上限価格設定においては発電コスト検証値を建設工事費デフレーターにより補正していると理解している。 一方で、洋上風力は風車設備等の海外調達比率が高く、為替変動が事業費に与える影響も大きい電源であることから、今回の上限価格設定における為替変動の考慮の考え方についてご教示いただきたい。 理由：洋上風力の主要機器であるWTGや一部電気設備については海外調達比率が高く、近年の為替変動は事業費に大きな影響を与えている。 上限価格が将来の案件形成や応札可否に影響することを踏まえ、建設工事費デフレーターと為替変動の取扱いについて明確化いただきたい。	第4回入札における洋上風力の上限価格は、発電コスト検証における洋上風力の発電コスト30.9円/kWh（2023年、着床式）のうち予算関連政策経費1.3円/kWhを控除した29.6円/kWhに、2025年（暦年）までの物価変動を建設工事費デフレーターにより補正した31.9円/kWhを参照して設定したものです。 御指摘のとおり、この補正は建設工事費デフレーターによるものであり、為替変動そのものを独立の指標として明示的に織り込んだものではありません。もっとも、建設工事費デフレーターは、輸入資機材の価格上昇を含めた国内における建設工事費の実勢を反映する指標であることから、海外調達分に係る為替変動の影響についても、資材価格等を通じて一定程度反映されるものと考えております。 また、海外調達比率や調達時期は案件ごとに異なることから、事業者においては、こうした要素を織り込んだ上で、上限価格の範囲内で応札を検討いただくこととなります。
60	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案） 30ページ （参考図29）第4回入札の上限価格 【意見内容】 参考図29では、水素混焼（10%以上）の上限価格が第3回入札の134,414円／kW／年から第4回入札の132,666円／kW／年に、水素専焼の上限価格が795,735円／kW／年から739,104円／kW／年に、既設火力改修の水素混焼(10%以上)が762,865円／kW／年から703,352円／kW／年に、それぞれ引き下げられている。第4回電力安定供給ワーキンググループ（資料4-1）では、水素燃料価格についてアンモニアのコストカーブを参照し、将来的な価格低減を織り込んだ試算と理解している。 一方、水素発電は商用化の初期段階にあり、液化水素を含む水素サプライチェーンは構築途上である。燃料の実調達価格や価格低減の時期には大きな不確実性があるため、価格低減を先取りして上限価格を引き下げると、事業性を損ない、案件形成を阻害するおそれがある。 第4回募集における上限価格については既に審議会において有識者の議論を踏まえて設定されたものと理解しているが、第5回以降の上限価格の算定に当たっても同様の考え方を採用することが適切かについては、水素サプライチェーンの構築状況や燃料の実調達価格、価格低減の実現時期等を踏まえ、改めてご検討いただきたい。	水素・アンモニアを燃料とする電源の上限価格については、発電コスト検証において示されているコストデータ等を諸元として設定しており、水素の燃料価格については、コストデータが十分に得られていない中で、アンモニアのコストカーブを参照して算定しているものです。第4回入札における上限価格は、こうした最新の諸元に基づき算定した結果として設定したものです。 その上で、本制度における第5回募集以降の上限価格については、実態を踏まえ適切に検討してまいります。
61	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）のP29“(d)バイオマスの上限価格”、「第4回入札では、・・・公平性の観点から第3回の上限価格よりも低い値としないという考え方から、引き続き10万円/kW/年とした。」のバイオマスの上限価格について。 【意見内容】 バイオマスの上限価格 LNG専焼、一般水力、揚水、洋上風力については、昨今のインフレや金利上昇等を考慮し、事業者ヒアリングなども実施した上で、上限価格の引き上げの必要性が議論されている。一方、バイオマスにおいては、FIT/FIP制度の上限価格を参照しても、2022年度（第5回）から直近の2025年度（第8回）まで4年連続で応募・落札が「ゼロ」であり、FIT/FIPの上限価格の妥当性について検証が必要。いずれにしても、他の電源同様、昨今のインフレや金利上昇等を考慮し、事業者ヒアリングなどを実施するなど、他の電源との公平性を保ち、同様の検討プロセスを求める。	バイオマス電源の上限価格については、FIT/FIP制度における上限価格を参照して設定することを基本としており、参照する水準に変更がないこと、及び本制度に既に参加した案件との公平性の観点から第3回入札の上限価格よりも低い値としないという考え方から、第4回入札においても引き続き10万円/kW/年としたものです。 また、昨今の物価上昇や金利上昇の影響への対応は、上限価格の見直しに限られるものではなく、バイオマス電源を含む全ての電源に共通する措置として対応しております。 その上で、本制度における第5回募集以降の上限価格については、実態を踏まえ適切に検討してまいります。
62	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークション第4回募集に向けて（案）P27 ※27 風力の調整係数 【意見内容】 風力の調整係数算出時の諸元を教えてください。	本制度における調整係数は、容量市場において用いられている調整係数と同一のものであり、電力広域的運営推進機関（広域機関）において、電源等の区分・電源種・エリアごとに、過去の実績等を踏まえて算定・公表されているものです。 風力を含む変動電源の調整係数の算定方法については、広域機関が開催する調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（第40～43回、46回等）で整理されており、算定に用いる諸元についても記載されております。また、広域機関HPの公表データ及び一般送配電事業者をはじめとする各事業者から収集したデータから算定しております。
60	【該当箇所】 2.1(2)④(c) 洋上風力の上限価格 P27-P29 【意見内容】 「長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）」に対する意見 同じ発電コストであっても調整係数が低いエリアは高い応札価格とならざるを得ず、公平な競争とならない。洋上風力の落札者決定方法について、上限価格からの減額（Δ金額）や調整係数を一律と考えた場合のkW単価で評価する等、公正な競争入札とすべく、決定方法を見直していただきたい。 ・理由 エリアごとの調整係数の差を考慮し上限価格を設定いただいた点は理解するが、応札価格（実額）のみが評価対象となる本オークションにおいて、（特に募集容量にも上限がある場合）落札確度を高めるには他エリアの上限価格以下の価格で応札することが必要となり、結果的に調整係数の差を考慮した制度設計になっていないと考える。	本制度は、電源種混合の価格競争制度であり、応札価格（円/kW/年）の低い順に落札する仕組みとしております。この点、調整係数は、同じ設備容量1kWの電源であっても、エリアや電源特性によって供給力としての価値が異なることを踏まえ、供給力の価値を適切に評価するために設定しているものです。仮に調整係数を一律のものとして評価した場合、本来異なるべき1kWの価値が全エリアで同一のものとして扱われることとなり、供給力の評価として適切ではないものと考えております。 その上で、洋上風力の上限価格については、エリアごとの調整係数の差を踏まえ、「31.9円/kWh×8,760時間×設備利用率39.3%÷調整係数」として、調整係数で除した金額を各エリアの上限価格とすることとしており、調整係数が低いエリアほど上限価格が高くなる設定としております。これにより、調整係数の差が事業者の応札可能な価格水準を不当に制約することのないよう手当てを行っております。 また、御指摘のように、上限価格からの減額幅（Δ金額）や、調整係数を一律とみなしたkW単価によって落札者を決定することとした場合、実際に提供される供給力の価値と支払われる容量確保契約金額との対応関係が失われ、需要家負担に見合った供給力の確保という本制度の趣旨に照らして適切ではないものと考えております。

61	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案） 28ページ9行 2. 各議題の検討内容 2.1長期脱炭素電源オークション（2）第4回入札に向けた制度の見直し④上限価格（C）洋上風力の上限価格 本制度の第4回入札における洋上風力の上限価格は、優先的に案件形成を進めていく目安が30円/kWh程度までとされていることや、発電コスト検証における洋上風力の発電コストが30.9円/kWhであることを参照しつつ、以下のとおり設定することとした。 第4回入札の洋上風力の上限価格（円/kW/年）＝31.9円/kWh×8760時間×設備利用率39.3％÷調整係数＝11.0万円/kW/年÷調整係数 【意見内容】 （電力安定供給WGでの整理）本案では、第4回入札における洋上風力の長期脱炭素電源オークション上限価格算定に用いる値に31.9円/kWhが示されている。当該31.9円/kWhは、発電コスト検証における洋上風力発電コスト30.9円/kWh（23年）から予算関連政策経費1.3円/kWhを控除し、建設工事費デフレーターで補正した値とされている。上記30.9円/kWhは、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（令和7年2月6日）資料1「発電コスト検証に関するとりまとめ」において、稼働年数25年を前提としたモデルプラント試算値とされている。 （確認）本案では、再エネの制度適用期間については、FIT/FIP制度との整合等を踏まえ、20年とする旨、整理されたものと理解。こうした整理のもと、洋上風力の長期脱炭素電源オークションの入札上限価格の算定に当たり、制度適用期間である20年とは異なる、稼働年数25年を前提とした発電コストを参照することとされた背景及び考え方について、ご教示ください。 （理由）本案P17では、再エネの制度適用期間について、FIT/FIP制度との整合等を踏まえ20年とする旨が整理されている。一方、本案P28では、洋上風力の上限価格算定に用いる31.9円/kWhについて、発電コスト検証における洋上風力発電コスト30.9円/kWhを基礎として算定されているが、当該30.9円/kWhは、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（令和7年2月6日）資料1「発電コスト検証に関するとりまとめ」における稼働年数25年前提のモデルプラント試算値と理解している。このため、再エネの制度適用期間20年との関係で、稼働年数25年前提の試算値を参照する算定上の位置づけを確認したい。	発電コスト検証の30.9円は稼働期間25年を前提としている一方で設備利用率は30％を前提としているのに対し、本制度の洋上風力の上限価格は制度適用期間を20年とする一方で設備利用率を39.3％を前提としており、バランスの取れた設定になっているものと考えております。
62	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案） P27 (c)洋上風力の上限価格 【意見内容】 為替・金利等の変動の影響も大きく、建設デフレーターによる補正では実態から乖離するおそれがあり、上限価格については、現在の実勢にあった水準に設定頂きたい。 ・理由 意見内容に併せて記載	第4回入札における洋上風力の上限価格については、昨今の事業環境の変化を踏まえ、発電コスト検証の30.9円/kWh（2023年）から予算関連政策経費1.3円/kWhを控除した29.6円/kWhに、2025年（暦年）までの物価変動を建設工事費デフレーターにより補正した31.9円/kWhを参照し、11.0万円/kW/年÷調整係数（第3回入札は6.1万円/kW/年÷調整係数）へと引き上げることとしております。廃棄費用を含む各費目については、この上限価格の範囲内で、事業者において応札価格に算入いただくこととなります。 また、本制度では、落札後においても、制度適用期間中、応札価格に算入した費用について、物価・金利等の客観的な指標に基づき毎年度自動的に補正する仕組みを設けており、事業者が長期にわたり負う物価変動リスク等に一定の手当てを行っております。
63	【該当箇所】 2.1(2)③(f) 洋上風力の廃棄費用 P18 「… 本制度に参加する洋上風力の案件が応札価格に算入できる廃棄費用は、「海洋における施工費の70％と陸上設備の建設費の5％の合計金額」とした。」 【意見内容】 「長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）」に対する意見 洋上風力の上限価格は廃棄費用の増額分も反映した上で、再考いただきたい。 ・理由 今回の洋上風力の上限価格を算出する際に参照している発電コスト検証 30.9円/kWh（2023年、着床式洋上風力）には、廃棄費用が0.3円/kWh相当しか考慮されていないため、応札価格に算入できる廃棄費用を増額したとしても、上限価格には織り込める余地がなく、整合が取れていないと考える。	
64	【該当箇所】 2.1(2)④(c) 洋上風力の上限価格 P28 脚注28 31.9円/kWh：「発電コスト検証の洋上風力の発電コスト30.9円/kWh（2023年）のうち、予算関連政策経費1.3円/kWhを控除した29.6円/kWhに、2025年（暦年）までの物価変動を建設工事費デフレーターにより補正した後の数字。」 【意見内容】 「長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）」に対する意見 洋上風力の上限価格は少なくとも30円/kWh 台半ばを基準に上限価格は算定されるべきと考える。 ・理由 2026年1月の調達価格等算定委員会では、業界団体より「平均発電コストは30円/kWh台半ば」との報告がなされており、また、同時点から更に円安・金利上昇・インフレは進行している。事業完遂のためにはさらなる価格の引上げが必要と考えられる。	
63	【該当箇所】 次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会電力安定供給ワーキンググループ長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案） ページ：27 章・節： 2.1 (2) ④ セクション名： (c)洋上風力の上限価格 【意見内容】 洋上風力の上限価格について、原則、FIT/FIP制度における、翌年度又は（翌年度の数値がない場合は）当該年度の上限価格をベースに、本制度の上限価格を設定しており、本制度の第4回入札における洋上風力の上限価格は、昨今のインフレや金利上昇等の影響を考慮した設定したとされている。今後予定される脱炭素電源オークションや再公募案件、将来の公募案件においても、事業環境の変化を踏まえて実勢コスト踏まえ適切に見直されるとの理解でよいか確認したい。 理由：資料では、洋上風力の上限価格について、海洋再エネ整備法に基づく直近の公募上限価格を参照して設定することとしている。 今後の再公募案件は、第1ラウンド案件募集時と比較して、建設資材価格、風車価格、施工船コスト、金利水準、為替水準等が大きく変化した環境下で進められることとなる。 また、再公募案件の条件が将来の長期脱炭素電源オークションの上限価格にも影響を与える可能性があるため、単なる過去実績の延長ではなく、実勢コストに基づく価格設定を行うことが重要である。 洋上風力は我が国のエネルギー安全保障及び脱炭素化の双方に資する基幹電源であり、継続的な案件形成のためには、事業環境の変化を適時反映した上限価格の設定が必要である。	まず、次回以降の海洋再エネ整備法の公募の予見性の観点から、今回の措置（洋上風力の過去選定案件の長期脱炭素電源オークションへの参加）は黎明期にある第2・3ラウンド事業のみに適用することとし、次回以降の公募においては長期脱炭素電源オークションへの参加は想定しないこととしております。 その上で、本制度における第5回募集以降の上限価格については、実態を踏まえ適切に検討してまいります。

	CCSのCO2回収率について	
64	【該当箇所】 資料34～35頁 「2.1（2）5（b）CCSのCO2回収率の定義の見直し」 【意見内容】 CCSのCO2回収率を、定格出力時のCO2発生量に対する回収量から、想定年間CO2発生量に対する想定年間回収量へ変更することに反対する。 理由 前提として、現行制度におけるCCSのCO2回収率の基準（20％など）は、脱炭素化の観点から極めて低く不十分である。このような低い目標値にとどまっていること自体が問題であるにもかかわらず、評価基準を「定格出力時」から「想定年間」へと変更することは、CCS付き火力発電に対するさらなる優遇に他ならない。 第4回案では、CCS設備の能力を最大限活用することを理由に年間ベースへの変更が示されているが、想定年間値に基づく評価は、事業者の発電計画や運用パターンの仮定によって認定される回収率が操作されやすく、実質的に支援対象となる可変費（kWh）を不当に拡大させる懸念がある。 また、分離回収率は輸送、圧入及び長期貯留まで含む正味の削減率ではない。CCS設備稼働に伴う発電効率の低下、追加燃料消費、上流におけるメタン排出、輸送・貯留時の漏えいリスクも含め、ライフサイクル全体の正味削減量を厳格に評価すべきである。したがって、評価基準を実質的に緩和し支援枠を広げる定義変更は行うべきではない。	CCS付火力は、水素・アンモニア混焼と異なり、発電設備とCO2分離回収設備が別々に存在するため、それぞれの設備の稼働は連動せず、発電所の停止時等を除いて、分離回収設備はほぼ100％負荷で稼働することが想定されます。現行の「定格出力時のCO2発生量に対する回収量」という定義では、定格出力から出力を低下させた場合に、CO2の分離回収の可能量は変わらないにもかかわらず、可変費支援の対象となるkWhが出力に連動して低下してしまい、その結果、実際にCCSが行われる対象も限定され、CO2分離回収設備の能力を十分に活かせない設備投資となってしまうことが、実際の案件の検討の中で判明してまいりました。今回の定義の見直しは、こうした課題に対応し、CO2分離回収設備の能力を最大限活用できるようにするためのものであり、CO2の回収・貯蔵をより促進する方向のものです。 なお、支援対象となる可変費については、証拠に基づく応札価格の監視や、実際の他市場収益の還付に係る監視を通じて、その適正性を確認することとしております。また、CCS付火力については、対象容量から生じるCO2発生量のうち一定割合以上を実際に貯蔵まで行うことを求める年間CO2貯蔵率リクワイアメントを課しており、これを下回る場合には容量確保契約金額の減額を行うこととしております。
	蓄電池の要件の強化について	
65	【該当箇所】 「2.1 長期脱炭素電源オークション」 (2)4上限価格「(d)蓄電池の要件の強化」（p.36） 【意見内容】 経済安全保障が強化されることを歓迎する。 蓄電池に限らず、太陽光パネルなど、経済安全保障の観点を強化してほしい。また、経済安全保障上、原子力（燃料の少なさなど）や石炭火力（石炭輸入先の分散のしやすさ）が重要だと考える。 1段落目と4段落目が「ところ。」で終わっており、文意がわかりにくい。「ところ」は削除するほうがよいと考える。同様の箇所が、p.8、p.38、p.48にもある。	いただ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。
66	【該当箇所】 P36 （d）蓄電池の要件の強化 【意見内容】 案文では、「「蓄電池の安定供給確保を図るためには、蓄電池の部素材を含めたサプライチェーン強靱化の取組を行っているメーカーが製造する蓄電池を導入していく必要がある」となっているが、このことにより現実的に蓄電池が必要とされているところに届かなかったり、上記メーカーにより独占的配給により価格が吊り上げられたりするようないことがないよう、蓄電池の要件の強化には十分に配慮すべきである。 (理由) 現在の政権では、中国の部素材品に対する頑な考え方によって安価で良質な蓄電池の流入が阻害される懸念がある。私たちの日常生活において中国からの部素材によって便利な生活を送っていることは事実であり、それをそうした狭い考え方により悪影響を及ぼすことを懸念している。太陽光パネルの部素材の多くが中国からの輸入の物があるにしてもそれは一般の生活物品と同じに考えてよいではないか。インフレによる窮乏化が進む中、賢く生きようにするのが政治の務めではないか。かつては（1990年ころまで）、太陽光パネルは日本製が世界の少なからぬシェアを占めていたのに、自然再生エネルギー分野における日本の貢献が衰退していることに残念に思う。	第3回入札では、セルの製造国は分散化しましたが、特定国のメーカーが様々な国でセルの製造工場を保有していることから、特定国メーカーのセルを採用する蓄電池が大宗を占める見通しであり、引き続きサプライチェーン途絶リスクが高い状況にあります。蓄電池の安定供給確保を図るため、蓄電池のサプライチェーン強靱化の取組を行っているメーカーが製造する蓄電池を導入していく必要があります。 いただいた御意見については、本制度の運用状況や蓄電池の導入状況を注視しつつ、今後の制度検討の参考とさせていただきます。
67	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案） p.36 (d)蓄電池の要件の強化 【意見内容】 蓄電池について、経済安保推進法の認定を受けているメーカーが製造するセルの使用を、約定の絶対条件とすることをご検討いただきたい。 ・理由 サプライチェーンの確保という観点からは、経済安保推進法の認定を受けているメーカーのシェアが拡大することが望ましく、本制度からも当該メーカーを支援していくべきであるため。	いただ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。
	リクワイアメント・ペナルティについて	
68	【該当箇所】 次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会電力安定供給ワーキンググループ長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案） ページ：48 章・節：2.1（2）⑤ セクション名：(m)設備利用率リクワイアメント 【意見内容】 設備利用率リクワイアメントについて、洋上風力の設備利用率25.2％の確認方法（例えば、事業者からの報告もしくは電力・ガス取引監視等委員会等からの監査/調査など）及び未達判定の考え方をご教示いただきたい。 特に、一般送配電事業者による出力制御や系統混雑等、事業者の帰責によらない事象が発生した場合における設備利用率の取扱いについて確認したい。 理由：資料では、洋上風力の設備利用率要件について、従来の39.3％ではなく、過去実績の最低値である25.2％へ見直す考え方が示されている。 洋上風力の設備利用率は風況のみならず、系統運用、出力制御、広域系統混雑等の影響も受ける。 これらは事業者のみで管理可能な要素ではないことから、リクワイアメントの運用にあたっては事業者に帰責性のない事由を適切に考慮することが望ましい。	設備利用率リクワイアメントの達成状況の確認は、実需給年度終了後に、電力広域的運営推進機関（広域機関）において、当該電源の発電実績等に基づき行うこととなります。具体的な確認の方法及び手続については、広域機関において定めるところによることとなります。 本リクワイアメントは、日射量・風量等の立地条件が悪く、設備利用率が通常よりも著しく低い案件を排除することを目的とするものです。この点、これまで用いてきた「FIT/FIP制度において調達価格等を設定する際の想定設備利用率」（洋上風力は39.3％）では、平均的な設備利用率を少しでも下回っただけでペナルティが課されることとなり厳しすぎるのではないか、との御意見を頂いていたことを踏まえ、第4回入札においては、本リクワイアメントの目的に照らし、「過去10年間の調達価格等算定委員会で作示されている年間平均設備利用率の実績値の最低値」（洋上風力は25.2％）の達成を求めることとしたものです。 その上で、御指摘のような一般送配電事業者による出力制御等、事業者に帰責性がないと認められる事由による場合の取扱いについては、年間発電電力量（送電端）とあわせて出力抑制コマをアセスメント諸元として提出いただくことで、年間設備利用率の算定対象から除外されます。
69	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションの第4回の週に向けて（案）（応札年度：2026年度）2.各議題の検討内容（各論）2.1 長期脱炭素電源オークション （2）第4回入札に向けた制度の見直し⑤リクワイアメント・ペナルティ等（m）設備利用率リクワイアメント 注53 【意見内容】 洋上風力電源に係る設備利用率リクワイアメントの数値は、「過去10年間の調達価格算定員会で示されている年間平均設備利用率の最低値」として25.2％と設定されている。 これは第3回入札までと同様、年間発電電力量および設備容量は送電端ベースで計算された年間設備利用率に対するリクワイアメントであることを確認させていただきたい。 また、「第十一次中間とりまとめ（案）等に関するパブリックコメント」のNo.101の回答において、「系統や需給状況等による・・・出力制御」は年間設備利用率の算定において考慮することを検討するとされていた。 これは「系統や需給状況等による・・・出力制御」は年間設備利用率の算定においてその影響は除外されると理解してよいか。 【参照：「第十一次中間とりまとめ（案）等に関するパブリックコメント」No.101回答（一部抜粋）】 2. 日射量・風量・水量等の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求めることとしております。一方で、系統や需給状況等による一般送配電事業者の給電指令に伴う出力制御については、年間設備利用率のリクワイアメントが未達成の場合、アセスメントの審査において確認させて頂き、年間設備利用率の算定で考慮することを想定しており、今後検討して参ります。（ノンファーム電源の場合も同様といたします。）	

70	【該当箇所】 P48 (m)設備利用率リクワイアメント 【意見内容】 水力発電（流込式）における設備利用率のリクワイアメントの見直しについて、実態にあった設定となっているか、以下 3 点をご確認いただきたい。 ○一般に、設備容量が大きくなるほど、自然要因による流量低下の影響を受けやすく、大規模設備の点検に伴う停止の日数も増加する。そのため、設備利用率の基準設定にあたっては、参照する電源の設備容量も勘案することが必要ではないか。 今回設定される設備利用率基準 51.0%については、過去の年間平均設備利用率の実績の最低値として、2024 年 6 月～2025 年 5 月における 5,000-30,000kW 未満の発電所のデータが採用されていると認識している。 これらは本制度が対象とする 30,000kW 以上の発電設備と比して小規模であり、制度との整合性を確保する観点から、より大容量の発電設備のサンプルを参照データとして採用していただきたい。 ○水力発電（流込式）については、渇水年と豊水年とで発電電力量のボラティリティが大きい。そのため、実需給年度 1 年間の年間設備利用率実績のみで都度アセスメントを行った場合には、水力発電（流込式）の供給力を適切に評価できない恐れがある。 ○全国一律の設備利用率を前提とした場合、本制度の対象となる発電設備の新設・リブレースが特定地域に偏在するおそれがあるのではないか。 以上の観点から、水力発電所の運用の実態から乖離した設備利用率となっていないかを確認していただきたい。 ・理由 意見内容に併せて記載	変動電源に対する年間設備利用率のリクワイアメントは、日射量・風量・水量等の立地条件が悪く、設備利用率が通常よりも著しく低い案件を排除することを目的とするものであり、平均的な設備利用率の達成を求めるものではありません。この点、これまで用いてきた「FIT/FIP制度において調達価格等を設定する際の想定設備利用率」では、平均的な設備利用率を少しでも下回っただけでペナルティが課されることとなり厳しすぎるのではないか、との御意見を頂いていたことを踏まえ、第 4 回入札においては、本リクワイアメントの目的に照らし、「過去10年間の調達価格等算定委員会で示されている年間平均設備利用率の実績値の最低値」の達成を求めることとしたものです。 御指摘の設備容量の規模による差異、渇水年・豊水年による発電電力量の変動、地域による差異といった要素については、いずれも設備利用率に影響を与え得るものと考えられますが、本リクワイアメントは上記のとおり、通常よりも著しく低い設備利用率の案件を排除することを目的とするものであり、こうした変動要因を織り込んでもなお達成が困難となるような水準を設定する趣旨のものではありません。 なお、参照する諸元については、調達価格等算定委員会において示されている実績値を用いることとしておりますが、いただ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。
71	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションの第 4 回募集に向けて（案） P48 (m)設備利用率リクワイアメント 【意見内容】 水力発電（流込式）における設備利用率のリクワイアメントについて、kWh の有効利用の観点も含め検討いただきたい。 ・理由 水力発電(流込式)の設計においては、豊水、渇水も含めた流況解析のなかで設備容量を決定しており、設備利用率のみを考慮した設計としていない実態がある。 設備利用率を重視し、河川流量の平均値のみを基に設備容量を決定した場合、豊水時に利用可能な水資源を十分に発電へ活用できず、年間発電電力量が抑制される可能性がある。 また、設備利用率を重視した小型の設備設計とした場合は、スケールメリットから建設単価も高騰してしまう可能性もある。 上記の観点から、水力発電(流れ込み式) については設備利用率のリクワイアメントの対象外とする、またはリクワイアメントの緩和、あるいはペナルティリスク分の応札価格への織り込みも検討いただきたい。	変動電源に対する年間設備利用率のリクワイアメントは、日射量・風量・水量等の立地条件が悪く、設備利用率が通常よりも著しく低い案件を排除することを目的とするものであり、設備の設計思想や運用の在り方を制約する趣旨のものではありません。 この点、これまでリクワイアメントの水準として用いてきた「FIT/FIP制度において調達価格等を設定する際の想定設備利用率」は、平均的な設備利用率を少しでも下回っただけでペナルティが課されることとなり、厳しすぎるのではないかと御意見を頂いていたところです。こうした御意見を踏まえ、第 4 回入札においては、本リクワイアメントの目的に照らし、「過去10年間の調達価格等算定委員会で示されている年間平均設備利用率の実績値の最低値」の達成を求めることとしております。 その上で、流込式水力を本リクワイアメントの対象外とすることについては、流込式水力も変動電源として、立地条件によって設備利用率が大きく異なり得る電源であることから、上記の目的に照らし、対象外とすることは適切ではないものと考えております。 また、ペナルティリスク相当分を応札価格に織り込むことについては、本制度は、需要家負担を最小限に抑える観点から、応札価格に織り込むことができるコストを限定しているところ、事業者がリスクプレミアムを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かねないことから、適切ではないものと考えております。
72	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案） P 4 8 （m）設備利用率リクワイアメント 【意見内容】 洋上風力発電所に対して、設備利用率や停止コマ等をリクワイアメント及びペナルティの評価指標として用いることについては、洋上風力の電源特性及び設備構成を踏まえ、その妥当性を継続的に検証いただきたい。 設備利用率や停止コマは、事業者努力のみならず、風況変動、落雷等の自然現象による機器損傷、海象条件によるアクセス制約、大型部品調達、作業船、S E P 船、J U V等の確保状況、サプライチェーン制約、海底ケーブル事故、陸上送变电設備事故等、多様な外部要因の影響を受ける結果指標であることを考慮いただきたい。また、洋上風力では、単一風車の故障であればウィンドファーム全体として一定程度吸収可能である一方、海底ケーブルや陸上送变电設備等の共通設備に事故が発生した場合には、発電所全体又は広範囲の停止につながる可能性がある。このような停止が一律に容量提供義務違反又は容量ペナルティの対象となる場合、事業者努力のみでは回避困難な事象に対して過大なペナルティとなるおそれがある。今後、国内洋上風力案件の運転実績や故障実績が蓄積された段階においては、設備利用率及び停止コマのみを評価する仕組みではなく、設備管理状況、保守計画の実施状況、復旧計画の妥当性、設備健全性維持に向けた取組等も考慮した評価方法について検討いただきたい。	変動電源に対する年間設備利用率のリクワイアメントは、風況等の立地条件が悪く、設備利用率が通常よりも著しく低い案件を排除することを目的とするものです。この点、これまで用いてきた「FIT/FIP制度において調達価格等を設定する際の想定設備利用率」（洋上風力は39.3%）では、平均的な設備利用率を少しでも下回っただけでペナルティが課されることとなり厳しすぎるのではないか、との御意見を頂いていたことを踏まえ、第 4 回入札においては、「過去10年間の調達価格等算定委員会で示されている年間平均設備利用率の実績値の最低値」（洋上風力は25.2%）の達成を求めることとしております。 また、供給力の維持のリクワイアメントについては、容量停止計画を提出する場合には、8,640コマ（180日相当）を上限として、契約電源の停止又はアセスメント対象容量以下の出力が認められることとしております。 いただ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。
73	【該当箇所】 資料31～35頁 「2.1（2）5（a）既設火力の改修案件の他市場収益の計算方法」 「同（b）CCSのCO2回収率の定義の見直し」 【意見内容】 水素・アンモニアの混焼部分だけを脱炭素容量として認定し、発電所全体の固定費や改修費を支援する仕組みを見直すべきである。発電所全体の排出原単位及び年間排出量に基づく要件を設定すべきである。 理由 例えば20%混焼の場合、発電所全体の約80%は引き続きLNG又は石炭を燃焼する。混焼部分だけを「脱炭素kW」として扱っても、発電所全体では大量のCO2排出が継続する。 混焼設備への支援は、既設火力の運転期間を延長し、燃料受入設備、ボイラー、タービン等の化石燃料設備全体を延命することにつながる。 設備上の混焼率だけではなく、発電所全体について、年間CO2排出量、排出原単位、化石燃料使用量の削減をリクワイアメントとして設定すべきである。	本制度において、既設の火力電源をアンモニア混焼・水素混焼又はCCS付きにするための改修案件が応札できる容量は、改修によって新たに生じるアンモニア、水素又はCCSの部分の送電端設備容量に限られており、発電所全体の容量を対象とするものではありません。 また、応札価格に織り込むことが認められる費用についても、改修に係る費用に限定しております。具体的には、既設火力の改修案件が応札価格に織り込むことができる運転維持費（可変費を除く。）は、「改修前の運転維持費」に「新たに生じる混焼割合」を乗じて得た金額に「改修に伴って増加する運転維持費」を加えて得た金額とすることとしており、既設設備の残存簿価についても、「当該発電設備の残存簿価×本制度対象kW割合」の範囲で算入を認めることとしております。したがって、発電所全体の固定費を支援する仕組みとはなっておりません。 その上で、本制度で導入されるアンモニア混焼・水素混焼・CCS付火力等の案件については、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求めています。 いただ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。
74	【該当箇所】 資料39～40頁 「2.1（2）5（h）脱炭素化ロードマップにおける燃料の扱い」 「同（i）水素・アンモニア・CCSの落札後の市場退出」 【意見内容】 LNG専焼火力及び脱炭素火力の脱炭素化ロードマップについて、2030年、2035年及び2040年の中間目標を設定し、未達の場合には支援停止、契約解除及び支援額返還を行う仕組みを設けるべきである。 理由 前提として、低炭素水素・アンモニアの供給量、価格、インフラ整備、技術的実現可能性には極めて大きな不確実性がある。実質的に脱炭素化が担保されていない化石燃料火力の延命計画（ロードマップ）に依存する電源は、本来オークションの支援対象から最初から除外されるべきである。 資料では、LNG専焼火力を含む落札案件について2050年までに低炭素水素・アンモニア等へ転換する道筋を示すことを求めているが、単に将来の計画を提出させるだけでは実際の転換を一切保証できない。 仮にこうした案件を対象に含めるのであれば、少なくとも各年の排出原単位、年間排出量、化石燃料使用量、燃料転換率について拘束力のある中間目標を設定すべきである。そして、未達時には容量収入の減額、支援停止、契約解除、および受領済み支援の返還を義務付ける厳格なペナルティを課さなければ、制度としての実効性は保てない。	本制度で導入されるアンモニア混焼・水素混焼・CCS付火力・LNG火力等の案件については、2050年までに電源全体を脱炭素化していくことを求めることとしており、応札時に脱炭素化ロードマップの提出を求め、資源エネルギー庁において、2050年までの脱炭素化の道筋が示されているか、技術開発動向に比べて脱炭素化の取組が遅くないか等の観点から確認を行い、必要に応じて修正の指示を行うこととしております。特にLNG専焼火力については、初期投資の回収が一定程度進んだ時点として、運転開始から10年後までに脱炭素化に向けた対応（改修のための本制度への応札等）を開始することを求めることとしております。 また、ロードマップは公表されるとともに、その後も適時の段階において最新版の提出を求め、必要に応じて審議会等の場で説明を求めることとしており、合理的な理由なく脱炭素化に向けた取組を行っていない場合には、重大な違反行為に該当するとして、広域機関は容量確保契約を解除することができることとしております。したがって、単に将来の計画の提出を求めるにとどまるものではありません。 いただ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。

75	【該当箇所】 「長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて(案)」40ページ 「2.1(2)5(i)水素・アンモニア・CCSの落札後の市場退出」 【意見内容】 水素・アンモニア・CCSの市場退出ペナルティ免除における証憑確認の厳格化について 最終投資決定(FID)ができなかった場合に市場退出ペナルティを免除する配慮措置について、免除の申請手続きにおいて「落札事業者の責に帰さない他社起因の理由(他燃料需要の事業中止に関する契約書や公的文書など)」の提出を必須とし、審査基準を厳格に運用する旨をガイドライン等に明記することを提案します。 ・理由 ペナルティの免除は、サプライチェーンが確立していない黎明期において事業者を保護するために必要ですが、要件があいまいな場合、実現可能性の低い案件による「冷やかし応札」を誘発し、限られた募集容量枠(500万kW)を死蔵させる恐れがあります。確実な供給力確保というオークションの目的を達するため、事務手続きの段階で客観的な証憑確認の義務を明記することは、比較的容易かつ効果的な改善策です。	水素・アンモニア・CCSの案件について、他の燃料需要の事業中止等、事業者の帰責性がない理由により最終投資決定（FID）ができなかった場合の市場退出ペナルティの免除は、こうした事情の有無を個別に確認した上で認められるものであり、他の不可抗力事由による市場退出の取扱いと同様に、広域機関において、その理由や証憑等を踏まえ、厳格に判断されることとなります。
落札電源と他電源のセットでの卸売りの規律について		
76	【該当箇所】 「長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて(案)」46ページ 「2.1(2)5(l)落札電源と他電源のセットでの卸売りの規律」の事後監視に関する記述 【意見内容】 落札電源と他電源のセット卸売りに関する事後監視結果の透明性確保について 落札電源と非落札電源・休廃止電源とのセット販売における利益付け替え(還付逃れ)を防止するため、電力・ガス取引監視等委員会が実施する事後監視について、個別の営業秘密に配慮しつつ、本規律が適用された契約件数や、当初の想定利益と実際の乖離状況の全体傾向を、審議会等で定期的に情報公開・報告する仕組みを運用ルールに加えることを提案します。 ・理由 新設されるセット販売の規律は、限度額の算定式や「想定利益」の定義が極めて複雑であり、需要家からは還付金の不当な減少(還付逃れ)が起きているのではないかという懸念が生じやすい構造になっています。容易に実施できる改善策として、監視プロセスの透明性を高める報告義務を付加することで、制度への信頼性を担保し、事業者の適正な契約締結行為を促す効果が期待できます。	監視等委による事後監視を通じて、落札電源と他電源のセットでの卸売りの規律についての活用の実態について確認を行ってまいります。また、意図的な還付逃れを行うことにより、不適切な国民負担がなされていないよう、本規律の在り方についても、活用実態を踏まえながら確認してまいります。 また、他市場収益の還付状況及び監視結果の公表についても、約定結果の公表と同様に、事業者の経営情報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つつ、検討してまいります。
77	【該当箇所】 「長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）」 P41～4 8 （２）第４回入札に向けた制度の見直し ⑤リクワイアメント・ペナルティ等 (l) 落札電源と他電源のセットでの卸売りの規律 【意見内容】 ●「落札電源と他電源のセットでの卸売りの規律」に関して、落札電源と非落札電源や休廃止電源の費用とセットで卸売を行う場合の例示では、電源毎に価格が別々で設定されている（休廃止電源の場合はコストが別で明示されている）が、これはあくまでも監視等委が他市場収益を監視するにあたって必要な情報であって、実際の発電事業者と小売電気事業者間の相対契約において、例示のように、休廃止電源の名称や費用等を明示することや、電源毎に別々の価格を明示することは必ずしも求められているわけではないという理解で良いか。 ●例えば、休廃止電源の費用は、基本料金の一部として整理することは問題無いか。 ●また、落札電源と休廃止電源を、まとめて１本の完全従量料金とする（休廃止電源の費用等で構成される基本料金部分を、落札電源の想定kWhで割って、従量料金化する。ただし、実際のkWhが想定kWhを超える場合には、休廃止電源に配分される収入は、休廃止電源の想定費用を超えないことを条件とし、超える部分は還付の対象となる。）ことは、問題無いか。	御理解のとおりです。発電事業者と小売電気事業者の相対契約については民民契約で締結されるものであり、「落札電源と他電源のセットでの卸売りの規律」を満たすことを前提に、その料金体系や契約書上の記載方法（電源毎に価格を分けて記載するか、基本料金・従量料金をどのように構成するか等）は、自由に設計いただけます。 ただし、落札電源と非落札電源や休廃止電源の費用とセットで卸売を行う場合、落札電源に関する他市場収益の監視という観点で、落札電源を保有する事業者は、監視等委に対して、落札電源や非落札電源、休廃止電源の名称やその価格、費用等の必要な情報についてクレジット付書面にて開示のうえ、不当な利益の付け替えに該当しない旨の説明をいただく必要があります。
78	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて(案) P41「(l)落札電源と他電源のセットでの卸売りの規律」 【意見内容】 「(l)落札電源と他電源のセットでの卸売りの規律」については撤廃し、記載を削除すべきである。 長期脱炭素電源オークションは容量市場や予備電源制度と同様に電源単位での応札を前提に市場設計されている中で、他市場収益の考え方については他電源も考慮するという仕組みは制度設計として合理的でないと考える。 長期脱炭素電源オークションの落札電源は固定費回収を国民負担で賄っており、落札電源の他市場収益を用いて、「休廃止中の電源」「経済性に劣る電源」の費用を回収し、他市場収益の還付額を減らすことは、休廃止電源や経済性に劣る電源の費用を国民負担で賄っていることになり、その水準に関わらず「還付逃れ」である。 ・理由(可能であれば、根拠となる出典等を添付又は併記して下さい。) 「経済性に劣る電源（老朽火力）」への手当てについては、別途「今後の供給力確保策」の中でも議論されており、複数の制度で手当てが行われると監視が難しくなり過剰な手当てになる懸念もある。また、本制度を活用できるのは多様な電源を持つ事業者に限られ、セットで販売する電源を持っていない事業者との公平性から問題があると考えため。	自由化された発電事業においては、電気の売り方は各発電事業者の判断に委ねられており、実態として、競争力のある電源の利益によって、競争力に劣る電源や休廃止中の電源の費用が回収され、その費用は幅広い小売電気事業者が負担しております。本制度の落札電源についても、こうした実態を踏まえれば、その利益を他の電源の費用に充てることが、更なる新規投資に振り向ける原資の確保につながる面があり、新規投資を促すという本制度の趣旨に整合的な側面もあると考えております。 他方で、御指摘のとおり、他の電源に不当に利益を付け替えて意図的に還付を逃れることは適切ではありません。今般の整理は、こうした行為を許容するものではなく、その防止のため、電力・ガス取引監視等委員会が相対契約の締結前に確認を行う際の具体的な規律（落札電源全体の想定利益が非落札電源全体の想定利益を下回らないこと、休廃止電源が費用を上回る収入を得ていないこと、稼働中電源全体の利益に占める割合に基づく限度額を超えないこと）を定めるものです。当該規律を削除した場合、不当な利益の付け替えを判断する基準が存在しないこととなるため、適切ではないと考えております。 なお、他制度との関係については、既に本制度とは別の費用回収制度により回収している費用を「休廃止電源の費用」から除くこととしており、二重の回収は生じません。また、卸売の方法は元来各発電事業者の判断に委ねられているものであり、本規律は新たな支援を措置するものではなく、還付逃れの防止の観点から限度を設けるものです。いずれにいたしましても、今後の運用状況を見つ、本規律の在り方について、必要に応じて検討してまいります。
LNG専焼の還付における新たな仕組みについて		
79	【該当箇所】 「長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）」 49～53ページ 【意見内容】 LNGの固定還付方式の追加は事業者の選択肢を広げるものであり評価するが、具体的水準の設定にあたっては、本制度が小売事業者、ひいては国民負担に配慮して設計されていることに鑑みて、妥当性を確認するとともに、イコールフットの観点から、全ての事業者に活用しやすい設計となるよう、エリア別の市場価格等の差異を確認のうえ、水準や補正方法等について検討する必要がある。このため、以下の通り追記すべき。（『 』部分） （修正案：「長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）」 50ページ17行目以降） 「この試算をベースに、（中略）事務局から提案があった。これに関し、委員からは、（中略）妥当性について判断する材料が十分ではなく、引き続き多角的に妥当性の検証が必要との意見『や、各エリアの実態等について継続的な評価が必要といった意見』が多く出された。」 ・理由 今回示されている8,000円/kW/年という水準は、スポット市場のシステムプライスを参照のうえ算定されているが、システムプライスは全国の売買入札曲線の交点であり、エリアごとの入札状況、連系線制約、需給構造等の市場実態を十分に反映していない。 足元10年（2016～2025年度）の市場価格平均を最高エリアプライス・システムプライスと比較すると1.16倍程度、最高・最低エリアプライスと比較すると1.35倍程度の差があり、エリアプライスの高いエリアの電源が本オプションを選択しシステムプライスから算定された固定還付額を適用されることになれば、小売事業者や国民負担が増大する懸念もあるため、制度主旨を踏まえて妥当性を検証することが必要。 そのうえで、本オプション活用可能性の面からは、エリア別の差異を加味した水準設定や、エリアプライスとシステムプライスの比率に基づく補正といった方法を検討することで、全ての事業者に広く活用可能な仕組みとすることが必要。	LNG専焼の他市場収益の還付額を事前に固定化する仕組みについて、事前に固定化する還付金額の具体的な水準やその補正方法については、引き続き審議会において検討を進めてまいります。 その検討に当たっては、御指摘のエリアごとの市場価格の実態等の観点も含め、多角的に妥当性を検証してまいります。

80	【該当箇所】 資料48～53頁 「2.1（2）5（n）LNG専焼の還付における新たな仕組み」 【意見内容】 LNG長期契約の締結を促進することを目的として、他市場収益の還付額を事前に固定する仕組みを導入すべきではない。 理由 現行制度では、落札電源の固定費を支援する一方、実際に得られた他市場収益の約9割を還付させている。第4回案では、LNGの長期契約を確保しやすくするため、過去の市場収益に基づいて還付額を事前に固定する選択肢が検討されている。資料では8,000円／kW・年という案が示されているが、委員からも妥当性を判断する材料が不十分との意見が出され、検討継続とされている。 固定額を超える利益を事業者に残す仕組みは、事業者をLNG長期契約へ誘導し、燃料調達と発電設備の双方を長期間固定化する。 また、長期契約には引取義務や余剰LNGの処分リスクが伴い、再エネが増加しても契約数量を消化するためにLNG火力を稼働させる圧力が生じる。制度が化石燃料の長期利用を促進することになりかねない。	火力発電は、足下で電源構成の約7割を占める供給力であるとともに、再生可能エネルギー等による出力変動を補う調整力等として重要な役割を担っており、トランジション手段としてのLNG火力の確保を進めることが必要です。LNG専焼火力については、LNG燃料の安定確保の観点から長期契約の確保が重要ですが、長期契約を行う場合、発電事業者は燃料が余剰となるリスクを負うこととなります。 現行の他市場収益の約9割の還付の仕組みの下では、発電事業者はリスク回避の観点から、燃料をスポットで調達し、卸電力市場で限界費用入札するという行動を選択しがちになるとの指摘があります。こうした中で、発電事業者が長期契約の余剰リスクをより取りやすい環境を整備し、LNGの安定的な確保を促す観点から、他市場収益の還付額を事前に固定化する仕組みを導入する方針としたものです。 事前に固定化する還付金額の具体的な水準やその補正方法については、引き続き審議会において検討を進めてまいります。 なお、本制度で導入されるLNG火力の新設・リプレース案件については、2050年カーボンニュートラルとの関係を考慮し、運転開始から10年後には脱炭素化に向けた対応を求めるとともに、2050年に向けた脱炭素化ロードマップの提出・遵守を求めるとしており、化石燃料の利用を固定化するものとは考えておりません。
81	【該当箇所】 2.1（2）2（n）LNG専焼の還付における新たな仕組み 【意見内容】 移行的な電源に過ぎないLNGに対し、長期契約を容易にするための『固定還付方式』という追加的な支援を講じるべきでない。 ■理由 「還付額の固定化」は、発電事業者が「燃料の余剰リスク」を恐れずにLNGの長期契約を結びやすくすることを明確な目的としているように見える。また、固定還付を選択できる期間は20年間とされている。2050年のカーボンニュートラルまで残り25年程度という状況で、今から20年間もの間、固定還付方式によって経済的なメリットを保証する仕組みを導入することは、将来的に再エネが拡大してLNG火力の稼働を減らすべき局面になっても、「契約があるから使い続けなければならない」という硬直性を制度として助長しているように見える。このような「2040年代後半まで化石燃料を使い続けることを前提とした設計」は脱炭素化のスピード感と整合しないと考える。	
82	【該当箇所】 第4回募集に向けて案 52頁2.1（2）4(n)項 【意見内容】 LNG専焼の還付における新たな仕組み LNG専焼火力における他市場収益の還付額に関する新たな仕組みについては、(a) 固定還付制度(b)過去落札案件への遡及適用において、他の脱炭素電源には認められない措置だと認識しており、公平な競争環境の観点から懸念があると認識しております。また、固定額8,000円/kW/年の水準妥当性についても、容量抛出台・国民負担に及ぼす影響を含め、制度導入前の検証及び導入後の継続的な検証・公表を行っていただきたいと考えます。 意見内容(a) (b)について、他の脱炭素電源には認められていない措置であり、公平な競争環境の観点から、同制度内で電源種毎に差を設ける措置は、慎重な検討が必要と考えます。LNG電源のみに措置することが制度目的（長期契約の確保、燃料の安定調達など）にどの程度資するのか、また国民負担にどの程度の影響を及ぼすのかを明確にした上で、その適否・還付額・容量抛出台等を通じた小売電気事業者や国民の負担にどのような影響を与えるのかを検証し、その結果を公表することが制度の透明性につながると考えます。	
83	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案） p.48 (n)LNG 専焼における新たな仕組み 【意見内容】 LNG 専焼以外の電源についても、他市場収益の還付金額を「他市場収益の実績」で算定する現行の仕組みに加えて、「過去の他市場収益の実績を元に設定した金額」で事前に固定化する仕組みを選択できることとしていただきたい。 ・理由 将来の不透明さに対してのリスクについては全電源種に共通する課題であり、物価補正策のみでは吸収できない可能性もあるため。	今回、他市場収益の還付金額を事前に固定化する新たな仕組みを導入することとしたのは、LNG専焼火力について、LNG燃料の安定確保の観点から長期契約の確保が重要である一方、長期契約に伴う燃料の余剰リスクを発電事業者が取りやすい環境を整備する必要があるとの問題意識に基づくものです。 LNG専焼以外の電源種についても新たな仕組みに対するニーズがあることは考えられますが、これらの電源種は可変費が小さい電源種が多く、他市場収益の金額水準が大きいため、「他市場収益の設定値と実績」が乖離した場合の影響が大きく、国民負担に与える影響も大きくなります。このため、本仕組みの対象は、まずはLNG専焼に限って導入することとしたものです。 いただいた御意見については、今後の制度検討の参考とさせていただきます。
84	【該当箇所】 「長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）」第2章 2.1 (2)（48～52ページ） 【意見内容】 LNG専焼火力のガス契約に伴う「テイク・オア・ベイ」リスクへの手当について ガス契約における「テイク・オア・ベイ（引取義務）」の違約金が発生した場合のリスク手当を新設してください。 具体的には、「固定額還付」か「実績ベース（9割還付）」かの選択に関わらず、違約金が発生した際にはその全額を還付金から控除できる仕組み、あるいは別途精算できる仕組みを構築していただきたいです。なお、不当な請求を防ぐため、想定運転時間やガス会社との契約内容について、事前に監視等委員会の確認を受けることを前提とすべきと考えます。 理由：LNGの長期契約に伴う「テイク・オア・ベイ」の違約金リスクは、一度発生すれば数十億？数百億円規模に達しうる甚大なものです。資料案でもLNG長期契約に伴う「余剰リスク」が課題として挙げられていますが、提示された固定還付額の水準（試算値 8,753円/kW/年）では、巨額の違約金リスクをカバーするには極めて不十分です。特に、旧一般電気事業者やガス大手以外の事業者にとって、この燃料調達リスクは事業継続を揺るがす大きな懸念事項となっており、適切な救済措置がなければ公正な事業参画が困難であるためです。	本制度は、巨額の初期投資に対して長期的な収入の予見可能性を付与するため、落札案件の固定費全体に対して支援を行う一方、燃料費を含む可変費に係るリスクは、基本的に発電事業者において負担していただくことを前提とした制度です。御指摘のテイク・オア・ベイの違約金は、燃料の調達に関して発電事業者が負担すべき費用であり、これを還付額から控除し、又は別途精算する仕組みを設けることは、本制度の基本的な考え方に照らして適切ではないと考えております。 その上で、まさにこうしたLNGの長期契約に伴う燃料の余剰リスクを発電事業者が取りやすい環境を整備する観点から、今回、他市場収益の還付額を事前に固定化する仕組みを導入する方針としたものです。 なお、固定化する還付金額の具体的な水準等については、引き続き審議会において検討を進めてまいります。
85	【該当箇所】 「長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）」2. 各議題の検討内容（各論）2.1 長期脱炭素電源オークション（2）第4回入札に向けた制度の見直し 5 リクワイアメント・ペナルティ等（n）LNG専焼の還付における新たな仕組み（48～53頁） 【意見内容】 他市場収益の還付金を活用した循環型の長期電源投資準備勘定の創設について 本意見は、同箇所における還付方式の見直しを契機として、還付金の使途及び長期的な制度内循環の在り方について提案するものです。 本制度は、設備費が大きく、電力市場価格及び燃料費の長期予測が困難な電源投資について、需要家負担を原資として投資回収の予見可能性を確保するものであり、安定供給の観点から妥当と考えます。また、他市場収益の大部分を還付させ、需要家の過大な負担を防ぐ方向性にも賛成します。一方、還付額をその時点の約定総額から控除し、各年度の需要家負担の軽減に反映するだけでは、新たな電源投資のたびに需要家から資金を集め、事業者を支援し、還付を受けた後、次の投資時に再び資金を集める構造が反復する可能性があります。 このため、他市場収益の還付金及びこれを原資とする準備金の安全な運用益を積み立て、将来の容量確保契約に基づく支払、制度上あらかじめ定めた外部環境変動への対応及び緊急時の供給力確保に限定して用いる、独立した「長期電源投資準備勘定」を設けることを提案します。 積立上限は、本制度の支援対象となり得る電源設備の標準的な再調達価額に、年間標準更新率及び備蓄年数を乗じた額と、既存契約及び今後の募集計画についてストレス条件下で算定した一定期間の想定純支出額のうち、低い額としてください。 例えば、平均更新期間を20年、年間更新率を5％、備蓄期間を10年と仮置きする場合、対象設備の標準的な再調達価額の50％が、更新需要に基づく積立上限の目安となります。なお、20年、5％及び10年という数値は算定方式を示すための例であり、実際の更新期間及び更新率については、設備の種類、電源構成及び技術動向を踏まえて設定し、定	いただ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。

	期的に見直すことが適当です。 準備金が積立上限を超えた場合には、行政判断を待たず、容量抛出金等の需要家負担を自動的かつ段階的に減額又は停止してください。 また、一般会計その他の政策目的への流用を禁止し、準備金の残高、収入、支出、将来契約額及び必要準備額を毎年度公表するとともに、定期的な縮小及び終了判定を制度上明記してください。本勘定の存在を理由として、新たな恒久的負担を追加する仕組みとしてはならないと考えます。 需要家負担を各年度の支援及び負担調整として使い切るのではなく、還付金によって準備金残高を積み上げ、長期的には追加的な需要家負担を縮小できる循環型の電力供給保険へ転換すべきです。	
86	【該当箇所】 「長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて(案)」49ページから52ページ 「2.1(2)5(n)LNG専焼の還付における新たな仕組み」 【意見内容】 LNG専焼火力の固定還付方式における超過利潤の還付条項(キャップルール)の追加について LNG専焼火力において他市場収益の還付額を「8,000円/kW/年」に固定化する新たな仕組みを導入する際、想定外の市場価格の高騰や需給逼迫により、実際の他市場収益が事前の試算値を著しく上回った場合(例:試算値の2倍以上など)には、その超過分の一部を別途追加還付させる「セーフティネット条項(キャップルール)」を設けることを提案します。 ・理由 燃料の長期契約リスクを事業者に取らせるためのインセンティブ設計という目的は合理的ですが、市場環境が激変した場合に事業者側に過大な超過利潤(棚ぼた利益)が残り、需要家への還元が滞るリスクがあります。一定以上の利益水準に上限(キャップ)を設ける激変緩和措置であれば、事業者の平時の創意工夫の余地を残しつつ、国民負担の最小	いただ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。
	制度全般について	
87	【該当箇所】 「長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて(案)」24ページから25ページ 「2.1(2)4(b)脱炭素電源の上限価格」 【意見内容】 上限価格引き上げに伴う事後検証と次回以降の見直しルールの明記について 参照データが古い電源種(一般水力、揚水(新設)、原子力、LDES)の上限価格を「諸元の2倍」に引き上げる措置について、第4回入札における実際の応札倍率や約定価格の動向を踏まえた事後検証を速やかに行い、競争が不十分と認められる場合には、第5回以降の上限価格の設定方針(倍率など)を機動的に見直す旨をガイドラインまたは見直し案に明記することを提案します。 ・理由 現下の物価上昇を踏まえた投資インセンティブの確保という趣旨は理解できるものの、上限価格の2倍への引き上げは需要家負担を一挙に増大させるリスクを孕んでいます。制度の柔軟性を担保し、過大な国民負担を防止するためには、「今回の引き上げが固定化されたものではなく、入札結果を検証した上で次回以降に再調整する」という規律を事前に示しておくことが、行政の価格設定の妥当性を担保する上で有効かつ容易な措置と考えます。	今回の上限価格の見直しは、足下の金利上昇を踏まえた資本コストの見直しや、参照データが古く現下の建設物価上昇を十分に反映できていない一部電源種（一般水力・揚水（新設）・原子力・LDES）について諸元コストの倍率を引き上げる（1.5倍→2倍）等、電源投資を取り巻く投資環境を反映し、事業者の投資予見性の確保と国民負担のバランスを勘案して行ったものです。 本制度は、これまでも入札結果等を踏まえ、上限価格・募集量・制度適用期間等について累次の見直しを行ってきており、今回の見直し内容が固定的なものというわけではありません。御指摘のような上限価格の引上げや制度適用期間の限定化が、競争環境や事業者の応札行動に与える影響については、第4回入札における応札状況・約定価格の動向や事業者の実情等を踏まえて検証し、次回以降の入札に向けて、必要に応じた見直しを行ってまいります。また、電源種ごとのコストの実績及び見通しについても不断に確認し、必要に応じて上限価格の見直しを行ってまいります。
88	【該当箇所】 「長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）」 P 1 6～17 （2）第4回入札に向けた制度見直し ③入札価格の在り方 （c）制度適用期間の上限の設定 （d）再エネの制度適用期間 【意見内容】 ●上限価格の見直しによる国民負担とのバランスやFIT/FIP制度との平仄等を踏まえて、制度適用期間については一部電源種において期間上限の短縮の方針（例：再エネの制度適用期間を20年限定）が示された。 ●事業者においては、上限価格に加え、制度適用期間も考慮のうえ投資判断を行うため、制度適用期間を限定化したことが今後事業者の入札行動にどのような影響を与えるか、慎重な確認・検証が必要と受け止めている。 ●引き続き、事業者へのヒアリング等も通じ、実情を踏まえた実効的な制度の見直しをお願いする。	
89	【該当箇所】 「長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）」 P 2 2～3 1 （2）第4回入札に向けた制度の見直し ④上限価格 【意見内容】 ●今回、上限価格については、足元の金利上昇も踏まえた資本コストの見直し、現下の建設物価上昇も踏まえた一部電源種の諸元コスト倍率（1.5倍→2倍）およびLNG基地整備ありの場合の上限価格の設定等が行われたが、これらは電源投資を取り巻く投資環境を反映した見直しであり、事業者の投資予見性確保に資するものと受け止めている。 ●一方で、足元の建設費は、インフレの進展に加え、メーカーリソースのひっ迫等の状況も相まって日々上昇している実態にあると認識している。 ●将来の安定供給確保に必要な脱炭素電源投資の促進に向け、基地整備なしのLNG専焼をはじめとして、電源種毎のコストの実績及び見通し等を不断に確認いただき、今後も必要に応じた上限価格の見直しを行うことが必要と考え	
90	【該当箇所】 「1. はじめに」p.4の 「エネルギーを取り巻く情勢が大きく揺れ動く中、我が国の国民生活や経済活動を支える電気の安定供給をいかにして実現できるか、改めてその公益的課題に正面から向き合うことが求められている。本 WGは、引き続き、電力の安定供給の強化に向けた短期及び中長期の供給力の確保と脱炭素化の両立に向け、不断の検討を行っていく。」の箇所 【意見内容】 「長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）」に対する意見を述べる。 電力の安定供給と、安価な電気料金が重要だと考える。脱炭素化の効果・費用対効果、脱炭素電源の安定性や環境負荷を慎重に検討してほしい。	
	【該当箇所】 資料全体 特に、資料9～12頁「2募集量・募集上限」資料13～30頁「3入札価格の在り方・4上限価格」資料48～53頁「5（n）LNG専焼の還付における新たな仕組み」 【意見内容】 長期脱炭素電源オークションの落札結果について、落札事業者名、発電所名、所在地、電源種、落札容量、応札価格・落札価格、制度適用期間、運転開始予定時期、想定される容量収入及び支援総額、他市場収益の還付方法等を、案件ごとに公表すべきである。 また、営業上の秘密を理由に情報を非開示とする場合も、非開示の対象と理由を限定し、需要家負担や政策効果を検証するために必要な情報は原則として公開すべきである。 理由 長期脱炭素電源オークションでは、落札された電源種別や容量など一定の集計情報は公表されているものの、個別案件の応札価格・落札価格、落札事業者、想定される支援額など、制度の費用対効果を検証するために必要な情報がほとんど開示されていない。 本制度の費用は、容量抛出金等を通じて最終的に電力需要家が長期間負担する。特に第4回案では、LNG専焼火力について最大9.2万円／kW・年の上限価格を設定し、制度適用期間として30年を認めるほか、LNG基地の建設費や長期燃料契約を支える仕組みまで検討している。個別案件の価格と支援期間が公表されなければ、どの事業者に、どのよ	約定結果の公表にあたっては、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おります。

91	うな設備を対象として、総額いくらの支援が行われるのかを国民及び需要家が把握できない。再生可能エネルギーのFIT・FIP制度では、認定された発電設備について、事業者名、設備所在地、発電出力、電源種などの情報が公表され、制度の実施状況を外部から確認できる仕組みが設けられている。長期脱炭素電源オークションについても、需要家負担によって長期間の収入を保证する以上、少なくとも同程度以上の透明性が必要である。落札価格を公表しなければ、同じ電源種の案件間で価格競争が十分に働いたのか、上限価格に近い高額案件が落札されていないか、過去の募集回と比較して費用が上昇していないかを検証できない。 事業者間の競争を理由に落札価格を非公開とすることは適切ではない。入札終了後の落札価格を公開することは、今回の競争を阻害するものではなく、むしろ次回以降の応札価格の適正化や、過大な支援の抑制につながる。公共調達や再エネ支援制度と同様に、公的負担を伴う制度には結果に対する説明責任が求められる。さらに、電源別の平均落札価格だけでは、極端に高い案件と低い案件が平均化され、個別案件の妥当性を確認できない。集計値だけでなく、案件単位の情報を公開する必要がある。長期脱炭素電源オークションは、一度落札されれば20年、30年又は40年にわたり需要家負担を発生させる可能性のある制度である。これほど長期かつ大規模な公的支援について、受益者と価格が明らかにされないことは、制度の透明性、説明責任及び社会的信頼を著しく損なう。 したがって、第4回募集の実施前に情報公開方針を改め、落札後速やかに案件別の価格及び事業者情報を公開するとともに、毎年度、実際の支払額、他市場収益の還付額、発電実績、排出実績及び脱炭素化の進捗を公表する仕組みを設けるべきである。	
92	【意見内容】 制度の透明性を高め、国民負担を検証できるようにすること ・長期かつ多額の国民負担を伴う制度であることを踏まえ、落札事業者、対象電源、落札価格、支援期間、支援総額などを案件ごとに速やかに公表すること ・支援によってどの程度の供給力確保や脱炭素効果が得られたのかを検証できるよう、制度の透明性を確保すること	
93	【意見内容】 長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案） 長期脱炭素電源オークションでは、環境アセス済か否かで、落札から運開までの供給力提供開始期限や資本コストの扱いが異なる。 環境アセス済か否かの判定は電源等情報登録のタイミングで実施され、環境アセスの評価書が確定・公告が行われていることをもって環境アセス済と判断されるという理解で良いか。	御理解のとおりです。環境アセスメントの実施済みか否かの判定は、電源等情報登録の時点で行い、環境影響評価法第27条に基づき、評価書を作成した旨の公告が行われていることをもって「アセス済み」と判断します。 （参考）環境影響評価法 （評価書の公告及び縦覧） 第二十七条 事業者は、第二十五条第三項の規定による送付又は通知をしたときは、環境省令で定めるところにより、評価書を作成した旨その他環境省令で定める事項を公告し、公告の日から起算して一月間、評価書等を関係地域内において縦覧に供するとともに、環境省令で定めるところにより、インターネットの利用その他の方法により公表しなければならない。

	寄せられた御意見の概要	御意見に対する考え方
長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）		
	参加対象となる電源について	
1	【該当箇所】 4 p（2）参加対象となる電源 （A）（イ）原子力電源 【意見内容】 （A）（イ）は参加対象から除外すべきである。 理由：原子力発電は持続可能ではないため 原子力は仮に脱炭素電源だとしても、放射性廃棄物の処理方法が定まっておらず、また地震大国である我が国において活用すべき電源とは考えられない。消費者負担で「脱炭素」を隠れ蓑に原発の推進をする制度を作るのはやめていただきたい。	第7次エネルギー基本計画でもお示ししたとおり、DXやGXの進展に伴い電力需要の増加が見込まれる中、エネルギー危機にも耐えうる強靱なエネルギー需給構造を実現するため、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していく必要があります。 また、現時点で単独で全ての課題を解決できる完璧なエネルギー源は存在しないことから、S＋3Eの大原則（安全性、安定供給、経済効率性、環境適合）の下、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重要です。このため、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。 その上で、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で、供給力として電力需要を支えるとともに、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。このため、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。
2	【該当箇所】 5 ページ 【意見内容】 本制度の第 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によるバイオマス発電は、支援対象から除外する方針を維持すべき 理由 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によるバイオマス発電は、脱炭素電源には当たらない。IPCCガイドライン、GHGプロトコル、SBTiガイドラインでは、燃焼による生物由来CO2を算定することになっており、これを算定すれば、単位あたり石炭火力よりも多くのGHG排出係数となるため、脱炭素電源には当たらない。 以下、詳細な説明は以下にします。 長期脱炭素電源オークションは、2023年度より開始された脱炭素電源への新規投資を促進するため、脱炭素電源への新規投資を対象とした入札制度である。 輸入バイオマスを燃料とする1万kW以上の大規模バイオマス発電は、以下の理由から新設を図るべきではないと考えられる。 1. 石炭火力以上にもなる大型バイオマス発電のGHG排出量 大規模バイオマス発電は熱利用が困難であり、熱利用のないバイオマス発電の効率は30％台以下である。そのため温室効果ガス（GHG）排出が他の再生可能エネルギー電力よりも著しく多い。現在、2030年における化石燃料発電の加重平均の70％減である54g-CO2/MJ電力（0.194 kg-CO2/kWh）は、IEAネットゼロシナリオ発電セクターの値（2030年）0.138kg-CO2/kWhよりも40％以上多く、ネットゼロに至らない電源である[iii]。 FIT制度によって認定され、稼働している大規模バイオマス発電では、木質ペレットやPKSを燃料としているが、木質ペレットのなかには、原生林や絶滅危惧種の生息する保護価値の高い森林を皆伐して生産されたものが含まれる[iv]。原生林等を皆伐した場合、その後植林が行われても元の森林の炭素蓄積は回復せず、石炭火力以上のGHG排出となる。こうした問題は、森林認証によって担保することが困難であることが指摘されている[v]。 2. 熱利用のないバイオマス発電に対する支援は、国際的に終焉を迎えつつある。EU、例えばドイツではそもそも2万kW以上は支援の対象外であったが、2023年発効したREDIIIにおいて森林由来のバイオマス発電への支援は原則行わないこととなった[vi]。また、日本と同じく輸入バイオマスによる大型バイオマス発電を推進していた韓国では、2024年に「再生可能エネルギー証書」（REC）として知られる間接的な補助金を、ほとんどのバイオマスのカテゴリーで段階的に廃止すると発表した[vii]。これらの決定は、森林由来のバイオマスを燃料とする発電が、気候変動対策として有効でないという理由からおこなわれている。 3. バイオマスは、マテリアル利用、気体、液体、固体と化石燃料の代替となる貴重な資源だが、持続可能な利用ができる資源量には限りがある。一方、発電は太陽光、風力、地熱など、バイオマス発電よりもGHG排出が少なく、経済性にも優れる方法が数多くある。一方、中高温の産業用熱利用や持続可能な航空燃料（SAF）のように、他の再生可能エネルギーでは当面の代替が困難なエネルギー需要があり、限られた量の持続可能なバイオマス資源は、今後、発電よりもそれらの分野に振り向けることが社会的経済的に合理的だと考えられる[viii]。 4. よって、大規模バイオマス発電を支援する制度を長期脱炭素電源オークションにおいて復活させることは避けるべきだと考えられる。 以上 [i] 第102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 制度検討作業部会資料4 https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/102_04_00.pdf [ii] 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 電力安定供給ワーキンググループ（第3回）資料3 https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/jisedai_kiban/stable_power_supply_wg/pdf/003_03_00.pdf [iii] 飯沼、泊編『私たちの電気代が支える偽りの気候変動解決策』築地書館 p209 [iv] バイオマス白書2023 コラム3 カナダにおける木質ペレット生産の現状と課題 https://www.npobin.net/hakusho/2023/topix_01.html#column03 [v] ～森林減少ゼロに向けたサプライチェーンの未来～日・インドネシア森林保全シンポジウム2026 セッション3「バイオマス」 https://www.gef.or.jp/news/event/260722-23japan_indonesia_forest_symposium/ [vi] Wisér with Wood 賢い木材の使い方 森林、気候、公衆衛生および他の木材利用産業をより適切に保護するためのEU再生可能エネルギー指令改定版（RED III）国内法化ガイドhttps://foejapan.org/issue/20240517/17596/ [vii] https://www.gef.or.jp/news/event/250120southkoreabiomass/ [viii] バイオマス白書2025 コラム4 今後のバイオマス利用等に向けての提案 https://www.npobin.net/hakusho/2025/topix_03.html#column04 <参考資料> ・バイオマス産業社会ネットワーク第224回研究会 2024年9月18日 長期脱炭素電源オークションの現状と課題 講演者：松久保 肇氏（原子力資料情報室事務局長） https://www.npobin.net/research/data/224thMatsukubo.pdf ・イーレックスとサムスンC&Tジャパン新潟を起点とした統合型脱炭素化プロジェクトの推進に合意 https://www.erec.co.jp/news/pressrelease/3585/ ・「イーレックス新潟（仮称）」バイオマス発電所が長期脱炭素電源オークション落札－制度活用による安定的な脱炭素電源投資を実現－ https://www.erec.co.jp/news/pressrelease/3173/	こうした考え方の下、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の提出及び遵守を前提として、既設の石炭火力やLNG火力のアンモニア・水素混焼等への改修案件に加え、LNG火力の新設・リプレース案件も支援対象としております。 さらに、バイオマス電源についても、需要増に対応して脱炭素電源を少しでも多く確保していく必要がある中で、バイオマスの一般木質等について、類型そのものを本制度の支援対象から除外するのではなく、他の脱炭素電源との価格競争に劣後しないのであれば支援対象としていくことが適切と考え、第 4 回入札でも、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及びバイオマス液体燃料は、引き続き対象とすることとしました。

3	【意見内容】 「長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）」等に対する意見（大型バイオマス発電の対象除外に関する要請） 第4回長期脱炭素電源オークションにおいて、一般木質バイオマスや農産物収穫に伴う固体燃料・液体燃料（特に1万kW以上の大規模発電）を再び支援対象に含める検討に強く反対します。大型バイオマス発電は発電効率が低く、ライフサイクル全体での温室効果ガス（GHG）排出量が無視できないため、「脱炭素」電源の支援枠組みに含めるべきではありません。諸外国が持続可能性や環境負荷を厳しく見直す中、日本がこのような不完全な電源を公的資金で支援し続ける姿勢には一市民として強い懸念と恥を感じざるを得ません。第3回入札までの方針どおり、対象外とすることを強く求めます。 1.化石燃料を上回る温室効果ガス（GHG）排出量と環境効果の欠如 熱利用を伴わない大型バイオマス発電は発電効率が30％程度と極めて低く、燃料の燃焼時および海外からの長距離輸送・加工・集荷プロセスを含めたライフサイクル全体で見ると、単位発電量あたりのGHG排出量は化石燃料（石炭・天然ガス等）を超える場合があります[1]。2030年のネットゼロ目標や国際的な排出削減基準と照らし合わせても、これを「脱炭素」と偽って支援することは制度の本質を損なうものです。 2.気候植民地主義（Climate Colonialism）および環境破壊への加担 輸入バイオマス燃料（ペレット等など）に依存する大型発電は、燃料調達先となるグローバルサウス諸国での森林伐採、土地奪取、生態系破壊、現地住民の生活基盤の侵害を引き起こすリスクを抱えています。他国の自然環境や地域社会に負荷を押し付けながら自国の「再エネ・脱炭素」を謳う構造は、まさに「気候植民地主義」[2] そのものであり、国際社会に対する恥ずべき姿勢と言わざるを得ません。 3.高い発電・調達コストによる国民負担の増大 バイオマス発電は、太陽光や風力といった他の主要な再生可能エネルギーと比較しても、燃料の継続的な購入や複雑な供給網の維持が必要であり、コスト面で非常に割高です。高コストかつ排出量の多い電源に長期的な補助・支援を行うことは、将来にわたって国民や事業者に過度な電気料金負担を強いる結果となります。 4.国際的評価の低下と制度への不信感 脱炭素を掲げながら高排出・高コストな大型バイオマスを制度に復帰させる議論が進んでいることに対し、日本のエネルギー政策の方向性に強い不信感を覚えます。コスト競争力や単なる需要確保を理由に基準を緩和するのではなく、真に環境負荷が低く持続可能な電源へ集中して資金を活用すべきです。 大型バイオマス発電（輸入バイオマス主体の1万kW以上等）については、第4回オークション以降も引き続き補助・支援対象から明確に除外してください。 [1]Transport & Environment (2025年) 研究結果: バイオ燃料は、それが代替する化石燃料よりも世界全体でより多くのCO2を排出している https://www.transportenvironment.org/articles/biofuels-globally-emit-more-co2-than-the-fossil-fuels-they-replace-study [2]Goethe Institut (2019年) 新たな支配構造としての気候植民地主義 https://www.goethe.de/ins/jp/ja/kul/dis/mgn/22528788.html
4	【該当箇所】 ガイドライン案 p.7 LNG火力について 【意見内容】 LNG火力をオークションの対象とすることに反対します。 理由 ①化石燃料の固定化につながり、脱炭素の実現を妨げるものである。 ②再生可能エネルギーや蓄電池の枠を拡大しない理由を説明するべきである。
5	【該当箇所】 4 p（2）参加対象となる電源 （A）（ア）火力電源 【意見内容】 （A）（ア）は参加対象から除外すべきである。 理由：L N G火力は「脱炭素でない」ため 水素を10％混焼したとしてもL N Gが脱炭素でないことは明らかであり、これを脱炭素とすることは誤りもしくはごまかしである。業界生き残りのために市民負担の制度を作るのはやめていただきたい。
6	【該当箇所】 ガイドライン案 p.4～(2)参加対象となる電源 （A）（ア）について 【意見内容】 長期脱炭素電源オークション制度において、LNG火力において低比率の水素・アンモニア混焼火力（水素10%、アンモニア専焼等）を対象に含めること、あるいは20年間の固定費回収を保証することに反対します。 上記の意見に関連した質問です。混焼または専焼するアンモニアや水素の条件について、アンモニアについては0.87 [“(kg-CO”) _2/ [“(kg-NH”) _3以下の低炭素アンモニアという条件が付けられているが、水素についてはそうした条件がみあたらないが、無条件ということか？水素10%混焼によるCO2削減効果をどのように考えているのか、オークション参加者だけでなく、国民一般にわかるよう条件を明示するべきです。 また、この（A）は、（C）に既設の火力電源という項があるので、新設またはリプレースを対象にしているという理解でいいですか？ 理由 そもそもLNG火力は脱炭素電源とはいえず、2050年カーボンニュートラル達成の障害となること。 オークションの対象電源として、実質的にCO2削減となる再生可能エネルギーや蓄電池の枠を増やすべきであること。 水素やアンモニアの混焼によって、燃焼時におけるCO2削減となるが、製造や運搬におけるCO2を考えると、額面通りの削減とはならない。 アンモニア専焼によって、CO2削減を演出しているが、専焼による削減効果は、ごくわずかであり、下記の条件で計算すると12.5％しかない。 【計算例】 アンモニア（ [“(NH”) _3）のスペック： 発熱量：約 18.6" MJ/kg"（低位発熱量） 製造時の排出量（ガイドライン案p.5注13）の上限値）：0.87 [“(kg-CO") _2/ [“(kg-NH") _3 これを発熱量あたりに換算すると： (0.87 [“(kg-CO") _2/"kg")/18.6" MJ/kg" ≈0.0468 [“(kg-CO") _2/"MJ" LNGの排出係数（燃焼時）：約 0.0535 [“(kg-CO") _2/"MJ"（約 53.5 [“(g-CO") _2/"MJ"） アンモニア専焼の場合の削減効果 1-0.0468/0.0535=0.125 → 12.5% このような電源を「脱炭素」と称して20年間の投資回収を電気料金で保証することは欺瞞的行為と言わざるを得ない。過渡的措置として認める場合でも、支援期間の大幅短縮や、支援開始初期からの急速な混焼率引き上げ義務を課すべきである。 【該当箇所】 ガイドライン案 p.5(2)参加対象となる電源 （C）について

	【意見内容】 （１）既設の火力電源を、アンモニア混焼や水素混焼、またはCCS付にする場合を脱炭素電源と位置付けることに反対します。 理由 ①既設の火力発電のうち、LNG火力は、アンモニア20%混焼しても2.5%程度の削減効果しかない。水素10%混焼については、水素の炭素条件が明示されておらず、客観的な評価ができない。意見１（２）と同じ問題を指摘する。 ②仮に「グリーンアンモニア/水素」を使用したとしても、「再エネ電気 → 水素/アンモニアに変換 → 海上輸送 → 再び燃やして発電」という工程を経ることで、元の再エネエネルギーの約75%～80%が途中の熱ロス等で消滅すると考えられ、エネルギー的パフォーマンスの悪い方法である。CCSも同様に、エネルギー効率という点で問題があり、今求められている抜本的脱炭素手段とはいえない。 ③石炭火力におけるアンモニア混焼も削減効果は約11%と大きくないし、LNG火力の排出量より大きい。こうした排出量の大きい石炭火力を延命することにより再生可能エネルギーのシェアの拡大を妨げることにつながる。	
	革新軽水炉の建て替え案件に係る制度見直しについて	
7	【意見内容】 日本原子力産業協会と同じ意見ですが、ほぼ同じ考えなのでここに書きます。 1.革新軽水炉の建て替え案件を対象とした、制度適用期間の在り方の検討 革新軽水炉の建て替え案件に関して、建設実績がないことをふまえ、柔軟であり、現場を重視した制度適用期間を検討するよう願います 2. 革新軽水炉の建て替え案件を対象とした、上限価格の見直し 革新軽水炉にはまだ建設実績がなく、今後の技術動向や開発コストとの乖離が生じることもありうるため、上限価格の見直しを引き続き検討しするよう求めます。 3. 革新軽水炉の建て替え案件を対象とした、事業者に帰責性がない費用増加が発生した場合の制度措置の検討 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おける適用上限（当初見積もりの1.5倍まで）及び事業者負担（当初見積もりの1.1倍を超過する費用の10%）については、事業リスクの予見性向上の観点から、今後の開発コストの動向も踏まえ、必要に応じた見直しを検討するよう願います。 *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 4. 革新軽水炉の建て替え案件を対象とした、供給力提供開始期限の見直し検討 導入リードタイムの長い革新軽水炉の建て替えでは、応札時から運転開始までの間に種々の事情変更が発生する蓋然性が高いことから、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の検討をお願いします。 卓上の理論や理想だけではなく、データや現場の様子を重視した現実的なガイドラインにするよう願います。	1. 及び2. いただ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。 3. 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な需要家負担が生じることに繋がりかねないことから、不適切と考えております。 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、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とすることが適切と考えております。「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」に当たるかどうかは、個別の事象ごとに判断いたします。 4. 事業者の帰責性の有無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になるため、難しいものと考えられますが、いただ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。
8	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）p.4 【意見内容】 「本制度の参加登録まで、FIP制度の全支援期間にわたりバランシングコスト相当分のFIP交付金の受領を放棄した電源」とありますが、ここでいう「参加登録まで」、というのは、具体的な期日はいつまでになりますでしょうか？ OCCTOが7/29に実施した説明会では、参加登録の開始は「事業者情報の登録」として10/13からを予定しているとのことでしたが、10/13が到来するまでの間に放棄したことが明示できるようにする必要がありますでしょうか？	広域機関への電源等情報（2026年10月19日～2026年10月23日）の登録の際に、バランシングコスト相当分のFIP交付金の放棄の有無を登録し、バランシングコスト相当分のFIP交付金の受領を放棄していることが分かる書類の提出が必要です。詳細は、広域機関が公表する募集要綱をご確認ください。
9	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）p.4、10 【意見内容】 電力・ガス取引監視等委員会のホームページで「発電側課金制度」のQ2で示されている通り、第2、第3ラウンドの電源は調達期間等が終了してから発電側課金の対象になると理解しております。第2、第3ラウンドの電源が長期脱炭素オークションに参加するにあたり、供給価格を0円/kWhに変更し、かつ、本制度の参加登録までにFIP制度の全支援期間にわたりバランシングコスト相当のFIP交付金の受領を放棄した場合であっても、調達期間中の発電側課金は引き続き免除される理解でよろしいでしょうか？発電側課金がかかる場合には、応札価格の検討に織り込む必要があるため確認させてください。	2024年4月より導入された発電側課金は、その導入が再エネの最大限の導入を妨げないよう、再エネ大量導入小委等の関係審議会での検討を経て、第2・第3ラウンド事業を含む既認定FIT/FIP案件等（認定取得日が2024年3月31日以前の既認定FIT/FIP案件、発電側課金の導入年度の前年度（2023年度）の再エネ特措法の入札で落札された案件、発電側課金の導入年度の前年度（2023年度）までに海洋再エネ整備法の公募を開始した案件）について、調達期間/交付期間が終了してから発電側課金の対象とすることとされています。本年7月に開催された「総合資源エネルギー調査会洋上風力促進ワーキンググループ」において、第2・第3ラウンド事業が長期脱炭素電源オークションに参加するに当たっても、こうした現行取扱いが決定された際の議論や配慮がなお同様に妥当するとの方針が示されました。このため、第2・第3ラウンドで選定された海洋再エネ整備法の公募案件が、長期脱炭素電源オークションに参加する場合であっても、交付期間中の発電側課金は引き続き免除されます。
10	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）（応札年度：2026年度） 3.長期脱炭素電源オークション （2）参加対象となる電源 注7 【意見内容】 「FITの買取対象以外の部分がある電源並びに海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に関する法律（以下「海洋再エネ整備法」という。）に基づく洋上風力発電事業における第2ラウンド及び第3ラウンドの電源のうち、（中略）FIP制度の全支援期間にわたりバランシングコスト相当分のFIP交付金の受領を放棄した電源は除く。」という記載について。 2026年7月14日の洋上風力促進ワーキンググループ資料1「洋上風力を取り巻く環境と当面の案件形成の考え方」のP.16には、長期脱炭素電源オークションに参加可能な第2・第3ラウンドの洋上風力事業における発電側課金について「第2・第3ラウンド事業が長期脱炭素電源オークションに参加するに当たっても、以下のとおり、こうした現行取扱いが決定された際の議論や配慮がなお同様に妥当すると考えられる。」と記載があり、当該ワーキンググループおよび同日に開催された力安定供給ワーキンググループにおいても、この方向性が妥当であることが確認されたと認識している。 この背景を踏まえ、長期脱炭素電源オークションガイドラインにおいても、「長期脱炭素電源オークションに参加が認められる第2・第3ラウンドの洋上風力事業についても本来のFIP交付期間は発電側課金の対象外である」ことを明記したい。	

11	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）6ページ 「オーバーホール（水車及び発電機を全て分解し、各部品の点検、手入れ、取替えや修理）を行う場合であって、主要な設備（発電機（固定子）、主要変圧器、制御盤）の全部を更新するもの」が該当。 【意見内容】 水力電源（揚水式に限る。）の大規模改修案件に適合する条件について、実際のライフサイクルに応じた制度要件に見直しいただきたい。 <修正案> 「オーバーホール（水車及び発電機を全て分解し、各部品の点検、手入れ、取替えや修理）を行う場合であって、主要な設備（発電機（固定子）、発電機（回転子）、主要変圧器、制御盤、可変速用励磁装置、水車ランナ、水車埋設物（ケーシング、スピードリング）、入口弁、水圧鉄管、吸出管）の3点以上を更新するもの」が該当。 ・理由 揚水発電は、設備ごとに更新周期が大きく異なるため、特定の電気設備の更新のみを要件とする現行制度では、実際の大規模改修のタイミングと制度適用のタイミングが一致しない場合があります。 長期にわたる供給力確保という制度趣旨を踏まえれば、発電機回転子、水車ランナ、水車埋設物、入口弁、水圧鉄管等も対象設備に含め、事業者が発電所ごとのライフサイクルに応じて更新設備を選択できる要件へ見直しいただきたいと考えます	水力電源（揚水式）は、ライフサイクルの長い既存電源のインフラ（導水路等の土木設備や水車等）をそのまま活用し、老朽化した電気設備等を更新するケースも多いことから、主要な設備の全部を更新する大規模改修であれば、リブレースに該当するものとし、参加対象としているものです。いただ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。
12	【意見内容】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）及び電力広域的運営機関が意見募集している募集要綱（案）を確認すると、オークションに参加可能な最低設備容量（送電端）は10万kW以上で、異なる場所(託送供給等約款で定める1発電場所ではないもの)を合算して応札できないことが原則であると読み取れる。 他方で、洋上風力のラウンド2/3公募において、公募時点から複数の連系点を承継することを前提としていた海域の案件は、託送供給等約款で定める1発電場所ではないものの、複数の連系点を合算して明白に1つの発電所（当該海域に対してFIP認定も1つ）であることを前提としているため、当該ラウンド2/3公募案件は公募落札にて承継した連系点を合算して1単位で応札することを認めていただきたい。	制度措置の趣旨を鑑みて、海洋再エネ整備法に基づく公募案件の第2・第3ラウンドに限り、託送供給等約款で定める1発電場所でない案件についても、FIP認定が1つの海域は、1単位での応札を認めることとします。
13	【該当箇所】 長期脱炭素オークションガイドライン（案）P 4（2）「参加対象となる電源」 【意見内容】 洋上風力発電事業は、一つの公募占用計画に基づき、資金調達、建設工事、運転開始及び運転維持管理を一体として実施する事業である。一方、一般送配電事業者との接続条件等により、同一事業であっても受電地点、系統コード又は電源等識別番号が複数に分かれる場合がある。このような区分は、事業を複数に分割して実施することを意味するものではなく、系統接続上の事情によって生じるものである。実質的に一つの事業であるにもかかわらず、系統の分割方法によって応札又は落札上の取扱いが異なることは、競争条件の公平性及び投資回収の予見可能性の観点から望ましくない。電源情報の登録、計量及び供給力の管理は電源ごとに行いつつ、同一の公募占用計画に係る複数電源については、その事業の一体性を踏まえた応札及び落札判定を可能とすることが適当である。そのため、海洋再エネ整備法に基づく同一の公募占用計画に係る洋上風力発電事業が、系統接続上の事情（複数系統による公募）により複数の電源情報として登録される場合には、当該複数電源を一体の案件として応札及び落札判定できることを明確にしていきたい。	
14	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）（応札年度：2026年度） 3.長期脱炭素電源オークション （2）参加対象となる電源 ①脱炭素電源 注28 【意見内容】 洋上風力に関してはエリアごとに異なる上限価格と調整係数が設定されている。 募集上限内における上限内電源の決定においては、単純に応札価格の比較のみで行うのか、各エリアごとの調整係数を応札価格に掛ける形で、エリアごとの上限価格の差を考慮して（仮に異なるエリアの複数の電源が上限価格で応札すれば、調整係数を掛けることで結果として同じ価格となるように調整して）上限内電源を決定するのか明確化いただきたい。 また上限内電源となった後の、募集総量全体での落札電源の決定の際においても、単純に応札価格のみで他電源の応札価格との比較を行うのか、エリアごとの調整係数を掛けた形で比較を行うのかも明確化いただきたい。	応札価格の低い電源から募集量を満たすまで落札されます。 調整係数はエリア毎の上限価格の設定に用いるものであり、落札電源の決定に当たって用いるものではありません。
15	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）p5 注書き13「CI値が0.87kg-CO2e/kg-NH3以下となる低炭素アンモニアに限る。」 【意見内容】 CI値は「一律にしきい値（アンモニアであれば0.87Kg-CO2e/Kg-NH3）以下とすればよい」という制度設計は避け、応札する案件の燃料の炭素集約度がしきい値を下回った分だけ応札価格に調整係数を乗じて落札手続きを行うといった、非化石価値に関するインセンティブ制度を付与してはどうか。 ・理由 例えば応札する燃料の炭素集約度をCI-pj、しきい値をCI-sh、応札価格をP-pjとしたとき、落札時の応札価格をP-pj×0.5×（CI-sh－CI-pj）として応札する燃料の炭素集約度が0の場合、落札時の応札価格を半減させる、といった制度。	長期脱炭素電源オークションでは、これまで炭素集約度に関する基準を設けていませんでしたが、水素・アンモニアの事前審査の要件を設定するに当たり、水素等の製造方法の分類によらず、一定の炭素集約度以下であるものを低炭素水素等とする水素社会推進法の趣旨を鑑み、一定の環境価値を有することが重要であると考え、炭素集約度が基準値以下となる低炭素水素・アンモニアであることを求めることとしています。
16	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）p5 注書き13「CI値が0.87kg-CO2e/kg-NH3以下となる低炭素アンモニアに限る。」 【意見内容】 CI値を低炭素水素等の基準としてのみ使用するのであれば、しきい値（アンモニアの場合0.87kg-CO2e/kg-NH3）を下回ったCI値に相当する環境価値に関しては、たとえばクレジット化して販売したとしても、他市場収益としての還付対象から除外することで、CI値がより低い燃料を導入するインセンティブにすることはできないか。 本制度はマルチプライスオークションであり、しきい値以下であることのみを要件とすると、価格競争力を優先で考え、CI値がしきい値の直下である案件（例えば0.86kg-CO2/kg-NH3）に集約され、より低い排出の燃料を開発する動機づけがない。 本制度の支援は2050年代まで継続するため、より低いCI値の燃料を開発するインセンティブを制度に盛り込んだ方がよいと思われる。	

	容量確保契約の締結時における契約金額の調整について	
17	【該当箇所】 長期脱炭素オークションガイドライン（案）P 8（5）容量確保契約の締結 ※2 9 【意見内容】 容量確保契約金額の調整は、供給力提供開始期限が1 0 年未満の案件において、落札時の見積額の補正については、 1．応札時に選択した補正方法による契約単価補正、2．系統接続費の調整、以外については認められない理解で正しいか。 ・理由（可能であれば、根拠となる出典等を添付又は併記して下さい。） 応札時と履行時に一定のタイムラグがあることから、見積価格には変動要素が含まれることが想定される。設計の工夫や交渉等の結果によっては減額方向に行くことが考えられるが、その場合は、契約単価の減額調整はないと整理できるか確認したい。	容量確保契約金額に関する調整として、系統接続費の見積額と精算額の調整、新設・リプレースの追加時の調整、アンモニア・水素混焼設備を専焼化するために建て替える場合の調整があります。詳細は、広域機関が公表する募集要綱及び容量確保契約約款第6条をご確認ください。
18	【該当箇所】 14 【意見内容】 落札価格の自動補正について、日銀貸出約定平均金利の変動を反映するフォーミュラとなっておりますが、このフォーミュラではプロジェクトファイナンス組成に支障が生じます（実際に金融機関様からも同様の声を頂きました）。プロジェクトファイナンス組成の場合、金利はTIBORベースであることが一般的であり、日銀貸出約定平均金利の変動と完全連動しないことから、逆に収支ミスマッチによるストラクチャー上の収支変動リスクを抱えることとなります。今後、プロジェクトファイナンス組成をベースとしたオークション利用者が増えることを踏まえると、自動補正フォーミュラについては、日銀貸出約定平均金利とTIBORの選択制であることが望ましいと考えます。	自動補正式が複雑になることを避ける観点から、日銀貸出約定平均金利とTIBORの選択制は採用していませんが、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。
19	【意見内容】 「長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）」のPage8に、「約定単価から、系統接続費、価格差に着目した支援制度及び拠点整備支援制度の事後精算による修正が生じる。また、毎年度、物価・金利変動等による補正により修正が生じる。」と記載されております。Page10-14には、応札価格に織り込むことが認められるコストが列挙されており、OPEX的性質を持つもの、CAPEX的性質を持つもの双方が含まれています（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 指し、OPEXとは、水素等の継続的な供給に必要な費用を指す）。 既に水素等製造プロジェクトのEPC工事が大筋完了している場合、同進捗に見合うCAPEXは支払済みの為、受入開始前年の物価・金利変動による補正をCAPEXに掛けると、拠出済みCAPEXと比較して過大／過小な経費を受け取ってしまう可能性がございます。従い、CAPEXについては、補正する/補正しないを申請者が選択できるようにして頂きたいと思っております。	水素・アンモニアの可変費補正において、「調達国の消費者物価指数」及び「米ドル為替レート」による自動補正は、それぞれ、自動補正の適用を選択制とします。また、CCSの可変費補正においても、「米国生産者物価指数」、「貯留対象国の企業物価指数」及び「米ドル為替レート」について、同様に選択制とします。 ただし、自動補正式では、「調達国の消費者物価指数」は、「供給力提供開始年度前年の調達国の消費者物価指数/応札年度前年の調達国の消費者物価指数」や、「調達国の消費者物価指数の変化率」といった形で複数回出てきますが、原則として全体に対して適用か非適用かを一括選択することとします。他の指数やレートについても、同様とします。また、御意見を踏まえ、例外として、水素・アンモニアの製造・輸送費のうちのCAPEX及びCCSの輸送・貯留費用のうちのCAPEX部分については、契約内容との整合性を図る観点から、全体での選択状況に関わらず、自動補正の非適用を選択することを可能とします。 なお、上記の自動補正適用の選択制については、過去の既落札案件に対しても遡及して適用することとします。
制度適用期間について		
20	【該当箇所】 3. (6) リクワイアメント P8 注釈32 制度適用期間：「地熱電源、バイオマス電源、太陽光電源、陸上風力電源及び洋上風力電源は20年に限る。」 【意見内容】 「長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）」に対する意見 洋上風力については少なくとも25年までの制度適用期間を認めるべきでないか。 ・理由 再エネ電源についてはFIT/FIP制度との整合性を考慮し20年としたとの説明であったが、一方で例えば洋上風力で基準となっている発電コスト検証WG 30.9円/kWhについては、稼働年数25年を前提に算出された想定値と理解している。係る前提に鑑みれば、少なくとも同年数（25年）までの制度適用期間を認めるべきではないか。 また、FIT/FIP制度と本オークションは対象実需給年度のリクワイアメント・ペナルティの有無や他市場収益の還付要否等、根本的に収入構造が異なるため、係る制度上の違いを考慮せず、制度適用期間のみを統一するとの判断に必ずしも合理性がないのではないか。	再エネ電源（太陽光、風力、地熱及びバイオマス）は、長期脱炭素電源オークションだけでなくFIT/FIP制度の対象でもある中で、本制度において上限価格はFIT/FIP制度を参照した上で、制度適用期間をFIT/FIP制度の20年よりも長くすることは、20年（地熱は15年）の制度適用期間を前提とした調達価格等の設定を通じ、徐々に価格を低減させながら再エネの導入を進めるFIT/FIP制度とのバランスを欠いてしまうおそれがあります。そのため、本制度とFIT/FIP制度の制度適用期間を合わせる方が適切と考えております。 なお、発電コスト検証の30.9円は稼働期間25年を前提としている一方で設備利用率は30％を前提としているのに対し、本制度の洋上風力の上限価格は制度適用期間を20年とする一方で設備利用率を39.3％を前提としており、バランスの取れた設定になっているものと考えております。
供給力提供開始期限について		
21	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）P8 （6）リクワイアメント 落札された電源は、制度適用期間32前及び制度適用期間に含まれる各実需給年度において、容量を提供する電源区分・電源種ごとに課される供給力を提供するための義務（リクワイアメント）を達成することが求められる。また、広域機関はアセスメント結果を容量提供事業者へ通知し、リクワイアメント未達成の場合には、容量確保契約に基づいて算定される経済的ペナルティが科される。 【意見内容】 革新軽水炉の建て替え案件を対象とした、供給力提供開始期限の見直し検討 導入リードタイムの長い革新軽水炉の建て替えでは、応札時から運転開始までの間に種々の事情変更が発生する蓋然性が高いことから、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の検討をお願いしたい。 ・理由（可能であれば、根拠となる出典等を添付又は併記して下さい。） 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が遅延しても、ペナルティの対象とせず、見直しができることが望ましいと考える。 今般の制度見直しにおいて、LNG専焼火力の供給力提供開始期限が、プラントメーカーのリソース逼迫といった実態を踏まえて延長されたことについては、適切な措置であると受け止めている。原子力のような極めて導入リードタイムが長い電源においては、長期間にわたるサプライチェーンの制約や外部環境の変化等、予見困難な事情変更が発生するリスクが高い。火力発電において実態に即した期限の見直しが行われたことと同様に、長リードタイム電源についても将来の不確実性に柔軟に対応できるよう、合理的な範囲での期限延長の仕組みについて、今後の制度検討の課題としていただきたい。 また、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には、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、早期に民間事業者が投資意思決定しやすい制度となるよう、今後の検討をお願いしたい。	事業者の帰責性の有無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になるため、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。

	応札価格に織り込むことが認められるコストのうち「補助金の扱い」について	
22	【該当箇所】 P10 注釈39 【意見内容】 「国や都道府県・市町村から、応札対象の発電設備・蓄電池の費用に対して補助金（申請を伴う減税・免税措置を含む。以下同じ。）を受ける場合は、その金額を控除。本制度の落札後に、新たな補助金を申請して受けることは禁止（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コスト差支援措置は除く。）。」との記載がございます。 表現の問題かとも存じますが、応札価格から控除されている補助金については、申請・受領の確定が本制度の落札後であっても「新たな補助金」には当たらない理解です。ついては、「金額を控除した補助金を除き、本制度の落札後に新たな補助金を申請することは禁止」との文言追加をご検討いただけますと幸いです。	応札価格から控除されている補助金については、申請・受領の確定が本制度の落札後であっても「新たな補助金」には当たりません。
23	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）p.10 【意見内容】 「再生可能エネルギー発電設備に係る課税標準の特例措置（固定資産税）」に関して、この固定資産に関する減免を応札価格（固定資産の課税標準）に反映していた場合でも本制度落札後に申請を行うため、申請して減免を受けることは禁止という理解で宜しいでしょうか。	
24	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）4．監視 （2）応札価格に織り込むことが認められるコスト（p.10-11） 注記 39 「国や都道府県・市町村から、応札対象の発電設備・蓄電池の費用に対して補助金（申請を伴う減税・免税措置を含む。以下同じ。）を受ける場合は、その金額を控除。本制度の落札後に、新たな補助金を申請して受けることは禁止（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 コスト差支援措置は除く。）。」 【意見内容】 補助金（申請を伴う減税・免税措置を含む。以下同じ。）を控除した価格で応札し、事後的に不許可となった場合、不足した費用は事業者の自己負担になると思われるところ、一律補助金申請をしない形でオークションを行った上、落札後の補助金申請も含め、確定した補助金を契約金額から控除する形としてはどうか。 ・理由 投資回収予見性を確保する観点から。	本制度は、応札価格に算入したコストが、落札後の様々な状況変化によって、事業者に帰責性がない理由で増加又は減少することが考えられます。しかし、事業者に帰責性がない理由であっても、以下のような本制度の内容を踏まえると、あらゆるコスト増加又は減少を事後的に落札価格に自動的に反映することは適切ではないため、落札後の価格調整事項を限定する考え方で制度設計を行っています。
①競争入札によって落札電源を決定する仕組みであること、 ②建設費には予備費10％を織り込みを認めていること、 ③電源種毎に一定水準の資本コストの織り込みを認めていること、 ④他市場収益の約1割は留保することを認めていること等		
	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	
25	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）p.11 【意見内容】 「応札時点で既に支出した資本費（検収が済んでいる部分に限る。）」の記載に関して、後に契約金額と相殺される予約金、前払金、中間マイルストーン支払などは契約に基づき支出済みであっても、当該支払に対応する設備または役務の検収が完了していない場合には、「支出した資本費」には該当するものの、「検収が済んでいる部分」には含まれないとの理解でよいか。	御理解の通りです。
	応札価格に織り込むことが認められるコストのうち「建設費」について	
26	【該当箇所】 11 注釈42 【意見内容】 注釈42において、「「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。可変費は、定格負荷の運転時間換算で6か月分の費用に限る。）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（可変費を除く。）は、メインオーク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。」との記載がありますが、ここでいう可変費には、例えば風力発電における試運転期間中に発生する発電側課金やインバランス費用、アグリゲーター費用も含まれると解釈して宜しいでしょうか。試運転期間中は発電が不安定になるため、容量市場メインオークションに容量を供出することは想定されません。したがって、この期間中に生じる可変費は容量市場メインオークションでは回収できず、建設費として応札価格に算入できるようにして頂けますでしょうか？	容量市場の参加対象電源等は、実需給年度において供給力を提供できる電源であり、年度単位で募集を行います。容量提供事業者に対して、リクワイメントの達成状況をアセスメントした上で、実需給年度中に容量確保契約金額の支払いが開始されます。供給力提供開始年度に発生する運転維持費（可変費を除く。固定費含む）は、メインオーク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ません。応札価格への算入が可能な可変費としては、価格が高く、容量市場（や卸市場）での費用回収が困難な、水素・アンモニアの燃料費の一部（LNG・石炭との価格差）及びCCSの可変費に限定しており、風力発電における試運転期間中に発生する発電側課金やインバランス費用、アグリゲーター費用は含まれません。
27	【該当箇所】 11 注釈42 【意見内容】 注釈42において、「「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。可変費は、定格負荷の運転時間換算で6か月分の費用に限る。）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（可変費を除く。）は、メインオーク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。」との記載がありますが、供給力提供開始年度内であっても供給力提供開始日以前に発生する運転維持費（固定費含む）は、建設費として織り込めるものと理解してよろしいでしょうか。供給力提供開始日以前に容量市場メインオークションに容量を供出することは想定されていないため、確認させていただくものです。	
	応札価格に織り込むことが認められるコストのうち「予備費」について	
28	【該当箇所】 長期脱炭素オークションガイドライン（案）P 1 1 4．監視（2）応札価格に織り込むことが認められるコスト 1 資本費 【意見内容】 予備費について、電源横断的に建設費の 1 0 ％と一律の設定とせず、今後は電源種別の特性に応じた比率設定とすることを検討いただきたい。	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。
29	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）P 1 2 系統接続費 【意見内容】 海洋再エネ整備法に基づいて事業者選定された案件は、連系点までの陸上送変電設備も発電事業者がコストを負担して整備することになります。場合によっては数十k mの自営線を敷設しなければならず、また昨今の情勢による資機材調達の難しさは連系地点の電圧に応じて昇圧する変圧器等に顕著に現れています。資機材調達リスクやインフレによるコスト増は連系先の一般送配電事業者にも起こり得ることであり、発電事業者の工事費負担金は発電事業者の事情によらない理由で大幅な増加となる可能性のあるものです。そのため、系統接続に係る費用が応札価格に織り込んだ見積額より高くなった場合、本制度の支払額を上方修正していただくことを求めます。	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な需要家負担が生じることに繋がりかねないことから、不適切と考えております。
このため、本制度では、予備費を応札価格に織り込むことを認めるとともに、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ます。		

30	【該当箇所】 「長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）」第4章（2）（13ページ） 【意見内容】 メンテナンス費用の算定方法の妥当性について 修繕費は運転維持費（固定費）に分類されていますが、実際の修繕費は運転時間に依存する部分が大きいです。将来の運転時間が不透明な応札時点で、これらを固定費として算出させることの合理性について説明を求めます。 理由：稼働状況によって大きく変動するメンテナンスコストを、応札時点で「固定的な運転維持費」として精度高く見積もることは困難であり、事業者のリスク管理上の課題となる可能性があるためです。	
応札価格に織り込むことが認められるコストのうち「廃棄費用」について		
31	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案） 4. 監視 （2）応札価格に織り込むことが認められるコスト（p.12） 廃棄費用「洋上風力は、海洋における施工費 52 の 70%の金額 53 と陸上設備の建設費の 5%の金額の合計金額。」 【意見内容】 洋上風力の場合は、認定済みの公募占用計画に記載している撤去費としてはどうか。 ・理由 公募占用指針上、「海洋に設置した設備の撤去費用は、一律に、海洋における施工費（海洋における基礎、風車、ケーブル、洋上変電所の施工費及びその他施工費。なお、基礎・風車・ケーブル、洋上変電所等の資材購入費は含まない。また、陸上に設置する変電施設や送電線の施工費や施工に要する資材購入費は含まない。）の 70%とする。（撤去費用の金額及び算出根拠については事業者選定における評価の対象とはしない。））」とあることから、陸上設備の撤去費用は必ずしも 5%とは限らず、公募占用計画で見込んでいる費用と乖離が生じることになる。少なくとも海洋再生エネ整備法に基づく公募案件については、公募占用計画における供給価格を 0 円/kWh に変更した上でオークションに参加していることから、公募占用計画との整合性が図られるべきではないか。	本制度において洋上風力の案件が応札価格に含むことができる廃棄費用の金額は、これまで、発電コスト検証において、洋上風力の廃棄費用が「建設費の5%」とされていたことを踏まえ、「（海洋設備と陸上設備の）建設費の5%」としておりましたが、この度、海洋設備については、海洋再生エネ整備法の公募占用指針で確保が必要とされている「海洋における施工費の70%」との金額の乖離に対応するため、公募占用指針を参考に、応札価格に算入可能なコストの上限の引き上げを行いました。陸上設備の廃棄費用については、現状大きな金額の乖離が認められていないことや参加者の公平性も鑑み、建設費の5%のままとしています。
32	【該当箇所】 12 【意見内容】 洋上風力向け撤去費用は"海洋における施工費の70%の金額"とありますが、10%予備費考慮後の数字という理解で問題ないか確認させて頂けますと幸いです。陸上設備の建設費や他電源の建設費は10%予備費考慮後と明記がありますところ、もし考慮可能ということであれば、ガイドラインに明記頂けますと幸いです。特に、洋上風力の海洋工事は、気象・海象条件、船舶需給、港湾制約、サプライチェーン制約等により費用変動が大きく、撤去費用についても同様の不確実性があります。したがって、「海洋における施工費の70%」の基礎となる施工費についても、10%予備費考慮後の金額を用いることができる旨を明確化いただきたいと考えております。	海洋設備については、海洋再生エネ整備法の公募占用指針で確保が必要とされている「海洋における施工費の70%」との金額の乖離に対応するため、公募占用指針を参考に、応札価格に算入可能なコストの上限の引き上げを行ったものであることから、海洋設備の撤去費用については海洋再生エネ整備法に基づく公募占用指針における撤去費用と同様に予備費は考慮いたしません。
33	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）（応札年度：2026年度） 4.監視 （2）応札価格に織り込むことが認められるコスト 1資本費 廃棄費用 【意見内容】 【確認の前提条件】 撤去費用を担保するために金融機関保証状を政府宛に提出する場合、その保証料を加算することができる。 【確認・意見内容】 本保証料の金額の確認に際しては、金融機関からの提示コストを証明するためにどのような証憑が必要となるか。ファイナンス組成上、複数の金融機関からのコスト見積取得が困難な場合は、受領可能な1社からのみ証憑を取得することで問題ないか。	電力・ガス取引監視等委員会に合理的に説明することができる証憑を取得してください。 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、電力・ガス取引監視等委員会において、不当に高額な金額となっていないことの確認が行われます。
34	【該当箇所】 12 【意見内容】 洋上風力向け撤去費用を担保するために金融機関保証状の保証料は応札価格に織り込むことが出来るとのことですが、仮に保証状ではなく、エスクロー口座による信託を開設し、預金等積立を行う手法を選択した場合、当該信託口座開設に関する費用や期中の信託報酬等の諸コストも織り込むことは可能という理解で宜しかったでしょうか。	電力・ガス取引監視等委員会に対して、発電所の建設又は維持管理に必要な固定費であることを合理的に説明することができるのであれば、応札価格への算入は可能です。
35	【該当箇所】 12 【意見内容】 洋上風力向け撤去費用を担保するために金融機関保証状の保証料は応札価格に織り込むことが出来るとのことですが、保証状発行に関して必要とされるアップフロントフィーやその他手配に必要な諸費用も織り込むことが可能か念の為確認させて頂けますと幸いです。	
応札価格に織り込むことが認められるコストのうち「可変費」について		
36	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）13～14ページ ・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、応札容量の年間設備利用率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 ・水素（石炭と混焼する場合に限る。）の燃料費は、応札容量の年間設備利用率 40%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 【意見内容】 水素（LNGとの混焼または専焼）の燃料費については、「応札容量の年間設備利用率40%分の水素の燃料費とLNGの燃料費の差額」と記載されている。ここで、年間設備利用率40%分の水素使用量の算定に用いる発電効率は、発電端の定格効率（設備仕様値）ではなく、所内率、外気温、部分負荷運転その他通常想定される運用条件による効率低下を反映し、事業者が合理的に算定した値を用いるとの理解でよいか。 応札容量と発電端の定格効率に基づいて水素量を算定すると、応札容量の年間設備利用率40%に相当する送電電力量を確保するために必要な水素量が過小に算定されるおそれがある。制度検討作業第22次中間とりまとめのパブリックコメントでも本件に近い確認があったと認識しているが、ガイドライン改正案では対象が応札容量と明記されたことに伴い考え方が変わるものではないという理解でよいか確認したい。 <参考：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(抜粋)>	御理解の通りです。「応札容量の年間設備利用率 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。

	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	
37	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）（応札年度：2026年度） 4.監視 （2）応札価格に織り込むことが認められるコスト 3資本コスト 【意見内容】 【確認の前提条件】 太陽光電源、風力電源又は地熱電源については、そのアセスの対応状況によって税引前WACCが設定されている 【確認・意見内容】 洋上風力電源など、アセス後であっても建設期間の長期化が見込まれる電源が存在することを考慮し、少なくとも洋上風力については個別に税引前WACCを設定するべきではないか。	応札価格に算入することが認められる資本コストについては、全電源において供給力提供開始期限に基づいて設定しています。洋上風力については、本年7月に開催された「総合資源エネルギー調査会 洋上風力促進ワーキンググループ」において示された洋上風力の当面の案件形成の考え方において、黎明期においては着実に案件形成を進め、産業基盤の確立によるコスト低減を図ることとし、コストの状況を継続的にモニタリングを行い、その上で、モニタリングの結果や他の電源とのバランスを踏まえつつ、案件形成の目安のあり方、産業基盤の構築、案件形成の進め方について、見直しを行っていく旨の方針が示されたところです。今後、こうした関係審議会の議論も踏まえながら、見直しの必要性について引き続き検討してまいります。
38	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）（応札年度：2026年度） 4.監視 （2）応札価格に織り込むことが認められるコスト ③資本コスト 【意見内容】 各電源に認められる税引前WACC上限は電源種ごとの供給力提供開始期限に応じて設定されている。洋上風力は8年と設定されているが、国内で既に稼働している、港湾法に基づき整備されたいずれの商用案件も適地選定および公募による事業者の選定から運転開始まで8年以上を要しており、事業者が独自で行う調査や地元調整期間も含めると10年を超えるリードタイムを要している。 また2026年6月5日の電力安定供給ワーキングでも、洋上風力電源の建設リードタイムが長期化していることを踏まえ、実態に即した区分が必要とコメントもあったように、洋上風力の税引前WACC区分は6.5%の設定としていただきたい。	
39	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案） P 1 4 3 資本コスト 【意見内容】 洋上風力の資本コストを太陽光等の他電源と同等に扱うべきではなく、個別設定すべきである。 太陽光のように開発から運転開始までのリードタイムが短く固定価格買取制度以降、導入量が飛躍的に増え成熟期を迎えた電源と、運転開始まで10年程度要し、市場の黎明期である洋上風力のWACCを一律5.5%とすることは合理的ではない。プロジェクトファイナンスの組成においても金融機関から要求されるDSCR等の条件は洋上風力と他電源では大きく異なると考える。事業完遂を確実なものにするためにも、洋上風力のWACC及び上限価格について再考いただきたい。市場として自立するまではプレミアムを限定的に容認すべきである。	
40	【該当箇所】 14 【意見内容】 資本コストの見直しを頂いたことは適切と思いますが、何故、日銀貸出約定平均金利の変動を全体に反映するという簡便的なアプローチを取られたかご教示頂けますでしょうか。宮川委員がご指摘された通り、本来は株主資本コストの見直し（少なくとも10年国債の変動分を反映）もあわせて行われるべきであったのではないのでしょうか。 第102回制度検討作業部会（2025年4月23日）資料4には、"株式の期待収益率は「リスクフリーレート＋β×リスクプレミアム」となり、ベースにリスクフリーレート（10年国債利回り）が内包されている"との記載がありますので、過去の制度検討との整合性を踏まえても、少なくとも株主資本コストの部分については、10年国債利回りの変動幅を参照すべきであったと考えます。	自己資本コストの部分の補正については、ご指摘のように、10年国債の金利の変動分で自動補正する方法も考えられますが、β値やリスクプレミアムの補正など、自動補正式が複雑になることを避ける観点から、日銀の貸出約定平均金利の変化率で自動補正することとしています。
41	【該当箇所】 14 【意見内容】 現状、他人資本コストの参照金利が「日銀貸出約定平均金利」となっておりますが、足元の当該金利水準は10年国債よりも低い水準となっており、実態の他人資本コストを踏えておりません。また、近年、長期脱炭素電源オークションを活用したプロジェクトファイナンス組成が拡大傾向にあります。プロジェクトファイナンスを組成し超長期の融資を組む場合、足元の金利水準は今回見直し頂いたWACCの水準と同程度となることが実態です。そのため、次回以降のオークションでは、金融機関の有識者、実際のオークション利用者に改めてヒアリング頂き、事業者の実態を適切に反映した適切な資本コストの設定を改めてお願い出来ればと思います。	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。
応札価格の監視方法について		
42	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）（応札年度：2026年度） 4.監視 （3）応札価格の監視方法 1 建設費、人件費、修繕費、その他のコスト（委託費、消耗品費等）、可変費 【意見内容】 【確認の前提条件】 代表印が押された信頼できる証憑等の必要書類が揃っていることを前提として、以下のとおり監視を行う。 【確認・意見内容】 本項における代表印とは、証憑類の提出者のものを指すか、オークションに入札する代表事業者を指すか明記してほしい。また代表印が押されていることは、法的拘束力を持つものであることを必ずしも意味しないことを明記してほしい。	証憑等を電力・ガス取引監視等委員会に提出する際には、その頭紙に、応札事業者の代表印を押して、提出するようにしてください。代表印の押印により、応札事業者の意思に基づく文書であると推定し、内容を確認します。
43	【該当箇所】 長期脱炭素オークションガイドライン（案） P 1 5 （3） 応札価格の監視方法 1 建設費、人件費、修繕費、その他のコスト（委託費、消耗品費等）、可変費 【意見内容】 「競争を伴う入札や相見積もりを行っている場合は、原則その金額を適切な金額と認める。競争を伴う入札や相見積もりが未実施（予定価格のみ存在）の場合や特命発注を行う場合（特命発注とした理由をヒアリングなどにより確認）は、不当に高額な金額となっていないことを確認する。」とあるが、洋上風力に関しては海洋再エネ整備法に基づく公募にて、CAPEX・OPEXの算定根拠の妥当性を示すために特定の風車メーカーやEPCから見積もりを取得したうえで公募占用計画を策定し事業者として選定されている。そのため、本オークションに参加するために他のメーカーや他EPCから見積もりを取得するのは適切ではないと考える。	海洋再エネ整備法に基づく洋上風力発電事業における第2ラウンド及び第3ラウンドの電源のうち、ゼロプレミアム案件は、バランシングコスト相当分のFIP交付金を放棄することを前提として、長期脱炭素電源オークションへの参加を認めることといたしますが、公平性の観点から、他の参加者と同様の方法で応札価格の監視を行います。

44	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）（応札年度：2026年度） 4.監視 （3）応札価格の監視方法 1 建設費、人件費、修繕費、その他のコスト（委託費、消耗品費等）、可変費 【意見内容】 【確認の前提条件】 競争を伴う入札や相見積もりを行っている場合は、原則その金額を適切な金額と認める。 競争を伴う入札や相見積もりが未実施（予定価格のみ存在）の場合や特命発注を行う場合（特命発注とした理由をヒアリングなどにより確認）は、不当に高額な金額となっていないことを確認する。 具体的には、「直近の発電コスト検証の諸元等の上限価格の算定にあたって用いた諸元の2倍の水準」を超える予定価格・特命発注部分は、合理的な理由があると認められた場合を除き、応札価格に含めることは認めない。 上述の「2倍の水準」を超えない予定価格・特命発注部分についても、他の案件の金額に比して明らかに高額となっている等の特異な金額となっている場合には監視を行い、合理的な理由があると認められた場合を除き、特異な金額部分は応札価格に含めることは認めない。 【確認・意見内容】 相見積もり等の対応が困難なコストについて、合理的な理由の証明にはどのような証拠が必要となるか明記してほしい。	特命発注となるケースについては、例えば、受注できる業者が1社のみである場合、施工能力のある複数の事業者に見積もり依頼を行ったが1社を除いて見積もりを取得できなかった場合などが考えられますが、こうした状況であることについて、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。それを踏まえて、個々の判断については、電力・ガス取引監視等委員会における実際の監視においての判断となります。
45	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）（応札年度：2026年度） 4.監視 （3）応札価格の監視方法 ①建設費、人件費、修繕費、その他コスト（委託費、消耗品費等）、可変費 【意見内容】 「競争を伴う入札や相見積もりを行っている場合は、原則その金額を適切な金額と認める。」という記載について。 例えば事務所建屋について設計と施工を、設計会社と施工会社に分離発注することを想定しているとする。 応札時点では設計のみ完了しており、その設計に基づく設計会社によるコスト積算が完了している（建設工事は別の施工会社に発注予定であるが、施工会社は未選定であり施工会社による見積りは存在しない）場合、当該建屋に関する応札価格に織り込むコストは設計会社が公表単価・物価等に基づき積算した金額とし、その証拠としては設計会社が積算した結果を提示することは問題ない（つまり金額の根拠が明示可能かつ電源ごとの水準に照らして不当に高額でないのであれば、実際に施工を行う会社による見積りを提示することは必須ではない）と理解してよいか。	個々の判断については、電力・ガス取引監視等委員会における実際の監視においての判断となります。
46	【該当箇所】 長期脱炭素オークションガイドライン（案）P 1 5（3）応札価格の監視方法 1 建設費、人件費、修繕費、その他のコスト（委託費、消耗品費等）、可変費 【意見内容】 「具体的には、「直近の発電コスト検証の諸元等の上限価格の算定にあたって用いた諸元の2倍の水準」を超える予定価格・特命発注部分は、合理的な理由があると認められた場合を除き、応札価格に含めることは認めない。」とあるが、2 0 2 6 年 7 月 1 4 日電力安定供給ワーキンググループの資料4-1「長期脱炭素オークションについて」の1 6 ページでは洋上風力の資本費が5 5、6 万円／kWになっている。一方、2 0 2 5 年 1 1 月 1 0 日洋上風力促進ワーキンググループ（第3 8 回）で公開されたJ W P A 作成の「洋上風力発電事業の産業基盤構築に向けた取組と発電コスト低減の道筋」の9 ページでは「公募選定済の一般海域案件の事業者へアンケートした結果、モノパイル案件（平均）のC A P E X は約9 0 万円／kW」とあり、大きな乖離がある。5 5、6 万円／kW を基準にすると2 倍の水準に抵触してしまい、入札を諦めざるを得ない可能性が生じると考えられるため（特にジャケット式基礎の場合）、諸元の見直しを求める。	個々の判断については、電力・ガス取引等監視委員会における実際の監視においての判断となりますが、競争を伴う入札や相見積もりを行っている場合は、原則その金額を適切な金額と認めることとしております。また、「2倍の水準」を超える予定価格・特命発注部分であっても、合理的な理由があると認められた場合は、応札価格に含めることが認められます。
47	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）（応札年度：2026年度） 4.監視 （3）応札価格の監視方法 2 系統接続費、廃棄費用、固定資産税、発電側課金、事業税、資本コスト 【意見内容】 【確認の前提条件】 「系統接続費は、事業者に算出額の合理性について説明を求める。」との記載を確認。 【確認・意見内容】 送配電事業者との協議のなかで、今後一定のコスト増が見込まれることが確認できた場合、具体的な見積の提示がなくともコストに織り込むことが、コスト試算の前提条件などが明示できれば可能であるか。	電力・ガス取引監視等委員会に対して、合理的に説明することができるのであれば、ご理解のとおりです。
48	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案） 4、監視 （4）応札価格の監視結果（p.15） 監視等委において、監視の結果、個別の費用項目について応札価格に含めることが認められない金額が生じた場合には、事業者及び広域機関に対してその旨を通知する。 事業者はこれを反映した応札価格を再度算定 62 し、監視等委の確認を経た上で、その金額を応札価格とし、通知のあった日から 14 日以内に、広域機関に応札価格の修正を申し出る。 【意見内容】 ・確認内容 応札価格を上限価格に収めるため、事業税や資本コストを低い金額にて織り込んでいた場合、応札価格に含めることが認められない金額が発覚し修正を実施する際は、低い金額を織り込んでいた応札価格から修正するのか、それとも、従来織り込みたかった事業税、資本コストを反映した応札価格から修正を実施するのか。 例) ①上限価格：20 万円/kW/年 ②本来織り込みたかった事業税・資本コストを反映した応札価格：22 万円/kW/年 ③低い事業税・資本コストを反映した応札価格：20 万円/kW/年（上限価格に収めるため 2 万円/kW/年分を低く設定） ④応札価格に含めることが認められない金額が発覚：1 万円/kW/年 ②-④（21 万円/kW/年）となるのか、③-④（19 万円/kW/年）となるのか。 ③-④の場合、本来織り込みたかった 2 万円/kW/年分を充て、応札価格を 20 万円/kW/年とすることは可能なのか。 資本費や運転維持費においても応札価格を上限価格に収めるため見積書よりも低い金額を応札価格算定時に設定することは可能なのか。 ・理由 現在の情勢等を踏まえると、上限価格を超える応札価格となる可能性もあり、事後監視により下方修正が必要となった場合、上限価格分の応札価格からの修正なのか、当初想定に応札価格(上限価格を超えた応札価格)からの修正なのかで事業採算性に影響が生じ、応札取り下げによる脱炭素電源導入機会を逸する懸念があるため。	資本費や運転維持費については、応札価格を上限価格の範囲内に収めるため、見積書よりも低い金額を設定することが可能ですが、当初の応札価格を維持するために上方修正が認められる項目は、本来、応札価格に織り込むことができる金額よりも低い金額を設定していた事業税や資本コストに限られます。以上のことから、左記の例においては、本来織り込むことができた事業税や資本コストの 2 万円/kW/年分を充て、修正後の応札価格を 20 万円/kW/年とすることが可能となります。

49	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）（応札年度：2026年度） 4.監視 （4）応札価格の監視結果 【意見内容】 【確認の前提条件】 監視等委において、監視の結果、個別の費用項目について応札価格に含めることが認められない金額が生じた場合には、事業者及び広域機関に対してその旨を通知する。事業者はこれを反映した応札価格を再度算定し、監視等委の確認を経た上で、その金額を応札価格とし、通知のあった日から14日以内に、広域機関に応札価格の修正を申し出る。 【確認・意見内容】 再提出するコストについては、再度証憑類を含めた再提出、つまりは対応期限である14日以内に再度見積などを各委託先などから受領する必要があるか、もしくは修正コストのみ申し出て後日証憑類の修正版を提出することは可能か。	電力・ガス取引監視等委員会による応札価格の監視において、応札価格に含めることは合理的であるものの応札価格に織り込む金額について修正を要するコストが確認された場合、監視期間中に、応札価格の修正に用いた証憑類の提出が求められます。そのため、監視期間終了後に、証憑類の修正版を提出いただくことは想定していません。
50	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）（応札年度：2026年度） 4.監視 （4）応札価格の監視結果 【意見内容】 【確認の前提条件】 ただし、一部の費用が応札価格に含めることが認められないことにより、投資回収が困難と事業者が判断した場合には、事業者は応札価格に含めることが認められない金額の通知が監視等委からあった日から14日以内に、応札の取り下げをすることができ、広域機関に応札の取下げを申し出る。 【確認・意見内容】 このタイミングで応札を取り下げることが、結果的にオークションの結果に影響を与えず、ペナルティなどが発生しないことを明記してほしい。	電力・ガス取引監視等委員会により応札価格の監視は、応札の受付期間終了後から約定結果の公表前の期間に行います。市場退出が可能な事例及び市場退出時の経済的ペナルティについては、オークションにおける落札電源に係る容量提供事業者と広域機関との間で締結される容量確保契約書の契約条件等を定めた長期脱炭素電源オークション容量確保契約約款において定めているものです。オークションで落札していない電源には適用されません。 なお、広域機関への応札情報の登録完了をもって、容量確保契約の申込を行ったものとみなされ、応札の取り下げが認められるのは、監視等委による監視の結果、応札価格に含めることが認められない金額が確認された場合に限りです。
事後的な費用増加の監視方法について		
51	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）（応札年度：2026年度） 4.監視 （5）事後的な費用増加の監視方法 【意見内容】 【確認の前提条件】 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、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。 【確認・意見内容】 監視結果に問題がなければ、事後的な応札価格の増額が認められることを明記してほしい。 また本件該当するのは送配電事業者との協議結果に基づく系統負担金の増額や政策変更に伴う予期せぬコスト負担の増加が想定されるが、具体的な事例について明記してほしい。	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な需要家負担が生じることに繋がりかねないことから、不適切と考えております。 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、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とすることが適切と考えております。「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」に当たるかどうかは、個別の事象ごとに判断いたします。 なお、送配電事業者との協議結果に基づく系統負担金の増額はこの事象に該当しません。
52	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）P9、P16 （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・リブ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。 【意見内容】 革新軽水炉の建て替え案件を対象とした、事業者に帰責性がない費用増加が発生した場合の制度措置の検討 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おける適用上限（当初見積もりの1.5倍まで）及び事業者負担（当初見積もりの1.1倍を超過する費用の10％）については、事業リスクの予見性向上の観点から、今後の実態コストの動向も踏まえ、必要に応じた見直しを検討していただきたい。 *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 ・理由（可能であれば、根拠となる出典等を添付又は併記して下さい。） 「事業者に帰責性がない他律的な費用」であることからもとと予見は難しい。革新軽水炉の建て替え案件は過去に実績がないことから、今後の開発コストの動向も踏まえ、必要に応じた見直しを検討していただきたい。	
53	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）（応札年度：2026年度） 4.監視 （5）事後的な費用増加の監視方法 【意見内容】 【確認の前提条件】 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、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。 【確認・意見内容】 為替変動などの外部要因で、（応札時に応札者側で見込んだ為替レートと予約時点もしくは支払い時点の為替レートに乖離が生じること等によって）事後的なコストの減少があった場合については、報告の必要はないとの理解で相違ないか。	御理解の通りです。本制度は価格競争入札であることから、基本的に応札価格の事後的な調整は行われません。ただし、「系統接続費」及び「サプライチェーン支援制度・拠点整備支援制度からの支援金額」については、応札後に他律的に金額の変更が生じ得ることから、事後的に約定価格を修正することとしています。物価・金利変動等に伴う契約単価の補正については、容量提供事業者が応札時に選択した補正方法に則り、自動補正されます。
実際の他市場収益のうち「実際の他市場収入」について		
54	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）p.9 【意見内容】 LTDA容量確保契約金額に対する保険金収入は還付対象となる他市場収益には含まれないという理解で良いか？	注釈34のとおり、保険金収入（利益補填型）やヘッジ差損益は、実質的なkWh収入と考えられることから、他市場収益の還付の対象としています。 火災や天候不順によりkWh収入を得ることができないような場合に備え、事業者は利益補填型の保険に加入することにより、kWh収入の減少を保険金収入でカバーすることがあり、このような利益補填型の保険金収入は、実質的なkWh収入と考えられることから、保険金を応札価格に算入しているか否かにかかわらず、他市場収入に含め、他市場収益の還付の対象としています。一方で、災害等により発電設備の損害が生じた場合の物品損害保険や第三者への

55	【該当箇所】 4. (1) ③ 実際の他市場収益の監視 P9 注釈34 他市場収入：「kWh収入（スポット市場収入、時間前市場収入、需給調整市場収入、相対収入、保険金収入（利益補填型）、ヘッジ差損益及びインバランス損益をいう。…）」 【意見内容】 「長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）」に対する意見 他市場収入に該当するkWh収入の例として、保険金収入（利益補填型）やヘッジ差損益は相応しくないのではないか。例えば保険金収入のうち、発電所稼働停止時にも発生する固定費やローン元利返済金等はkWh収入ではないため対象外となるのではないか。ヘッジ差損益もkWhに連動しなければ対象外となるのではないか。「他市場収入」はあくまでkWhに紐づくものに限定するとの趣旨であればその旨を明確に記載いただきたい。 •理由 上記参照。	「他市場収入」はあくまでkWhに紐づくものに限定するとの趣旨であればその旨を明確に記載いただきたい。 賠償に備える賠償保険、長期脱炭素電源オークションのペナルティ事由に該当した場合の経済的ペナルティを補填する保険については、kWh収入とは考えられないことから、他市場収入には該当せず、他市場収益の還付の対象外としています。
56	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）p.18 【意見内容】 相対契約において、市場価格規律を満たした上で本制度で回収できない固定費や可変費部分の収入は還付対象である他市場収益の算出に当たっての収入額には含まれないと理解している。その場合、当該収入に対する保険金収入は還付対象となるkWh収入には含まれないという理解で良いか？	相対契約に対する一定の規律を設けている趣旨は、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点にあるところ、市場価格の水準は、客観的に決定されることから、市場価格規律（市場価格の水準に比して不当に低くない水準以上であることを基本として設定した価格）を満たしていれば、更に追加で、本制度で回収できない固定費や可変費を小売電気事業者が負担したとしても、相対契約に対する一定の規律を設けている趣旨を没却するものではございません。 そのため、御理解のとおり、相対契約の価格を、市場価格規律を満たす価格で設定する場合には、その価格の外で、本制度で回収できない固定費や可変費を小売電気事業者等が負担することは問題となるものではなく、かつ、その部分の収入は、他市場収益の算出に当たっての収入額（還付対象の収入額）には含まれない整理として問題ございません。 上記の整理を踏まえると、本制度で回収できない固定費や可変費の部分の収入をカバーする保険金収入については、kWh収入とは考えられないため、他市場収益の算定に当たっての収入額には含まれません。
57	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）（応札年度：2026年度） 4.監視 （1）監視の必要性 ③実際の他市場収益の監視 注34 および （6）実際の他市場収益の監視方法 ①相対契約に係る規律の監視 （イ）市場価格規律 【意見内容】 ガイドライン（案）P9で「実際の他市場収入」とされる項目の例として、（kWh収入を補填する）「保険金収入（利益保険型）」が挙げられている。 また、ガイドライン（案）P18で「なお、相対契約の価格を（中略）他市場収益の算出に当たっての収入額には含まれない整理として問題ない。」と整理されている。 これらを踏まえると、相対契約の価格を「市場価格規律相当の水準＋本制度で回収できない固定費や可変費」とする場合において、利益保険をkWh収入（相対契約による収入）に付保し、保険金を受け取った際に、他市場収入と見なされるのは「市場価格規律相当の水準」に相当する部分を補填する保険金に限定されると理解してよいか。 つまり相対契約における「本制度で回収できない固定費や可変費」に相当する部分から得る収入は本来は本制度を通じてkW収入として受け取るべきものであり、注34での定義（他市場収入＝kWh収入）には該当せず、この収入をカバーする保険金は還付対象外として扱われると理解してよいか。	
58	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）p.18 【意見内容】 相対契約の価格を市場価格規律を満たす価格以上で契約した場合、本制度で回収できない固定費や可変費を当該相対契約に基づき小売電気事業者等が負担することは認められていると理解している。本制度の応札価格では回収できない固定費や可変費を小売電気事業者等が負担すること（その場合も相対契約の価格は市場価格規律を満たす価格以上）は認められているという理解で良いか。	
59	【該当箇所】 長期脱炭素オークションガイドライン（案） P 1 8 （6）実際の他市場収益の監視方法 1 相対契約に係る規律の監視 （イ）市場価格規律 【意見内容】 「なお、相対契約の価格を、市場価格規律を満たす価格で設定する場合には、その価格の外で、本制度で回収できない固定費や可変費の一部を相対契約に基づき小売電気事業者等が負担することは問題となるものではなく、かつ、その部分の収入は、他市場収益の算出に当たっての収入額には含まれない整理として問題ない」とあるが、これは、言い換えると、以下の通りと理解してよいか。 「落札後、長期脱炭素電源オークションによる収入だけでは回収しきれない固定費や可変費が発生し、その結果、電源種に応じて応札価格に織り込んだW A C C相当の事業報酬を実現できない場合、市場価格規律を満たす価格での相対契約による収入のうち、他市場収益の算出に当たっての収入額には含まないことにすることで、本制度による収入だけでは回収しきれない固定費や可変費を回収し、かつ上記W A C C相当の事業報酬を実現できる水準までの収入は、その全額を他市場収益に含まずに落札者の収入としてよい。また、上記固定費や可変費を回収し、かつ上記W A C C相当の事業報酬を実現した後の相対契約による残りの収入は、その全額を他市場収益の算出にあたっての収入額に含む」	
60	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）（応札年度：2026年度） 4.監視 （6）実際の他市場収益の監視方法①相対契約に係る規律の監視 【意見内容】 アグリゲーターが発電事業者から電気及び非化石価値を調達し、これを小売電気事業者等に対し卸販売するケースにおいて、発電事業者とアグリゲーターとの間のPPAが無差別規律もしくは市場価格規律を充たしている場合には、卸PPAに基づくアグリゲーターの売上げの全部又は一部が、発電事業者の「他市場収入」に該当することはないとの理解でよいか。	原則として容量提供事業者が得る他市場収入が還付対象となりますが、容量提供事業者とアグリゲーターの委託契約により、アグリゲーターの売電収入が容量提供事業者に帰属する場合、容量提供事業者の他市場収入に該当します。また、アグリゲーターの売電収入が容量提供事業者に帰属しない場合については、容量提供事業者からアグリゲーターへ電気の卸販売が行われているものと考えられるため、容量提供事業者とアグリゲーター間で締結された卸契約額が他市場収入に該当し、還付の対象となります。

61	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）（応札年度：2026年度） 4.監視 （6）実際の他市場収益の監視方法①相対契約に係る規律の監視 【意見内容】 アグリゲーターが発電事業者から電気及び非化石価値を調達し、これを小売電気事業者等に対し卸販売するケースにおいて、アグリゲーターから小売電気事業者等への卸PPAの売電価格が「発電事業者からアグリゲーターへの販売価格」と「アグリゲーションフィー」相当額（アグリゲーションに要するコストとこれに対する合理的な利潤）の合計値である場合には、卸PPAに基づくアグリゲーターの売上げは発電事業者の「他市場収入」に算入されないと理解しているが、その理解でよいか。	
62	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）（応札年度：2026年度） 4.監視 （6）実際の他市場収益の監視方法①相対契約に係る規律の監視 【意見内容】 アグリゲーターが発電事業者から電気及び非化石価値を調達し、これらを小売電気事業者等に対し卸販売する場合（但し、非化石証書についてはバーチャルPPAに基づき需要家に直接販売する可能性がある）、発電事業者とアグリゲーターとの間の取引が無差別規律もしくは市場価格規律を充たしていることを前提として、アグリゲーターの売上及び小売電気事業者等の売上のいずれも、発電事業者の他市場収益に算入されないと理解でよろしいでしょうか。また、これは、発電事業者、アグリゲーター及び小売電気事業者等との間に相互に親子会社関係その他の資本関係がある場合においても同様の理解でよろしいでしょうか。	
実際の他市場収益のうち「実際の可変費」について		
63	【該当箇所】 「長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）」第4章（2）（13～14ページ） 【意見内容】 可変費への基本料金の算入可否について 可変費（燃料費等）の定義において、ガス調達や電気受電に係る「基本料金」等の固定的な支出を可変費として算入できるのか、あるいは運転維持費として扱うべきなのか、その区分を明確に示していただけないでしょうか。 理由： 他市場収益の計算において可変費の範囲は重要ですが、支出側の基本料金等の固定的なコストの扱いが現在の定義では曖昧であるためです。	燃料費や電気料金は、基本料金のような固定的にかかる費用と、従量料金のような可変的にかかる費用の片方又は両方が含まれることが想定されます。 基本料金は固定的にかかる費用なので、建設費や運転維持費として応札価格に算入することが可能です。 一方で、従量料金については、発電量に可変的に応じて発生するコストなのであれば固定費ではなく可変費となりますので、応札価格には算入できず、他市場収益の還付の計算における「可変費」に算入可能です。 従量料金が、発電量に関係なく発生するコストなのであれば、固定費（運転維持費）として応札価格に算入することが可能です。 したがって、燃料費や電気料金については、応札時に、合理的な考え方に基づき、「総額」と「固定費と可変費の割合」を決めていただき、その割合にしたがって、応札価格に含める固定費を算出してください。
64	【該当箇所】 P.10 脚注35 【意見内容】 可変費の例として「可変費に係る資本コスト（応札価格に含めた分は除く。）」が含まれていますが、この計算方法について確認させてください。例えば還付計算において他市場収益から控除対象となる可変費の合計に、応札時に適用された税前WACC（太陽光電源、風力電源、地熱電源のうち、アセスが済んでいない電源の場合：最大5.5%）を乗じた金額といった考え方でよろしいでしょうか。	落札電源の当該年度の可変費に相当する資本コストの実績額であると合理的に説明できるような計算方法を用いてください。
65	【該当箇所】 10頁の脚注35「可変費に係る資本コスト」 【意見内容】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）について、以下の意見を提出する。 ・意見、理由：本ガイドラインでは資本コストを「税引前WACC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」として用いているため、ここでは「可変費に係る資本コスト」ではなく「可変費に係る金利」とした方が明確ではないか。	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。
実際の他市場収益の監視のうち相対契約に係る規律の監視について		
66	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）（応札年度：2026年度） 4.監視 （6）実際の他市場収益の監視方法①相対契約に係る規律の監視 【意見内容】 アグリゲーターが発電事業者から電気及び非化石価値を調達し、これを小売電気事業者等に対し卸販売するケースにおいて、相対契約に係る規律（無差別規律、市場価格規律）を満たしているかどうかは、発電事業者とアグリゲーターとの間で締結される相対契約の内容に基づき判断することになる（すなわち、ガイドラインに記載のある「小売電気事業者等」を「アグリゲーター」と読み替えてルールが適用される）との理解でよいか。	容量提供事業者とアグリゲーター間の契約の内容により異なります。 アグリゲーターの売電収入が容量提供事業者に帰属する場合など、容量提供事業者とアグリゲーターが共同で発電事業を行っている場合、相対契約に係る規律の確認は、アグリゲーターと小売電気事業者等の契約で行います。一方、容量提供事業者からアグリゲーターへ電気の卸販売を行っている場合は、相対契約に係る規律の確認は、容量提供事業者とアグリゲーター間で締結された卸契約で行います。
67	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）（応札年度：2026年度） 4.監視 （6）実際の他市場収益の監視方法①相対契約に係る規律の監視 【意見内容】 ①応札事業者が、応札電源により発電する電力を小売電気事業者等に相対契約で販売することを想定しているとき、その相対契約の単価およびその他の内容について、締結後速やかに監視等委員会による無差別規律もしくは市場価格規律を満たしているかの監視を受ける必要があり、適切に規律が満たされていない場合は、「実際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」を元に行う」と理解している。 ②小売電気事業者等が応札電源により発電される電力を調達し、それを需要家等に販売する際に得る収益は本制度に基づく他市場収益還付の対象外であると理解している。 締結する相対契約の価格において無差別規律もしくは市場価格規律が適切に満たされ、またその相対契約に基づく応札事業者による他市場収益の還付が適切に行われている前提において、応札電源の電力の販売先である小売電気事業者等の資本構成（小売電気事業者等が発電事業者の親会社・子会社又はその他のグループ会社であるとの関係を含む）や設立時期は上記①、②のプロセスおよび判断の結果に影響を与えるものではないということを確認させていただきたい。 またアグリゲーターが発電事業者から電気及び非化石価値を調達し、これを小売電気事業者等に対し卸販売するケースにおいても、上記の理解に変わりはないと理解してよいか確認させていただきたい。	御理解の通りです。応札電源の電力の販売先である小売電気事業者等及びアグリゲーターの資本構成や設立時期により、他市場収入の範囲が変わることはありません。 なお、アグリゲーターが発電事業者から電気及び非化石価値を調達し、これを小売電気事業者等に対し卸売りするケースについては、容量提供事業者とアグリゲーター間の契約の内容により、相対契約に係る規律の対象範囲が異なります。 アグリゲーターの売電収入が容量提供事業者に帰属する場合など、容量提供事業者とアグリゲーターが共同で発電事業を行っている場合、相対契約に係る規律の確認は、アグリゲーターと小売電気事業者等の契約で行います。一方、容量提供事業者からアグリゲーターへ電気の卸販売を行っている場合は、相対契約に係る規律の確認は、容量提供事業者とアグリゲーター間で締結された卸契約で行います。

68	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）（応札年度：2026年度） 4.監視 （6）実際の他市場収益の監視方法 1相対契約に係る規律の監視 【意見内容】 【確認の前提条件】 実際の他市場収入（kWh収入及び非化石価値収入）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、以下の（ア）と（イ）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。 【確認・意見内容】 無差別規律と市場価格規律のいずれかを満たしていれば問題なく、双方を必ず満たす必要はないこと、また原則どちらかを選択する必要はなく事業者で任意に規律を指定できることを明記してほしい。	ガイドラインに記載の通り、実際の他市場収入（kWh 収入及び非化石価値収入）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、以下の（ア）と（イ）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ります。（ア）と（イ）のいずれかの規律が満たされていない場合は、実際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」を元に行うこととなります。
69	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）（応札年度：2026年度） 4.監視 （6）実際の他市場収益の監視方法 1相対契約に係る規律の監視 【意見内容】 【確認の前提条件】 監視等委の監視に先立ち、落札事業者は、相対契約を締結した場合には、速やかに契約書等の証憑を監視等委に提出する。 【確認・意見内容】 監視のタイミングは契約締結後しか認められないか（調印前の事前確認などは可能か）。 契約書上の文言として、監視等委の監視をクリアできなかった場合は効力を失効するなどの文言を設定していたとしても特段問題ないか。	ガイドラインに記載の通り、相対契約に係る規律の監視は、相対契約の締結後に行います。 事業者の判断により、契約書上の文言として、監視委の監視をクリアできなかった場合は効力を失効するなどの文言を設定することは構いません。
70	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案） p.16 【意見内容】 （ア）と（イ）のいずれかの規律を満たしているか、監視等委による監視は相対契約締結前にも受けることが可能か。	
71	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案） p.19 【意見内容】 無差別規律に基づく場合だけでなく、市場価格規律に基づいて相対契約を締結する場合についても、「市場価格の水準に比して不当に低くない水準」に該当すること及び「本制度で回収できない固定費」の算定内容について、相対契約締結前に監視等委員会による確認を受けることが可能か。	
72	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）（応札年度：2026年度） 4.監視 （7）実際の他市場収益の監視結果 ①相対契約に係る規律の監視 【意見内容】 プロジェクトファイナンスを組成する案件において、相対契約の締結が融資実行の必要条件となる事例が多くある。プロジェクトのスケジュールの具体化・予見可能性の確保のため、相対契約の監視に係る標準的なリードタイムを設定いただきたい。	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。
73	【該当箇所】 22 【意見内容】 相対契約に係る規律について、契約締結時に監視等委の監視を受けた相対契約については、提出時点の情報に重大な虚偽又は不備がない限り、事後的又は遡及的に当該契約価格が否認されないことを明確化いただきたいです。 プロジェクトファイナンス組成上、制度適用期間中の事後的否認リスクが残る場合、長期の収入予見性が損なわれ、資金調達に支障が生じるおそれがあります。	（7）実際の他市場収益の監視結果に記載の通り、監視等委は、落札事業者の相対契約の内容が規律を満たしているかについて監視し、当該落札事業者に対して監視結果を通知します。その後、異議申立プロセスを経て、監視結果を確定します。 また、実際の他市場収益の金額及び算定に係る監視において、落札事業者が実際の他市場収入として報告した相対収入の金額が、相対契約締結時の監視において確認した価格又は契約どおり決定されているかを確認します。
74	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）（応札年度：2026年度） 4.監視 （6）実際の他市場収益の監視方法 1相対契約に係る規律の監視 （イ）市場価格規律 【意見内容】 【確認の前提条件】 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する。 ・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 ・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 【確認・意見内容】 過去の市場価格を参照する場合、その契約期間が過去の実績期間を超えていた場合は最大限参照しうる期間の平均価格で問題ない旨を明記してほしい（逆に任意の期間は設定できず、最大帰還を参照する必要があることを明記してほしい）。 過去の期間の参照については、契約締結時点を起算点とする必要があり、その他の基準は認められないことを確認したい。 相対契約を更新する場合、そのタイミングで再度上記基準に基づいた契約価格の設定が必要となることを確認したい。	「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」を選択する場合で、過去の市場価格実績の期間を超える長期相対契約を締結する場合、契約締結時点から遡って実績を採録可能な最長期間（「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」（注釈70））の市場価格の平均価格を参照します。過去の期間の参照については、当該相対契約の価格決定のタイミング等、採録可能かつ合理的な説明ができる範囲で可能な限り直近の時点から遡って御参照ください。 相対契約の変更・更新時には、変更後の当該相対契約が規律を満たしているかについて、再度監視委による監視を受ける必要があります。契約変更後に「過去の市場価格の平均価格」を参照する場合、当該変更契約の価格決定のタイミング等、採録可能かつ合理的な説明ができる範囲で可能な限り直近の時点から遡って御参照ください。

75	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）p.18 【意見内容】 市場価格規律にて相対契約の価格を設定する場合、参照可能な市場価格データの期間が相対契約期間より短い場合の算定方法について、制度上明確化いただきたい。 市場価格の水準に比して不当に低くない水準として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適用する場合、相対契約の供給期間と同等の期間にわたる市場価格データが存在しないケースが想定されます。例えば、相対契約期間が20年間である一方、市場価格データとして参照可能な実績値が10年分しか存在しない場合です。このような場合には、利用可能な市場価格データの範囲内で、相対契約の供給期間を超えない期間まで遡って市場価格の平均価格を算出し、当該価格を相対契約の供給期間に亘って有効となる、比較基準として用いることでよいか、ご確認いただきたいと考えます。
76	【該当箇所】 「長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）」に対する意見 4. (6)①(イ) 市場価格規律 P18 脚注70 過去の市場価格：「スポット市場は、小売全面化が開始した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。」 P18 脚注71 平均価格：「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...」 【意見内容】 他市場収益に関し、市場価格規律を満たす相対契約の価格を設定する場合に、kWh収入及び非化石価値収入について20年間の長期契約を締結しようとする、同期間に相当する参照可能な過去の実績が存在しません。 脚注70によると、スポット市場については2016年度以降、高度化法義務達成市場については2021年度以降の価格データが取得可能ですが、上記のような場合においては、両市場について、それぞれ相対契約締結時点で取得可能な最長期間（相対契約締結日からこれらの時点まで遡った期間）の市場価格実績の単純平均値又は約定量による加重平均値を算出し、これらを合計した価格を用いて20年間の契約価格を設定することで問題ないという理解でよいでしょうか。 例えば、2030年4月1日に供給期間を20年間とする相対契約を締結する場合であれば、kWh収入については2016年度～2029年度の14年間の期間、非化石価値については2021年度～2029年度の9年間の期間の、市場価格実績の単純平均値又は約定量による加重平均値を用いて、20年間の契約価格を設定することでよろしいでしょうか。 ・理由 上記参照。
77	【該当箇所】 4. (6)①(イ) 市場価格規律 P17-18 【意見内容】 「長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）」に対する意見 他市場収益に関し、市場価格規律を満たす相対契約の価格を設定する場合に、kWh収入及び非化石価値収入について20年間の長期契約を締結しようとする場合、同期間に相当する参照可能な過去の実績が存在しないため、例えば、「供給期間に属する各年度の価格は、当該年度から遡った一定期間（例えば、5年間）の市場価格の平均価格の合計値とすること」を契約締結当初から定めること（すなわち、毎年度過去5年間の市場価格で洗い変える旨を合意すること）は認められるでしょうか。 ・理由 上記参照。
78	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）（応札年度：2026年度） 4.監視 （6）実際の他市場収益の監視方法 ①相対契約に係る規律の監視 （イ）市場価格規律 注70,71 【意見内容】 市場価格規律において参照する「同じ長さの過去の市場価格の平均価格」について、相対契約（法的拘束力を有する最終合意）の締結日以外の日（たとえば、相対契約に関する基本合意の日）を起算日として、当該相対契約と同じ長さ「過去」に遡る形で算出するという考え方も許容されるかどうか確認させていただきたい。
79	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）（応札年度：2026年度） 4.監視 （6）実際の他市場収益の監視方法 ①相対契約に係る規律の監視 （イ）市場価格規律 注70,71 【意見内容】 市場価格の水準として、「①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」、「②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」のいずれかを参照する必要があり、参照期間としてスポット市場価格は2016年度以降、高度化法義務達成市場価格は2021年度以降に限定されている。 仮に20年間の期間の相対契約締結を2028年5月20日に行う場合、以下の対応および理解に問題ないことを確認させていただきたい。 ・①の価格として、「相対契約の供給期間と同じ長さの過去の市場価格」として参照できる市場価格は存在しないことになるが、このような場合には、参照しうる最長の期間の過去の市場価格（すなわち、スポット市場については2016年4月1日から2028年5月19日までの市場価格の平均価格、高度化法義務達成市場については2021年4月1日から2028年5月19日までの市場価格の平均価格）を「相対契約の供給期間と同じ長さの過去の市場価格」に相当するものとして参照する。またその価格は、20年間の相対契約期間を通じて固定することが可能。 ・②の価格として、相対契約期間の各年度の市場価格平均として参照し、相対契約期間を通じて変動させる。

80	【該当箇所】 4. (6)①(イ) 市場価格規律 P17-18 【意見内容】 「長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）」に対する意見 他市場収益に関し、市場価格規律を満たす相対契約の価格を設定する場合に、kWh収入及び非化石価値収入について、契約締結時点の過去市場価格実績を参照して20年間の長期契約を締結した後、市場価格が大幅に上昇又は下落した場合、当初契約を見直し、新たな価格水準で契約を再締結することは認められるのでしょうか。また、そのような価格改定又は再契約が認められる場合、以下のような方法は認められるでしょうか。 ① 再契約時点が2031年4月1日であり、相対契約の残存供給期間が19年間ある場合：再契約時点で取得可能な最長期間（スポット市場については2030年度から2016年度まで、高度化法義務達成市場については2030年度から2021年度まで）の市場価格実績の単純平均値又は約定量による加重平均値を算出し、これらを合計した価格で固定価格を設定 ② 再契約時点が2041年4月1日であり、相対契約の残存供給期間が9年間ある場合：再契約時点で取得可能な最長期間（スポット市場については2040年度から2016年度まで、高度化法義務達成市場については2040年度から2021年度まで）の市場価格実績の単純平均値又は約定量による加重平均値を算出し、これらを合計した価格で固定価格を設定 ③ 再契約時点が2041年4月1日であり、相対契約の残存供給期間が9年間ある場合：再契約時点で過去9年間（スポット市場・高度化法義務達成市場ともに2040年度から2032年度まで）の市場価格実績の単純平均値又は約定量による加重平均値を算出し、これらを合計した価格で固定価格を設定 •理由 上記参照	
実際の他市場収益の監視のうち「本制度で回収できない固定費」について		
81	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案） 4. 監視 （6）実際の他市場収益の監視方法（p.18） 注記 73「本制度で回収できない固定費は、「建設費の実績額＋運転維持費＋建設費の実績額を反映した資本コスト－本制度から得られる容量収入（可変費を除く。）」を基本として合理的に計算した金額とする。以下同じ。」 【意見内容】 ・確認内容 建設費の実績額とは何か。定義付けをお願いしたい。 ・理由 応札価格で算定している建設費ではなく、供給開始時点において実際にかかった建設費であると思われるところ、不明瞭なため定義付けをお願いするもの。	御意見を踏まえ、注釈71（旧注釈73）の記載を以下の通り修正しました。 本制度で回収できない固定費は、「資本費＋運転維持費＋資本コスト－本制度から得られる容量収入（可変費を除く。）」を基本として合理的に計算した金額とする。資本費及び資本コストのうち建設費及び系統接続費は実績額を反映し、予備費は反映しないものとする。以下同じ。 建設費の実績額は、実際に建設に要した建設費を想定しています。為替レートについても、実際に支出した実績値を用いてください。応札価格に価格に計上した予備費を超過して発生した建設費も含めることは可能です。
82	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）p.18 【意見内容】 「建設費の実績額」とは応札価格に計上した予備費を超過して発生した建設費も含めることが可能か。	
83	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）p.18 【意見内容】 建設費に外貨建て費用が含まれる案件については、「建設費の実績額」の算定における為替レートの取扱いを明確化いただきたい。 現行制度では、応札価格への計上に用いる為替レートについて特段の指定がないため、「建設費の実績額」は設備価格や工事費等の実績のみならず、為替変動の影響も受けることとなる。その結果、事業者の努力では管理困難な為替要因によって建設費が変動し、制度上認められる「建設費の10%」の範囲が実質的に為替変動リスクの吸収に充当される可能性がある。 しかしながら、「建設費の10%」は本来、建設工事に係る不確実性や予期せぬ追加費用に対応するための予備費として設けられているものであり、事業者によるコントロールが困難な為替変動への対応に使用せざるを得ない状況は制度趣旨に照らして適切ではないと考える。 このため、外貨建て費用については、応札時点の基準為替レートを用い、為替変動影響を別途考慮する仕組みを設けるなど、「建設費の10%」が本来の建設予備費として機能する制度設計となるよう検討いただきたい。	
84	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）p.18 【意見内容】 建設費に外貨建て費用が含まれている場合、「建設費の実績額」は実際に円貨で支出した金額という理解でよいか。	
85	【該当箇所】 長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）p.18 【意見内容】 「本制度で回収できない固定費」の算定方法について、変動電源である再生可能エネルギー電源に関する算定方法を明確化いただきたい。ガイドライン案では、「建設費の実績額＋運転維持費＋建設費の実績額を反映した資本コスト－本制度から得られる容量収入（可変費を除く。）」を基本として合理的に計算した金額と記載されているものの、当該固定費を相対契約価格へ反映する際の発電量前提が明示されていない。 洋上風力等の変動電源は、風況等の自然条件により単年度の発電量が大きく変動するため、単年度実績発電量を用いて固定費相当額を算定すると、未回収固定費単価が年度ごとに大きく変動し、需要家・発電事業者双方にとって長期契約の予見性が低下する。また、P90発電量等の保守的な発電量を用いた場合には、実績発電量が当該前提を上回ることによって、本来想定していた還付金額を超える還付が生じる可能性がある。そのため、未回収固定費の算定に用いる発電量については、「応札時又は事前監視時に確認された長期平均発電量（P50発電量等）を用いて算定する」又は「制度上認められた発電量前提をあらかじめ固定し、当該前提に基づいて未回収固定費をkWh単価へ換算する」などを明確化いただきたい。	相対契約の価格を、市場価格規律を満たす価格で設定する場合には、その価格の外で、本制度で回収できない固定費や可変費の一部を相対契約に基づき小売電気事業者等が負担することは問題となるものではなく、かつ、その部分の収入は、他市場収益の算出に当たっての収入額には含まれない整理としています。このため、本制度で回収できない固定費は、市場価格を満たす価格の外で回収するものであり、その価格に反映する際の発電量の前提は、事業者において設定するものと考えています。
86	【該当箇所】 P18本文及び注釈73 【意見内容】 P18本文「なお、相対契約の価格を、市場価格規律を満たす価格で設定する場合には、その価格の外で、本制度で回収できない固定費（注釈73）や可変費を相対契約に基づき小売電気事業者等が負担することは問題となるものではなく、かつ、その部分の収入は、他市場収益の算出に当たっての収入額には含まれない整理として問題ない。」との記載及び同ページの注釈73「本制度で回収できない固定費は、「建設費の実績額＋運転維持費＋建設費の実績額を反映した資本コスト－本制度から得られる容量収入（可変費を除く。）」を基本として合理的に計算した金額とする。以下同じ。」との記載については、考え方をより明確にする必要がある事項に該当するため、今回見直されたものであると理解しています。つきましては、実際の運用段階における監視の考え方や対象範囲、具体的な計算方法等について、検討会等でその詳細を示していただけると幸いです。	注釈71(旧注釈73)は、小売電気事業者等が相対契約の価格の外で負担する、本制度では回収できない固定費の計算方法の考え方を示したものです。この考え方に即して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ください。

	実際の他市場収益の監視方法について	
87	【該当箇所】 19頁の脚注75「当該卸契約による想定収入」	御理解の通りです。
	【意見内容】 ・意見、理由：ここでの想定収入の算定においても、19頁の本文で「他市場収益の算出に当たっての収入額に含まれないと整理することを認める」とされている収入は、想定収入には含まれないとの理解でよいか。	
88	【該当箇所】 20頁の本文「落札電源の想定利益（相対価格）を下げて、休廃止電源が発生する費用より大きい収入を得ることを防止するため、休廃止電源が発生する費用より大きい収入を得ていないことを確認。」	「休廃止電源の費用計上額の妥当性」については、監視等委による監視において当然確認することになりますが、その上で、今回の仕組みでは、「落札電源と休廃止電源の費用をセットで別々の価格で販売する」ようなケースにおいて、休廃止電源の価格を費用と同額以下に制限することを求めていることから、（事業者が）「『休廃止電源が発生する費用』より大きい収入を得ていないことを確認」という表現をしています。
	【意見内容】 ・意見、理由：「休廃止電源が収入を得る」という表現には違和感があり、確認したい対象は収入額ではなく費用計上額の妥当性であると考えられる。このため、「休廃止電源が発生する費用より大きい費用を計上していないことを確認」とした方が明確ではないか。	
89	【該当箇所】 21頁の脚注81「本制度による支援を受けて建設された設備等を、落札電源以外の用途に使用する場合」	本制度による支援を受けて建設された設備等を、落札電源以外の用途に使用する場合としては、例えば、本制度に「既設火力をCCS付きにするための改修」の案件として参加し、本制度の支援を受けてCO2分離回収設備等のCCS関連設備を建設し、求められるCCSのリクワイアメント（年間CO2貯蔵率リクワイアメント）を満たした上で、追加でCO2を分離回収してCO2の販売を行う場合、LNGタンクを第三者に利用させる場合、水素燃料を転売する場合など、他市場収入が発生するケースを想定しています。
	【意見内容】 ・意見、理由：どのような利用形態を想定しているのかが必ずしも明確ではない。このため、制度運用上の解釈の違いを防ぐ観点から、対象となる具体的な事例（例：LNGタンクを第三者に利用させて得た収入）をガイドラインに例示してはどうか。	

※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。

次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会電力安定供給ワーキンググループ「長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）」等に対する意見募集を実施した際の、「長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（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。

＜長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて（案）＞

変更箇所	変更内容（赤字）	備考																																																												
注釈 12	CCS は、海外貯留の「輸送費用のうちの OPEX」と「貯留費用のうちの OPEX」（いずれも燃料費・電気代を除いた費用に限る）。	御意見を踏まえた修正																																																												
2.2.1（２）⑤（n）	~~LNG 専焼の他市場収益の還付額を事前に固定化するとした場合に、どの程度の水準が妥当かを検討するため、以下の前提で試算を行ったところ、参考図 52 のとおり平均で 8,753 円/kW/年となった。~~ ~~➤ LNG 燃料を長期契約で調達する場合は、燃料費の余剰リスクを回避するため、小売事業者との長期の相対契約で売電することが考えられるが、相対契約による他市場収益の実績を試算することは困難であることから、代替の手段として、スポット市場で売電したと仮定した他市場収益の推定値を計算した。具体的には、過去 10 年の卸市場価格（1 日平均）と LNG 燃料費を元に、「卸市場価格（1 日平均）→ LNG 燃料費」となる日は発電を行い、「卸市場価格（1 日平均）— LNG 燃料費」の年間合計を他市場収益として算定。~~ ~~➤ 燃料費は、市場支配力を有する発電事業者は、2021 年 11 月以前は在庫単価（調達済み加重平均価格）での限界費用入札を行っていたため、より近い指標である JLC（月平均価格）を使用し、同年 12 月以降は多くの発電事業者が追加的な調達を考慮した価格（JKM ベース）での限界費用入札に移行したため、JKM（月平均価格）を使用。~~ ~~➤ 上記の試算は、限界費用で入札し、「卸市場価格＞燃料費」となる日には発電する前提で試算しているが、実際は再エネや原子力の増加に伴い稼働率が低下する可能性があるため、それを加味し、稼働率の上限を 40％（水素・アンモニア・CCS の可変費支援においても、今後の稼働率の低下を考慮して、40％までの可変費支援を実施している）とする。~~ ~~➤ 2016・2017 年度は、卸市場の流動性が低く、限界電源が石油火力の時間帯が多かったと考えられるため、除外。~~ ~~➤ 2020 年度は、燃料切れによる市場価格の高騰が生じたが、現在はインバランス料金ルールの変更により、スパイラル的な卸価格の上昇が生じづらい制度となっているため、次々頁のとおり他市場収益を補正。~~ ~~この試算をベースに、事前に固定化する場合の他市場収益の還付金額については、事務局が一定の前提の元に試算を行い、8,753 円/kW/年の約 9 割 の 8,000 円/kW/年とすることについて、事務局から提案があった。これに関し、委員からは、仕組みについて賛同する意見もあったが、還付水準を 8,000 円/kW/年とすることの妥当性について判断する材料が十分ではなく、引き続き多角的に妥当性の検証が必要との意見が多く出された。このため、事前に固定化する場合の還付水準のあり方について、検討を継続することとした。~~ ~~（参考図 52）還付額の試算~~ <table><tr><th>年度</th><th>卸市場価格＞燃料費 の日の割合(A)</th><th>他市場収益 (円/kW)</th></tr><tr><td>2016</td><td>100.0%</td><td>29,063</td></tr><tr><td>2017</td><td>100.0%</td><td>29,856</td></tr><tr><td>2018</td><td>91.5%</td><td>17,855</td></tr><tr><td>2019</td><td>76.0%</td><td>10,189</td></tr><tr><td>2020</td><td>60.5%</td><td>55,457</td></tr><tr><td>2021</td><td>61.6%</td><td>18,365</td></tr><tr><td>2022</td><td>13.2%</td><td>7,368</td></tr><tr><td>2023</td><td>33.6%</td><td>5,604</td></tr><tr><td>2024</td><td>40.5%</td><td>6,813</td></tr><tr><td>2025</td><td>39.5%</td><td>5,381</td></tr><tr><td>10年平均</td><td>61.6%</td><td>18,595</td></tr></table> 各種補正 <table><tr><th>40%を上限に補正した稼働率</th><th>他市場収益 (円/kW)</th></tr><tr><td>—</td><td>—</td></tr><tr><td>—</td><td>—</td></tr><tr><td>40.0%</td><td>7,805</td></tr><tr><td>40.0%</td><td>5,366</td></tr><tr><td>40.0%</td><td>18,996</td></tr><tr><td>40.0%</td><td>12,788</td></tr><tr><td>13.2%</td><td>7,368</td></tr><tr><td>33.6%</td><td>5,604</td></tr><tr><td>40.0%</td><td>6,721</td></tr><tr><td>39.5%</td><td>5,381</td></tr><tr><td>36.6%</td><td>8,753</td></tr></table>	年度	卸市場価格＞燃料費 の日の割合(A)	他市場収益 (円/kW)	2016	100.0%	29,063	2017	100.0%	29,856	2018	91.5%	17,855	2019	76.0%	10,189	2020	60.5%	55,457	2021	61.6%	18,365	2022	13.2%	7,368	2023	33.6%	5,604	2024	40.5%	6,813	2025	39.5%	5,381	10年平均	61.6%	18,595	40%を上限に補正した稼働率	他市場収益 (円/kW)	—	—	—	—	40.0%	7,805	40.0%	5,366	40.0%	18,996	40.0%	12,788	13.2%	7,368	33.6%	5,604	40.0%	6,721	39.5%	5,381	36.6%	8,753	審議会での議論状況にあわせて修正
年度	卸市場価格＞燃料費 の日の割合(A)	他市場収益 (円/kW)																																																												
2016	100.0%	29,063																																																												
2017	100.0%	29,856																																																												
2018	91.5%	17,855																																																												
2019	76.0%	10,189																																																												
2020	60.5%	55,457																																																												
2021	61.6%	18,365																																																												
2022	13.2%	7,368																																																												
2023	33.6%	5,604																																																												
2024	40.5%	6,813																																																												
2025	39.5%	5,381																																																												
10年平均	61.6%	18,595																																																												
40%を上限に補正した稼働率	他市場収益 (円/kW)																																																													
—	—																																																													
—	—																																																													
40.0%	7,805																																																													
40.0%	5,366																																																													
40.0%	18,996																																																													
40.0%	12,788																																																													
13.2%	7,368																																																													
33.6%	5,604																																																													
40.0%	6,721																																																													
39.5%	5,381																																																													
36.6%	8,753																																																													

還付水準を8000円/kWに固定した際の超過損益（機械的試算）

		稼働率		
		30%	40%	50%
卸売価格－燃料費	1円	▲5400円/kW	▲4500円/kW	▲3600円/kW
	2円	▲2800円/kW	▲1000円/kW	800円/kW
	3円	▲200円/kW	2500円/kW	5200円/kW

（参考図 53）スポット市場への限界費用入札の考え方の変更

第68回制度設計専門会合
(2021年12月21日) 資料7

各社による限界費用の見直し状況について

- 11月下旬以降、東北電力、JERA、関西電力が順次各社のホームページにおいて限界費用の考え方の見直しを表明。各社における新たな限界費用の考え方が相場操縦に当たらないかといった観点から監視委において確認した上で、**12月上旬以降、確認の完了した社より順次、新しい限界費用を適用。**
- 12月上旬のスポット市場価格は11月の水準と比較して低位で推移しており、**現時点で市場価格への大きな影響は確認されていない。**スポット市場への供出価格を追加的な調達価格を考慮した単価に見直した事業者については、燃料の追加調達がより合理的になるため、これを許容することにより、**各社の追加調達を促し、売り切れによる極端な価格スパイクを抑制する効果が期待される。**
- 監視等委員会事務局においても、入札価格・量の両面で、引き続き厳格に監視を実施していく。
- なお、第66回、67回制度設計専門会合にて議論いただいた機会費用を考慮した限界費用の考え方については、現時点で採用している事業者はいない。

各社による限界費用の見直し反映と足下の価格状況

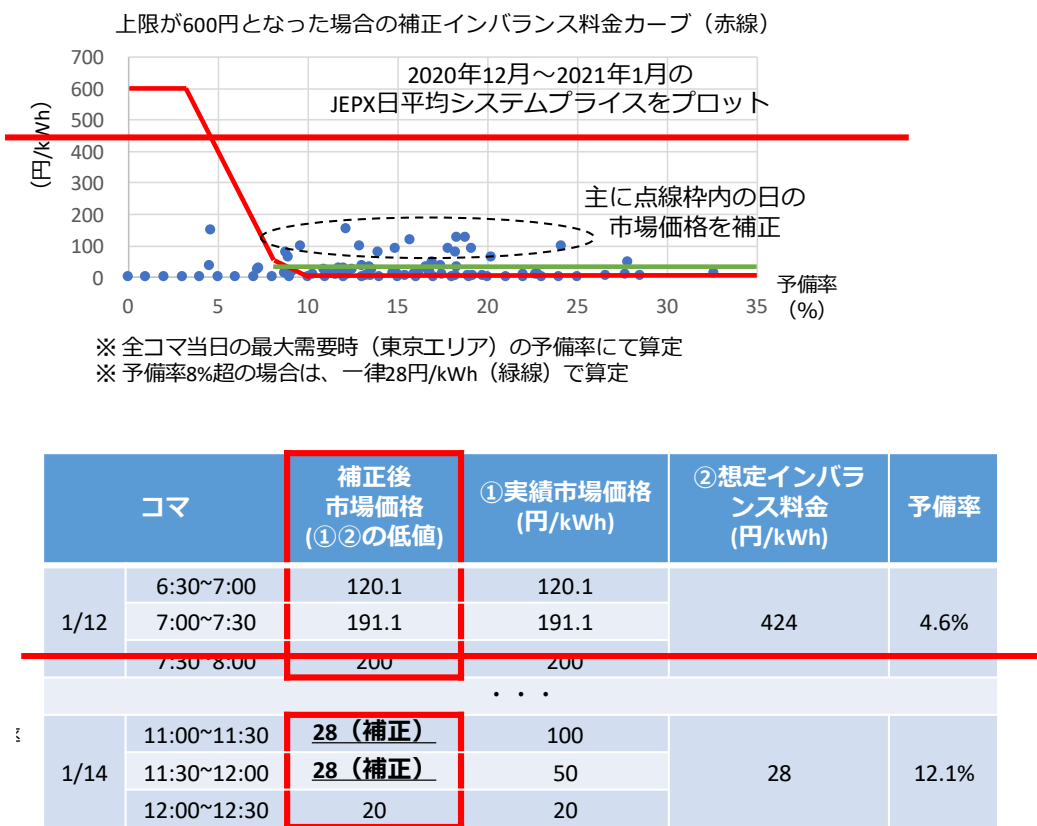
	単位： 円/kWh	12/1 (木)	12/2 (木)	12/3 (金)	12/4 (土)	12/5 (日)	12/6 (月)	12/7 (火)	12/8 (水)	12/9 (木)	12/10 (金)	12/11 (土)	12/12 (日)	12/13 (月)	12/14 (火)	12/15 (水)	12/16 (木)	12/17 (金)	12/18 (土)	12/19 (日)	12/20 (月)	12/21 (火)
システム プライス	平均価格	19.4	20.0	17.5	15.5	14.2	19.3	19.1	20.2	15.9	18.2	13.0	12.9	15.4	21.4	16.8	18.9	16.7	17.3	15.6	18.7	18.3
	最高価格	31.1	34.0	34.0	23.8	27.7	28.7	27.9	38.0	25.0	34.3	17.0	17.1	39.6	42.4	26.4	26.8	26.9	27.8	19.7	35.5	35.5
東北エ アプ ライ ス	平均価格	16.7	16.3	13.8	14.3	14.3	18.1	19.9	21.3	15.8	17.1	12.6	13.0	13.7	19.0	14.7	16.9	16.9	16.6	16.2	19.4	18.2
	最高価格	28.3	30.0	17.0	17.1	28.7	39.6	34.7	33.3	26.5	35.6	17.0	17.1	35.2	40.0	27.2	25.0	26.3	27.0	22.9	35.5	35.1
東京エ アプ ライ ス	平均価格	18.4	17.6	14.8	14.3	14.3	19.0	20.3	26.0	16.5	19.5	12.9	13.0	15.6	22.2	17.3	18.6	17.1	16.6	16.2	19.4	18.5
	最高価格	31.2	30.9	17.0	17.1	28.7	39.6	34.7	50.0	26.5	35.6	17.0	17.1	35.2	40.0	28.0	29.8	26.3	27.0	22.9	35.5	35.1
関西エ アプ ライ ス	平均価格	19.6	20.6	19.4	17.2	16.3	19.1	19.0	17.5	17.3	17.2	14.0	12.9	16.3	21.1	18.2	17.9	17.0	19.3	16.2	18.9	16.5
	最高価格	35.0	35.9	44.1	25.0	28.7	28.7	28.5	30.0	26.6	28.7	25.0	17.2	39.6	40.0	28.0	25.9	26.9	39.6	22.9	35.5	28.0

※ 各社による限界費用の見直し反映された後の約定価格は黄色着色部分。

LNG火力の総発電量に占める
3社のLNG火力の発電量シェア：78%
＜参考＞
● 総発電量：3,191億kWh
● 内、3社の発電量：2,496億kWh
※資源エネルギー庁「電力調査統計表」
2021年度データより算定

2020 年度冬季の市場価格高騰時では、当時のインバランス料金が市場価格を基礎に算定される仕組みであったことから、需給ひっ迫時には市場価格の上昇がインバランス料金の土
昇につながり、それが さらに市場価格の高騰を助長する、いわゆるスパイラル的な価格上昇が生じ得る構造であった。一方、現行のインバランス料金制度では、需給ひっ迫時に
いて、市場価格とは連動しない需給ひっ迫時補正インバランス料金が適用される仕組みとなっており、2020 年度当時のようなスパイラル的な市場高 騰は生じにくい制度設計とな
っている。したがって、将来の他市場収益を試算するにあたっては、2020 年度冬季の実績市場価格をそのまま用 いるのではなく、現行のインバランス料金制度を前提とした価格
水準に補正する。具体的には、2020 年 12 月から 2021 年 1 月までの 2 か月間について、「①実際の市場価格」と「②想 定インバランス料金 54」を比較し、②の方が低い場合に
②の値を採用することで、当時の市場価格を補正した。

（参考図 54）2020 年度の他市場収益の補正

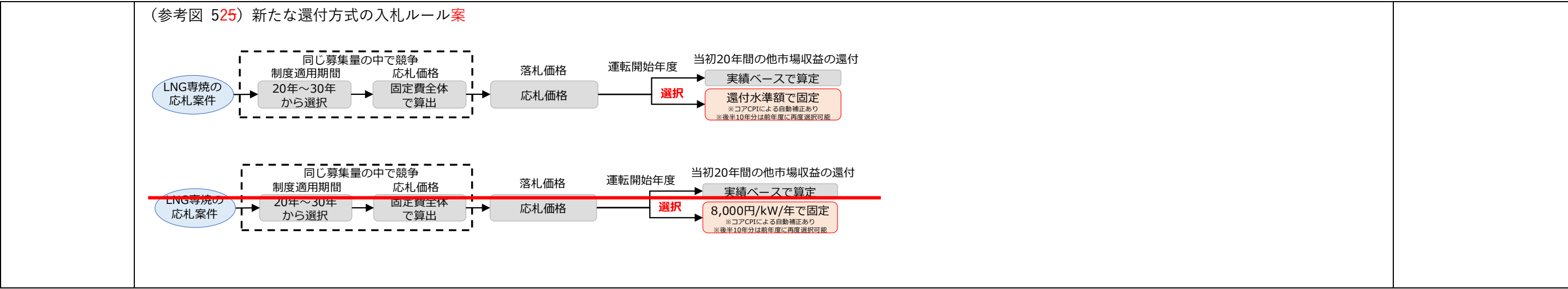


還付の方式を 2 つ作ることになるため、新たな還付方式の入札ルールは、以下のとおりとする方向で、検討を継続することとした。

- 現行制度との選択制とし、落札後、運転開始年度（供給力提供開始年度）で、他市場収益の還付を「現行制度（実績ベース）」か「新たな仕組み（還付水準額 8,000 円/kW/年に固定）」のいずれかを選択 55
- 応札価格は、現行制度と同様に「固定費全体」で算定し、「現行制度を選択する案件」と同じ募集量の中で競争。
- 落札した場合、応札価格を落札価格とする。※現行制度と同様に、毎年度、落札価格の自動補正を行う。
- 実際の他市場収益が試算値の 8,753 円/kW/年から大きく乖離する可能性もあるが、その場合でも、事業者が過剰収益を受けられることを防止するため、「還付水準額 8,000 円/kW/年の固定還付」を行う期間は 20 年に限定し、制度適用期間が 20 年超となる場合は、21 年目以降は現行制度と同様の「実績ベース」での還付とする。逆に、事業者に大幅な損失が生じる可能性にも配慮し、20 年間の後半 10 年間は、再度、還付方法（実績 or 固定）を選択できることとする。
- 不当な還付逃れを防止するための規律である相対契約の規律は、新たな仕組みでは 還付水準額 8,000 円/kW/年の還付が必要となり、不当な還付逃れが想定されないため、適用しない。

なお、LNG 専焼以外の電源種についても、新たな仕組みに対するニーズはあると考えられるが、LNG 専焼以外の電源種は、可変費が小さい電源種が多く、他市場収益の金額水準が大きい。このため、「他市場収益の設定値と実績」が乖離した場合の影響が大きく、国民負担に与える影響も大きいため、新たな仕組みの対象電源はまずは LNG 専焼に限り導入することとした 54。

また、LNG 燃料の長期契約の確保を促進する観点から、過去の落札案件についても新たな仕組みを選択できることとした。



< 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
注釈 31	~~入札年度に関わらず、8,000 円/kW/年をコア CPI で補正していくこととし、具体的には、8,000 円/kW/年を 2025 年のコア CPI で除して、当該実需給年度の前年のコア CPI を乗じて算定した金額とする。事前に固定化する場合の還付水準及び水準の設定方法については、審議会での検討を継続することとし、その結果を、本ガイドラインに反映する。~~	審議会での議論状況にあわせて修正
注釈 34	kWh 収入（スポット市場収入、時間前市場収入、需給調整市場収入、相対収入、保険金収入（利益補填型）、ヘッジ差損益及びインバランス損益をいう。なお、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（需給調整市場収入をいう。）、非化石価値収入（非化石価値取引市場収入及び相対収入をいう。）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（LNG タンクを第三者に利用させて得た収入、水素燃料を転売して得た収入など）をいう。以下同じ。）をいう。	御意見を踏まえた修正
注釈 71	本制度で回収できない固定費は、「 ~~資本費建設費の実績額~~ ＋運転維持費＋ ~~建設費の実績額を反映した~~ 資本コスト－本制度から得られる容量収入（可変費を除く。）」を基本として合理的に計算した金額とする。 ~~資本費及び資本コストのうち建設費及び系統接続費は実績額を反映し、予備費は反映しないものとする。~~ 以下同じ。	御意見を踏まえた修正