

容量市場 長期脱炭素電源オークション容量確保契約約款（案）に関する意見募集に寄せられたご意見および本機関回答

No.	対象文書	ご意見	回答
容量確保契約金額について			
1	第2章 容量確保契約金額	資金調達コスト低減、電気料金の低減の観点から、建設期間中から投資回収できる仕組みを導入していただきたい。 <理由> 建設リードタイムが長く、高額の出資が必要な電源については、建設期間中から投資回収できる仕組みを導入することで、資金調達コストが軽減され、ひいては電気料金の低減につながる。	頂いたご意見は今後の制度検討の参考とさせていただきます。 (本件は、資源エネルギー庁に確認した結果を踏まえて回答しております。)
容量停止計画について			
2	第3章 権利及び義務	計画停止期間において、第9条第4項④に記載している「本機関が合理的と判断した場合」とはどういう場合か例を教えてください。 ないでしょうか。	個別の事例を確認して判断するため、一律の回答は致しかねます。 事象が発生した際に、個別に本機関へお問い合わせください。
市場退出ペナルティ			
3	第3章 権利及び義務	市場退出時の経済的ペナルティ金額を引き上げることとしてはどうか。 <理由> 契約電源については、長期の供給力提供責任を負うことが望ましく、制度適用期間中の市場退出については、より厳格なペナルティを課すことが望ましいと考えるため。	市場退出時の経済的ペナルティは、容量市場における対価を得ることができないことに加えて、契約価格の10%を追加的に求めていることから、供給力の提供が不確実な電源の参入は防止できていると考えており、引き上げることは参入障壁につながる虞もあるため、今後の制度検討の参考にさせていただきます。 (本件は、資源エネルギー庁に確認した結果を踏まえて回答しております。)
制度適用期間前のリクワイアメント・アセスメント・ペナルティについて			
4	第3章 権利及び義務	第13条 制度適用期間前のリクワイアメントについて、長期エネルギー貯蔵システムに適用されている蓄電池と同様の4年間にされているが、当該設備が火力と類似する発電方式があることを踏まえ、グリッドコード（※同様LNG専燃火力）と同じ6年間への変更が望ましい。 ※2025年5月28日資源エネルギー庁 第103回 制度検討作業部会資料3-3「長期脱炭素オークション」に基づく。	長期エネルギー貯蔵システムの建設リードタイムは、資源エネルギー庁のヒアリング調査を踏まえ、蓄電池と同様の4年が適切と考えております。 (本件は、資源エネルギー庁に確認した結果を踏まえて回答しております。)
5	第3章 権利及び義務	導入リードタイムの長い電源では、その間に種々の事情変更が発生する蓋然性が高まることから、供給力提供開始期限の5年前までの申告を条件に、同期限の合理的な範囲での延長を認めていただきたい。 <理由> 導入リードタイムの長い電源の原子力では入札段階で決定した運転開始時期には不確実性がある。このため建設準備ならびに建設工事を計画的かつ安全に進めるため、帰責性にかかわらず当初の運転開始の5年前までに事業者が申請することにより、運転開始期限を超えて運転開始しても、ペナルティの対象とせず、見直しができることが必要である。 一方、原子力発電の新規建設には、サプライチェーンの維持・強化ならびにそれを支える人材確保と育成が必須である。厳しいペナルティの回避を理由に事業の意思決定が遅れた場合、サプライチェーンや人材などにネガティブな影響が産業大に及ぶ恐れがあるため、配慮をお願いしたい。	帰責性にかかわらず延長を認めることは、供給力提供開始期限を設定している趣旨を没却することになるため、難しいものと考えられますが、頂いたご意見は今後の制度検討の参考とさせていただきます。 (本件は、資源エネルギー庁に確認した結果を踏まえて回答しております。)
対象実需給年度前のリクワイアメント・アセスメント・ペナルティについて			
6	第3章 権利及び義務	第16条 対象実需給年度前のリクワイアメント①(2)の余力活用契約ですが、締結の期限を早めに決定して公表いただくようお願いします。 (2024年10月公表の実務説明会資料スライド25注3では“実需給年度の前年”とされておりその明確な時期は明らかにされていないところですが、専用線に係るプロセス等を鑑みるとスケジュール面でこのリクワイアメントが最もクリティカルかつペナルティも重大であり（市場退出）、早期に明確化すべき部分と考えられるため） なお“前年”とする必然性が明確でなく、“前年度中まで”で必要十分と考えます。	余力活用に関する契約の締結期限については、メインオークションと合わせ前年12月末とするか、また供給力提供開始時期に応じて期限を延長するかどうかについては、今後検討してまいります。

No.	対象文書	ご意見	回答
対象実需給年度のリクワイアメント・アセスメント・ペナルティについて			
7	第3章 権利及び義務	容量停止計画について、契約電源の停止またはアセスメント容量以下の出力が認められるのが8,640コマ（180日）である理由を教えてください。	容量市場の制度設計において、発電設備の作業停止の実態を踏まえ、設定しております。 詳細は、第13回 容量市場の在り方等に関する検討会 資料4をご確認ください。
8	第3章 権利及び義務	第19条 ①（１）供給力の維持について、「容量市場 長期脱炭素電源オークション募集要綱（応札年度：2024年度）及び長期脱炭素電源オークション 容量確保契約約款に関する意見募集（意見募集期間: 2024年7月17日～2024年7月30日）」の約款に対する意見募集結果のNo.13において、「脱炭素燃料（水素、アンモニア等）が調達できない場合、LNG・石炭で代替えることで供給力を提供したとしても、「供給力の維持」のペナルティ対象とはなりません。」とあるが、CCS付火力においてもCO2回収なしで供給力を提供した場合も同様にペナルティ対象とはならないことで良いか。	CCS付火力においてCO2回収なしで供給力を提供したとしても、「供給力の維持」の経済的ペナルティとはなりません。 なお、年間CO2貯蔵率の達成として別のリクワイアメントが課されておりますので、ご認識ください。
9	第3章 権利及び義務	年間最低混焼率について、70%の混焼率が求められている。例えば20%混焼・年間設備利用率が40%想定の場合、14%以上（20%×0.7）の混焼が達成できれば良いということか。	ご理解のとおり、約款 第19条第1項(4)において、契約容量に含まれる脱炭素燃料部分の年間最低混焼率の達成をリクワイアメントとしており、年間最低混焼率は、年間設備利用率に応じて算定いたします。
10	第3章 権利及び義務	ペナルティの算出時に要求される稼働率については、各変動電源種において実態に合わせた数値となるよう、昨年度からの見直しをお願いしたい。 例えば洋上風力の39%超というのは日本において限られた地域のみで達成可能な数値であり、多くの案件は現実的にペナルティを支払うこととなってしまいます。	変動電源は、日射量・風量・水量等の立地条件が悪い電源を排除するため、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。なお、2025年度応札の設備利用率は、調達価格等算定委員会で設定された値を用いております。
他市場収益の還付について			
11	第3章 権利及び義務	他市場収益の還付が必要となるのは、制度適用期間（供給力提供開始年度の翌年度）からという認識で間違いないか。その場合、供給力提供開始年度における運転開始が例えば9月であった場合、9月から翌年3月までは還付対象外という認識でよいか。	ご理解のとおり、他市場収益の還付の対象は制度適用期間であるため、供給力提供開始時期が属する年度（供給力提供開始時期から年度末まで）は対象外となります。
12	第3章 権利及び義務	第28条第1項①ですが、“応札価格に織り込まれている資本コスト”を、貴機関はどのように確認するのでしょうか（還付時に容量提供事業者に申告させ、その値を採用するのでしょうか。）。 またその確認手段は、応札年度2023年度及び2024年度で約定した電源についても同様でしょうか。	応札時に用いた応札フォーマットに記載の資本コストを確認します。応札年度2023年及び2024年で落札された電源についても同様です。ただし、約款第31条第1項⑧、⑩の事由により契約単価が修正される場合は、契約変更時点の資本コストを確認します。
13	第3章 権利及び義務	第28条第1項①ですが、“応札価格に織り込まれている資本コスト”がゼロの場合、95%の還付は生じないという理解で合っているでしょうか。	資本コストが"ゼロ"の場合は、ご理解のとおり約款 第28条第1項①の還付対象は生じません。ただし還付の算定においては、約款 第28条第1項②、③の還付対象の合計を還付額とする点にご留意ください。
不可抗力について			
14	第3章 権利及び義務	第29条（不可抗力事由に関する条文）の第1項ただし書きでは、「第11条第1項②から④及び⑧のいずれかに該当し、その場合に科される第12条に示す市場退出時の経済的ペナルティには、本項を適用しません」とあるが、第12条第2項では、第11条第1項第5号、第6号、第7号又は第8号の事由による市場退出となった場合、不可抗力事由として取り扱い、経済的ペナルティを科しないと規定されています。いずれにせよ第11条第1項⑧は第12条第2項から経済的ペナルティの対象外という理解だが、第29条では経済的なペナルティが科される前提であるように読めるのは誤記でしょうか。または、別の経済的ペナルティの対象となるケースがあり得るのでしょうか。	約款 第29条第1項について、第11条第1項②から④及び⑨のいずれかに該当し、その場合に科される第12条に示す経済的ペナルティには本項は適用しないこととなります。ご指摘を踏まえ、約款を修正いたします。

No.	対象文書	ご意見	回答
15	第3章 権利及び義務	事業者に帰責性のない事象に伴う供給力提供開始の遅延発生（供給力提供開始期限の超過）の場合は、容量契約確保金額を容量収入として得られる期間を短縮しないでいただきたい。 <理由> 容量確保契約金額を容量収入として得られる期間を短縮するペナルティは、建設コストの大きい原子力では高額な減収が生じ、事業に深刻な影響を生じる懸念があるため、事業者に帰責性のない事象に伴う遅延の場合には、容量収入が得られる期間を短縮するペナルティを削除する制度的対応を検討していただきたい。	約款の当該リクワイアメントの条項における異議申立、もしくは第29条第1項の不可抗力として認められた場合には、経済的ペナルティを適用しない場合があります。個別の事例を確認し、判断いたします。 (本件は、資源エネルギー庁に確認した結果を踏まえて回答しております。)
16	第3章 権利及び義務	事業者に帰責性がなく発生する長期停止にはペナルティを課さないでいただきたい。 <理由> 固定費の割合が大きく契約容量の大きい原子力では、長期停止にともなうペナルティによる収入減少が高額にのぼるため、その負担が経営に与える影響は大きい。 また、事業者に帰責性がなく発生する長期停止の上限(180日相当)の設定については合理的でない。大幅な収入減少が生じないような、ペナルティ基準の設計ならびに制度的な措置を検討いただきたい。 具体的には、事業者に帰責性がなく発生した長期停止期間は停止の上限である180日相当にはカウントしないでいただきたい。 また、ペナルティの支払い時期の猶予を設けるなど、急激な経営への影響を緩和する制度措置をお願いしたい。	
17	第3章 権利及び義務	自主的安全性向上の対策の実施により供給力提供開始の遅延（供給力提供開始期限の超過）が発生する場合、容量契約確保金額を容量収入として得られる期間を短縮しないでいただきたい。 <理由> 原子力利用は、安全性の確保が大前提であり、事業者は、規制基準に適合することにとどまらず、常に安全性の高みを目指した取り組みを継続していくことが求められている。現行制度では、自主的な安全性向上対策に関する供給力提供開始の遅延が発生する場合、ペナルティとして、容量契約確保金額を容量収入として得られる期間が短縮される。自主的安全性向上に伴う遅延をペナルティ適用から除外し、事業者やサプライチェーンからの自主的安全性向上に対する新たな提案や取り組みの実施が積極的に起こるような制度にしていきたい。	
18	第3章 権利及び義務	自主的安全性向上の対策の実施による長期停止には、供給力の維持ペナルティを課さないでいただきたい。 <理由> 原子力利用は、安全性の確保が大前提であり、事業者は、規制基準に適合することにとどまらず、常に安全性の高みを目指した取り組みを継続していくことが求められている。自主的な安全性向上対策にかかる長期停止が発生する場合、供給力の維持ペナルティを課さないでいただきたい。具体的には、長期停止期間は停止の上限180日相当にはカウントしないでいただきたい。自主的安全性向上に伴う停止をペナルティ適用から除外し、事業者やサプライチェーンからの自主的安全性向上に対する新たな提案や取り組みの実施が積極的に起こるような制度にしていきたい。	
19	第3章 権利及び義務	電力系統の周波数変動や電圧低下など、系統側の突発的な事由により蓄電池設備が自動的に保護停止した場合、その停止が第9条第5項に規定される「計画外停止」とみなされるのか、それとも第29条に規定される「不可抗力事由」として扱われるのか、ご教示いただきたい。	
権利義務および契約上の地位の譲渡について			
20	第4章 契約の変更等	第32条 権利義務及び契約上の地位の譲渡”ですが、貴機関による審査等の標準処理期間又はそれに類したものを定めて公表いただき、手続の予見性を確保いただくようお願いいたします（現に特段の事情なく本手続に長期間（10か月以上）を要しており、標準処理期間等の定めがないと事業に支障が生じるおそれがあると考えられたため）。	手続きが必要となった場合には、個別に本機関へお問い合わせください。 なお、当該手続きに関する資料の公表要否も、今後検討してまいります。

No.	対象文書	ご意見	回答
別紙1 物価・金利変動等に伴う契約単価の補正方法について			
21	別紙1 物価・金利変動等に伴う契約単価の補正方法	自動補正式における建設工事デフレーターの基準年度（入札年度の前年度）および企業物価指数等の基準年（入札年度の前年）の定義を確認したい。 例えば、第3回オークション（入札年度2025年度）の落札電源であれば、それぞれ以下になるという理解で良いか。入札年度の前年度：2024年度，入札年度の前年：2024年	ご理解のとおりです。
22	別紙1 物価・金利変動等に伴う契約単価の補正方法	念のための確認ですが、1.(1)の資本費の建設工事費デフレーターによる補正が※1で“1回のみ”とされているのは、（当該補正がされた容量確保契約金額を受領するのが1回のみという意味ではなく）“容量確保契約金額のうち資本費部分が1回のみ補正され、補正された当該金額を制度適用期間にわたって受領し続ける”という意味で合っているのでしょうか（建設費が高騰した場合に最初の1回のみ補正された金額を受領しても恩恵が少ないと考えられたため）。 もしそういった意味ではない場合、2回目(2年目)以降はどのような補正がされた金額を受領するのでしょうか（コアCPIでしょうか、それとも補正なしでしょうか。）。	資本費の建設工事費デフレーターによる補正は制度適用期間の期首において1回のみのため、以降の制度適用期間にわたり、補正された資本費を含む契約単価を用いて算定した容量確保契約金額を交付いたします。
23	別紙1 物価・金利変動等に伴う契約単価の補正方法	契約単価の補正方法を応札時に選択することになっていますが、年ごとに容量提供事業者 zu 有利な補正方法で補正すべきだと考えます。 （今回補正方法が見直されたのは当初の補正方法が実態と合っていなかったためですが、今後の将来においても補正方法の適否が現在の見込みから乖離することは十分に想定されます。したがって年ごとに最適な補正を行うべきであり、応札時にその後20年（又はそれ以上）拘束される条件を選択させるのは合理的ではなく、事業の長期予見可能性を高めるはずのものだった制度の趣旨にもそぐわないと考えます。）	契約価格に織り込まれる費用は、応札事業者とそのステークホルダーの契約状況に応じて補正可否を選択できることとしております。年ごとに容量提供事業者が有利な方法で補正するものではないと考えておりますが、今後の制度検討の参考にさせていただきます。 (本件は、資源エネルギー庁に確認した結果を踏まえて回答しております。)
24	別紙1 物価・金利変動等に伴う契約単価の補正方法	表1の水素・アンモニアの燃料費の補正について、水素・アンモニアの製造・輸送費は変動費（OPEX）と固定費（CAPEX）に分けたうえで、消費者物価指数の変化率を反映するのは変動費（OPEX）のみとするのが適切ではないでしょうか。固定費（CAPEX）は製造・輸送施設が完成すれば、事業期間に亘って固定されるため、消費者物価指数の変化に応じて変化・補正させる必要はなく、長期間に亘って消費者物価指数の上昇が続く場合、これを固定費（CAPEX）に反映させると、実際の費用と補正された契約単価に乖離が生じることになります。現在の低炭素水素・アンモニア市場においては買手側が交渉力を有しており、供給側が合理的に事業を継続可能な範囲でできる限り低い価格での調達を促すことが望ましいと考えます。	ご指摘を踏まえ、水素・アンモニアの製造・輸送費は、OPEXとCAPEXに分けた上で、OPEXは消費者物価指数の変化率を毎年補正、CAPEXは応札年度前年から供給力提供開始年度前年までの消費者物価指数の変化率を1回のみ補正することとし、約款を修正いたします。 また、CCSの分離回収・輸送・貯留費用についても同様に約款を修正いたします。 (本件は、資源エネルギー庁に確認した結果を踏まえて回答しております。)
別紙2 事後的な費用増加に伴う契約単価の算定方法について			
25	別紙2 事後的な費用増加に伴う契約単価の算定方法	別紙2の1. (1) ③は、制度適用期間の延長に伴って発生せざるを得ない費用であることから、90%を乗算すべきではないのではな いか。	ご指摘を踏まえ、約款 別紙2の1.(1) における制度適用期間延長に伴い発生する費用（当初織り込んでいた運転維持費と経年改修費の期間延長分）については、90%の乗算対象外にするよう約款を修正いたします。 (本件は、資源エネルギー庁に確認した結果を踏まえて回答しております。)
26	別紙2 事後的な費用増加に伴う契約単価の算定方法	既設炉の最大限活用の観点から、事業者 zu 帰責性がない費用増加が発生した場合に発動される制度的対応の対象要件に、既設原子力発電の安全対策投資を含めていただきたい。 <理由> 現行の長期脱炭素電源オークション制度および第二十二次中間とりまとめには、既設原子力発電の安全対策投資案件の事後的な費用の増加に対応する制度がない。 新設・リブレースと同様に、投資金額が高額になることから、事後的な費用増加のリスクを有しており、本項制度措置の対象としていただきたい。	今回の措置は、落札価格を事後的に修正する特別な措置であることに鑑み、対象も特にその必要性が高いと考えられる「供給力提供開始期限が10年以上となり、かつ、（建設費の多くが千億円以上となる水準である）本オークションに参加可能な設備容量（送電端）が30万kW以上の大型電源の新設・リブレース投資」に限定することが適切と考えております。 (本件は、資源エネルギー庁に確認した結果を踏まえて回答しております。)
27	別紙2 事後的な費用増加に伴う契約単価の算定方法	事業者 zu 帰責性がない費用増加が発生した場合に発動される制度的対応の対象要件に、次世代革新炉への投資促進の観点から、送電端設備容量ペースで30万kW未満の次世代革新炉も含めていただきたい。 <理由> 第二十二次中間とりまとめでは、事後的な費用増加の対応についての制度措置の対象は送電端設備容量30万kW以上とされており、次世代革新炉であっても、30万kW未満では、制度的対応がない。 現在、開発が急速に進んでいる小型モジュール炉では、建設費が1000億円を超える高額な投資になる可能性があるため、30万kW未満の次世代革新炉も対象要件に含めるべきである。	

No.	対象文書	ご意見	回答
28	別紙2 事後的な費用増加に伴う契約単価の算定方法	事業者に帰責性がない費用増加が発生した場合に発動される制度的対応には、事業リスクの予見性向上の観点から、上限（当初見積もりの1.5倍まで）を設けないでいただきたい。 <理由> 第二十二次中間とりまとめにおける、事後的な費用増加の制度的対応は、「法令に基づく規制・審査、行政指導への対応に伴い、事業者にとって他律的に発生する費用であり、発電事業者があらかじめ見積もることが困難であった費用」すなわち事業者に帰責性がない費用の増加が対象であり、かつ、モラルハザード対策として1割を自己負担するため、1.5倍の上限は不要と考える。	事後的な費用増加を際限なく落札価格に反映することは、需要家負担への影響の観点からも、望ましくないため、上限を設けることが適切と考えております。 (本件は、資源エネルギー庁に確認した結果を踏まえて回答しております。)
29	別紙2 事後的な費用増加に伴う契約単価の算定方法	自主的安全性向上の対策の実施により発生する費用の増加を「事業者に帰責性がなく入札後にコストが増加した場合の対応」に含めていただきたい。 <理由> 原子力利用は、安全性の確保が大前提であり、事業者は、規制基準に適合することにとどまらず、常に安全性の高みを目指した取り組みを継続していくことが求められている。現行制度では、自主的な安全性向上対策に関する費用について、入札後に発生した場合には事業者の持ち出しとなり回収ができない仕組みとなっている。これらの費用の回収を認め、事業者やサプライチェーンからの自主的安全性向上に対する新たな提案や取り組みの実施が積極的に起こるような制度にしていきたい。	頂いたご意見は今後の制度検討の参考とさせていただきます。 (本件は、資源エネルギー庁に確認した結果を踏まえて回答しております。)
30	別紙2 事後的な費用増加に伴う契約単価の算定方法	事後的費用増加を認める事業対象を、供給力提供開始期限が10年以上のみとした根拠は何か。不確実性の高い低炭素発電において、事業者側の費用増加リスクを軽減することは重要であるほか、例えば8年後9年後の費用見通しも非常に不確実なところ、10年で区切る点是不公平に感じる。	今回の措置は、落札価格を事後的に修正する特別な措置であることに鑑み、電源種別の資本コストの設定においてもリスクプレミアムとして1%加算できる建設リードタイム（供給力提供開始期限）が10年以上の長い電源に限定することとしております。 (本件は、資源エネルギー庁に確認した結果を踏まえて回答しております。)