

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
第八次中間取りまとめに関するパブリックコメントについて

令和４年１０月３日
経 済 産 業 省
資源エネルギー庁
電力・ガス事業部
電力基盤整備課

令和４年７月１９日付けで総合資源エネルギー調査会電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会「第八次中間とりまとめ」に対する意見募集を行いました。

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

1. パブリックコメント実施期間等

(１) 意見募集期間

令和４年７月１９日（火）～令和４年８月１７日（水）

(２) 実施方法

電子政府の総合窓口（e-Gov）に掲載

(３) 意見提出方法

電子政府の総合窓口（e-Gov）意見提出フォーム、郵送、電子メール

2. 意見募集結果

意見提出件数：４８件

3. 結果の公示日、御意見及び簿意見に対する考え方

(１) 結果の公示日

令和４年１０月３日（月）

(２) 御意見及び御意見に対する考え方

次項参照

4. 本件に対するお問い合わせ先

資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力基盤整備課

TEL：０３－３５０１－１５１１（代表番号）

意見	寄せられた御意見の概要	御意見に対する考え方
1	再エネ支援に専念すべき	第6次エネルギー基本計画にもありますとおり、現時点で安定的かつ効率的なエネルギー需給構造を一手に支えられるような単独の完璧なエネルギー源は存在しないことに鑑みれば、一つのエネルギー源に頼ることはリスクが高く、危機時であっても安定供給が確保される需給構造を実現するためには、エネルギー源ごとの強みが最大限に発揮され、弱みが他のエネルギー源によって適切に補完されるような組み合わせを持つ、多層的な供給構造を実現することが必要です。 このため、再生可能エネルギーの最大限の導入を促すと共に、エネルギーのベストミックスの観点から、多様な脱炭素電源の導入の促進を図ることが重要と考えております。
	意見：日本において2050年までに自然エネルギー100%が可能であるとする研究成果が発表されている事実を盛り込むべきである。 理由：この案では第6次エネルギー基本計画を踏まえ、日本において2050年自然エネルギー100%は困難であるという見通しを前提としている。しかし、JUST、自然エネルギー財団、WWF ジャパンなどは、自然エネルギー100%が実現可能であるとする研究結果をすでに発表済みである。日本政府の従来の政策方針とは異なるものの、今後の検討のためには、2050年カーボンニュートラルという政府の約束の実現のため、そして不安定な化石燃料供給に依存せずに安定的かつレジリエントな小規模分散型の電力供給システムを構築するという見地から、自然エネルギー100%という方向性についても一つの議論として中間とりまとめに盛り込むべきである。	
	意見：この政策の方向性の全体を見直し、火力電源の維持強化を支援するのではなく、省エネルギー・自然エネルギーへの転換にこそ政策資源を投入し、支援をすべきである。 理由：この案では、「多様な脱炭素電源の導入の促進を図ることが重要」としているが、既設火力の改修も新規投資の対象としている。それでは既存の火力発電設備の改修が優先され、政策の自己矛盾に陥る恐れがある。アンモニア・水素の混焼はコストが高く、CO2削減効果も不確かであり、また専焼化には技術的な課題が大きく、2050年カーボンニュートラルをめざすタイムスケジュールに間に合うかどうか不確実である。そのような不確実な方向性へと政策的に誘導するのではなく、省エネルギーや、すでにコスト競争力を持ちつつある持続可能な再エネへと支援の方向性を切り替えるべきである。	
	地球温暖化の進行を止めるために世界ではCO2の排出のゼロもしくはマイナスのエネルギーが求められていますが今回の案にあげられているアンモニアや水素混焼前提のLNG発電は従来の火力発電よりCO2の発生量を減少させることはできてもゼロやマイナスにはできません。これは世界の温暖化防止の流れからはずれています。 新設および既設の石炭火力、LNG火力のアンモニア、水素混焼は本件の対象にするべきではありません。 それよりも再生可能エネルギーへの投資や拡大を優先すべきです。	
	参考図9（14ページ）には、「電源種別・kW別の建設費の金額イメージ」という図がある。新制度の対象を10万kW以上とし、10万kW規模での各種別の建設費がまとめられている。太陽光発電（事業用）が172万円、水素発電が161万円で蓄電池が160万円となっている。では蓄電池だけ作れば良いかという、蓄電池は電気を作らないので、一緒に再エネ発電を増やさないで脱炭素蓄電池にはならないことは明らかだ。同じように、水素も自然界に水素単体として存在しているものではない。どこかで水素を作らねばならないが、そのコストは含まれていない。161万円も現状水準に比べて極めて怪しい数字で、根拠データが示されるべきと思うが、そのことをおいても、この図が示しているのは、最も安いのは再エネであるという事実である。 その再エネ（太陽光や風力発電）を脱炭素電源としてどのように増やし拡大するのかという説明はどこにも書かれていない。書かれているのは、ブルーにするのかグレーにするのか、石炭は含めるのか含めないのか、石炭新設は含めるのか含めないのか・・・つまり石炭と水素・アンモニアの話ばかりである。 これでは、根本的な地球温暖化対策にはならないし、政府が掲げる政策目標（2030年に2013年比46%削減）も達成できないだろう。もう一度、脱炭素電源の定義を見直すことからはじめ、地球温暖化問題の解決にとって最も有効でかつ経済的にも有利な発電方法である再エネを重点的な脱炭素電源として選択すべきである。	
	電源確保名目で化石燃料を脱炭素電源と言い繕うべきでない 「とりまとめ」では随所で、現在の電力市場価格の高騰が発電所不足のように書かれている（2ページ、12ページなど）。しかしJEPXのHJKS（登録発電所）にはピーク需要を遥かに超える2.1億kWの発電所がある。この中には、総出力では6000万kWを超える太陽光発電はほぼ含まれていない。ピーク需要1.6億kWに対し、1.1億kWの発電余力があることが無視されている。 市場価格高騰は発電所不足ではなく、燃料価格の高騰とそれに伴う売入札方法の変更が引き起こしている。ピーク価格が時折高くなることよりも、最低価格が20円/kWhを下回らないことが、新電力を経営悪化に追いやっているものである。それを理由に、水素・アンモニア混焼の石炭火力、LNG火力を脱炭素電源と定義して、古い発電所をまたぞろ維持しようという政策が、この「とりまとめ」の真髄である。 これでは、長期的な電源退出という、こちらは実際に起こっている問題の対策にはならない。石炭やLNGの発電所をこれから計画し作るとは、2030年頃に稼働し、2050年頃まで運転しなければコスト回収できないことを意味する。2040年頃には国際的に禁止されるかもしれない電源においてそれと投資はできない。それならば、古いものを回収して少しでも長く使おうでは、長期的な課題を解決していることにならない。 行うべきことは、古い発電所を計画的に退出させ、送電網の権利を放棄し、再エネへの投資の道を拡大することである。	
	・該当箇所： 全体 ・意見内容：脱炭素化とエネルギーの安定供給をすすめるために、新たな制度はむしろ逆効果となる可能性があり、導入は撤回すべき。 ・理由：①原発と火力発電の温存は問題である 「発電・供給時にCO2を排出しない電源（＝脱炭素電源）」を対象としているが、実際に意図されているのは、原子力と、脱炭素技術に段階的にシフトすることを理由として進める火力発電の温存・延命である。 火力発電の新設や維持は1.5℃目標に整合せず、原発については、核のごみの処分先もきまっていない上、トラブル続きで不安定であり、大きなリスクとコストを伴う。	

	気候危機への対応（脱炭素化）、持続可能なエネルギー供給、地域分散型の国産エネルギー供給、安定・安価なエネルギー供給を実現するためには、原子力や化石燃料から脱却し、省エネルギーとエネルギー効率化を大前提として、再生可能エネルギーを中心としたエネルギー供給体制に大きくシフトする必要がある。 そのためには、大規模電源をベースロードとして活用する現在のシステムから、再エネを中心として供給も需要も柔軟に調整するシステムへと抜本的な転換が求められる。 ②柔軟な調整システムの導入こそ優先されるべきであり、大規模電源の新設促進はそれと逆行する 「新たな制度」案は、大規模な電源で供給の大部分を賄うという現在のシステムが前提とされているが、柔軟な調整システムの導入こそ優先されるべきである。大規模な原子力や火力発電の新設を促したり既設電源の改修を促したりして温存・推進することは、柔軟な調整システムへの移行をさまたげ、需給ひっ迫などのリスクを高める側面がある。 ③進めるべきは再生可能エネルギーの導入促進であり、新たな制度は不要 再生可能エネルギーについては、すでに FIT/FIP 制度もあるため、その改善を含め別途議論すべきであり、新たな制度は不要である。 ④当初同様の趣旨で導入された容量市場も機能せず すでに取引開始済みの容量市場も、当初は電源の新規投資も目的としていたはずだが、電源の新設を促すという意味では機能せず、消費者の負担で古い電源が温存される構造となっている。新たな制度も同様の結果となる恐れがある。国民負担の観点からも、導入は見直すべきである。	
	アンモニアを使うことはすぐに止めて、再生エネルギーを進めて下さい。 今後、既存の火力発電所が老朽化すること、非効率石炭火力発電所の閉鎖によって、電力需給逼迫の恐れや価格上昇がより深刻化することは確実です。しかし、進めるべきは火力発電や原子力発電の新設ではなく、大幅な省エネルギーやエネルギー効率化による需要削減と、分散型の再生可能エネルギーを融通して使うしくみです。 そのためには、送配電網や需給調整、小売制度など、電力システムのあり方全体の大きな改革が必要です。大規模な火力・原子力電源が新設されれば、これまでのシステムを維持することにつながり、改革をますます遅らせます。それはエネルギーシフトを遅らせ、喫緊の課題である気候変動対策にも逆行します。 脱炭素を進めるところか阻害し、消費者の負担をさらに増やす新制度案については、ただちに議論を中止し、導入を見送るべきです。	
	対象とされている「発電・供給時に CO2 を排出しない電源（＝脱炭素電源）」の中には、再エネは含まれていません。再エネに対しては FIT/FIP 制度があるため、ここで意図されているのは、火力発電に組み合わせる新技術、すなわち水素・アンモニア発電や CCS、原子力です。原子力は、現時点では明示されていないものの、今後のエネルギー基本計画改定で新設について言及されれば、当然対象となります。CCS は、立地面、技術面、コスト面から日本国内での実現のめどは立っていません。環境負荷や安全性の観点から問題が大きくコストも莫大なこれらの「脱炭素電源」は、今後新設するべきではありません。	
2	本制度は撤回すべき ・該当箇所： p.3「仮に、現行容量市場の上限価格以下の価格を長期固定した場合、参考図 1 のとおり、脱炭素電源の固定費回収の予見可能性確保には一定程度資するものの、多くの脱炭素電源にとって一部に留まり、固定費回収の大部分は本制度措置以外からの収益（他市場収益）に依存することとなる。それにより、将来収入のダウンサイドリスクが残り、必要な脱炭素電源への投資が進まない場合、中長期的な観点から需要家に対する安定供給上のリスクや価格高騰リスクが生じることになり、本制度措置の目的を達成できないこととなる。」 ・意見内容： 将来ダウンサイドリスクが残るような電源については支援を行うべきではない、すなわち、そのような電源を想定している本制度は、撤回すべきである。 ・理由： 「将来収入のダウンサイドリスクが残る」ということは、将来コスト回収が見込めない可能性がある、将来他の電源にくらべ価格競争力を持たないおそれがあるということである。 水素・アンモニアの混焼・専焼や CCUS、原子力などはまさに、将来にわたり高コストが懸念されている電源である。そのような電源を消費者の負担によって支援することは、長期的にみて大きなリスクであり、政策の誤りである。それよりも、すでにある技術で今後コスト低下が見込まれる再生可能エネルギーやエネルギー効率化・省エネのほうに投資を回すべきである。	電源は市場からの収入によってコストの回収を図ることとなりますが、市場価格は変動するものであるため、再生可能エネルギーを含めてあらゆる電源種において収入のダウンサイドリスクが存在するものと考えております。したがって、こうした将来収入のダウンサイドリスクに対応するため、初期投資額を含む固定費の回収の予見可能性を確保することが重要と考えております。
3	「発電時」だけでなく「ライフサイクル全体で CO2 を排出しない電源」を支援すべき グレーアンモニア・水素は対象外とすべき 意見内容：「発電時」だけでなく、「ライフサイクル全体で CO2 を排出しない電源」の新規投資を支援すべきである 理由：「2050 年カーボンニュートラル」は 1.5℃目標の実現のための、2030 年までに CO2 排出量を半減させ、2050 年までに CO2 排出実質ゼロをめざすものである。今年 6 月からの世界的高温や日本の豪雨災害の続出、欧米における乾燥被害をみるまでもなく、1.5℃目標の実現のための 2030 年までの排出の半減は急務である。 第 8 次案における「本制度措置」において、「脱炭素電源」とは「燃料時に CO2 を排出しない電源」（P6）と定義して、「脱炭素電源への新規投資を対象と」するものとあるが、シェルに対するハーグ地裁判決にも示されているように、既に、事業者にもスコープ 3 について CO2 排出削減が求められており、発電における燃料もライフサイクルでの CO2 排出削減が求められる。発電において発電時に CO2 を排出しないことをもって「脱炭素電源」とし、その供給量の拡大・確保を目指す本制度措置は、1.5℃目標と相いれず、その意味で国際社会においても、グレー・ブルー水素やハーバー・ボッシュ法によるアンモニアの火力発電での混焼・専焼は、CO2 排出削減措置とは見なされていないものである。	2050 年カーボンニュートラル実現のためには、燃料製造時やライフサイクル全体で CO2 を排出しない事が重要であるものの、足下では、アンモニア・水素は国内外において発電用燃料のサプライチェーンが未発達な状況です。また、国際エネルギー機関（以下「IEA」という。）のシナリオでは、水素はグレー、ブルー、グリーンと段階的に普及し、当面は、グレー水素が水素製造量の大半を占める見通しとなっています。これらを踏まえれば、一定の初期需要を創出しつつ、供給網の構築を進め、価格低下を促していくことが重要です。 また、2022 年 5 月に成立した「安定的なエネルギー需給構造の確立を図るためのエネルギーの使用の合理化等に関する法律等の一部を改正する法律」では、エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に関する法律（以下「高度化法」という。）を改正し、グレーアンモニア・水素を含む全てのアンモニア・水素を非化石エネルギー源として位置付け、利用を促進することとしています。 これらを踏まえ、当面はグレーアンモニア・水素を燃焼させる発電設備への新規投資も含め、「発電・供給時に CO2 を排出しない電源への新規投資」を対象とすべきと考えております。

さらに、今般の第 8 次中間とりまとめ案は、2022 年 3 月、同 6 月の電力需給ひっ迫を契機として、長期脱炭素電源の供給確保を理由として、容量市場の特別オークションとして建設・維持費等を補填しようとするものである。しかし、日本には最大需要に対応できる十分な発電設備（火力だけで 1 億 5552 万 kW）があり、1 年の殆どの時間帯において供給量ははるかに需要量を上回っている。2022 年 3 月等の近時の需給ひっ迫は希頻度事象によるものであり、極めて短期間の問題であって、国として、日頃からの需要削減を求め、デマンド・レスポンス対応の制度化、早期警報による需要抑制、揚水発電の活用などで対応しうるものである。1 年のうち高々数十時間のために火力発電の新規供給力の拡大をしようとする本制度は本末顛倒の対応である。「老朽火力の退出」は当然であって、これまでの退出火力の殆どは石油・ガス火力であり、老朽石炭火力の退出を加速させ、再生可能エネルギーを拡大させる制度措置こそ、急がれる対応である。また、参考図 2 における英国容量市場のオークションの結果、新規案件のうち蓄電池が多く占めるのは適正な方向というべきである。	ただし、永続的にグレーアンモニア・水素を使い続ける考えはないことから、インフラ整備や技術開発、コスト低減などの進展状況を見つつ、速やかに、アンモニア・水素全体のグリーン化を進めていくことが必要であり、本制度措置においても必要な対応を検討してまいります。
該当箇所： P 3 【 2 . 1 . 電源投資の確保（ 1 ）本制度措置の基本的方向性 意見内容：「ライフサイクル（LCA）全体で C O 2 を排出しない電源」の新規投資を支援をすべきである。 理由：気候危機回避のためには、世界全体で CO2 などの温室効果ガスを減らす必要があるが、「発電時に CO 2 を出さない」電源は、仮に日本の排出量が削減できたとしても、輸送時や廃棄時に他の国や地域で CO2 が発生してしまうので無意味である。	
アンモニア、水素の使用は、再エネ電源の普及を目的としていると理解しているが、グレーアンモニア、グレー水素はその主旨から外れていると思います。 また、今後アンモニアや水素が長期的にコスト競争力のある電源となる可能性がないようであれば、別の再エネ普及を模索するべきと考えます。 そのような観点から、アンモニアや水素で発電するときの適正コストからではなく、現状の他電源の発電コストを鑑み、そこから大きく乖離しない入札上限価格を設定すべきと考えます。	
「発電・供給時に CO2 を排出しない」ということで、水素・アンモニアの生成時の CO2 排出については除外され、石炭火力など化石燃料への混焼でも脱炭素電源と位置づけられようとしています。たとえ混焼率を 100%まで上げたとしても、現在想定されている水素・アンモニアは海外で化石燃料を改質してつくる「グレー」のものであり、将来的な見通しも化石燃料からの改質時の CO2 を回収する「ブルー」のものに留まります。「グレー」は脱炭素電源からは程遠く、「ブルー」も CO2 の排出削減効果は非常に限られ、コストは再エネに及びません。国内で再エネから生成する「グリーン」なものも理論的には考えられますが、「ブルー」なものよりさらに高コストとなり、仮に少量実現したとしても、発電用よりも産業用として用いるべきものです。アンモニアの火力発電としての使用は IPCC 第 6 次評価報告書でも考慮されていません。このような背景から、水素・アンモニア発電を「脱炭素電源」として支援するべきではありません。	
グレー水素・アンモニアを認めるべきでない この新制度は「脱炭素電源への新規投資を対象としており、エネルギーのベストミックスの観点から、多様な脱炭素電源の導入の促進を図ることが重要である。」と書かれている（3 ページ）。しかし対象には「アンモニア・水素混焼のための新規投資」以外のものが見当たらない。アンモニア・水素には化石燃料によって作り二酸化炭素の回収を行わないグレー、化石燃料によって作るが二酸化炭素の回収を行うブルー、再生可能エネルギー（以下再エネ）によって作るグリーンの三種がある。「とりまとめ」では、なんとグレーまで含むとされている。当面はグレー水素が大半で、供給網の構築と価格低下のためには必要だからだとしている（11 ページ）。グレー。ブルー、グリーンの意味は以下の通りだ。この解説も「とりまとめ」には書かれていない。 グリーン水素：再エネの電気で水を電気分解して得られる水素。 ブルー水素：天然ガスや石炭等の化石燃料を、蒸気メタン改質や自動熱分解などで水素と二酸化炭素に分解し、二酸化炭素を大気排出する前に回収する方法。 グレー水素：水素生産プロセスはブルー水素と同様だが、ブルー水素と異なり、二酸化炭素を回収せずそのまま大気中に放出する手法。この方法では、水素の生産過程で気候変動を引き起こす。2020 年時点で、世界で生産されている水素のうち約 95%がグレー水素。 グレーとは CO2 を出しまくる製造法ということである。それを脱炭素電源というには、いささか難がありすぎて国際的にも通用しない。	
・該当箇所 11 ページ 【論点②】グレーアンモニア・水素を混焼させる発電設備への新規投資 ・意見内容 グレーアンモニア・水素は脱炭素燃料ではないため本来対象とすべきではない。本制度は中長期の将来の電源を対象としているのであるから、初期の水素・アンモニア需要拡大にはつながらないので対象とする意義がない。仮に対象とする場合であっても、混焼電源に混焼率や将来の専焼化を求めているのと同様に、グリーン化率や将来のグリーン化を約束させるべき。そのためには、アンモニア・水素の供給元をトラッキングできる制度を当初から導入しておくべき。	
該当箇所： P11 【論点②】グレーアンモニア・水素を燃焼させる発電設備への新規投資 意見内容：グリーン以外の水素・アンモニアは対象とすべきではない。 理由：今年 5 月に成立した「安定的なエネルギー需給構造の確立を図るためのエネルギーの使用の合理化等に関する法律等の一部を改正する法律」では、エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に関する法律（以下「高度化法」という。）を改正し、グレーアンモニア・水素を除外することなく、アンモニア・水素を非化石エネルギー源として位置付け、利用を促進することとした法改正がなされたが、そもそも化石燃料起源の燃料を「非化石エネルギー」と定義することは矛盾であり、省令改正においては、化石燃料由来の水素・アンモニアは非化石エネルギーから除外すべきである。本制度措置においても、「脱炭素電源」というのであれば、ライフサイクル全体でのアンモニアの製造時に CO2 を排出しない燃料を対象とすべきであることは、冒頭で指摘したところである。	

	グレーアンモニアや水素を対象とすることで、気候変動対策や脱炭素社会の構築には全く貢献せず、国民の負担が増大することを助長することになる。 なお、グリーンアンモニア（グリーン水素による、多大のエネルギーを要するハーバー・ボッシュ法によらない新たな整法によって製造されたアンモニア）は、グレーアンモニアとは全く違い、余剰の再エネ電力がなければ成り立たず、グレーアンモニアのサプライチェーンを構築することができても、グリーンアンモニアの普及拡大とはならない。むしろグリーンアンモニアや水素社会を構築するには、余剰の再エネ電力で水素製造ができるほどに再エネが普及している必要がある。 該当箇所： P 1 1 グレーアンモニア・水素を燃焼させる発電設備への新規投資 意見：グレーアンモニアは製造時・輸送時に CO2 を排出するので LCA の観点から気候対策にならない。かつ費用が高額になるため、価格競争力が無く、日本経済の発展にも障害となる。 ＜2. 市場整備の方向性（各論）、2. 1. 電源投資の確保、（3）検討を深めるべき論点（6 ページ）＞ 意見：脱炭素電源を「発電・供給時に CO2 を排出しない電源」と定義しているが、この定義を見直すべきである。 理由：この定義は発電・供給時のみしか捉えていない。燃料製造時及び輸送時等の CO2 排出量を考慮に入れておらず、実際には生じる環境負荷を無視するものであり、グリーンウォッシュの政策方針であると言わざるを得ない。ライフサイクル全体での CO2 排出量を評価した上で、太陽光発電や風力発電並みに排出量の小さい電源のみを「脱炭素電源」と定義するべきである。 例えば、この案にも明記されているアンモニア燃料は、石炭火力発電に 20%混焼した場合、その製造時の CO2 排出量を考慮すると、石炭専焼の火力発電と比べてたった 4%の CO2 削減にしかならないとする分析がある（気候ネットワーク、2021）。このような場合に「脱炭素電源」と位置づけるのは、実態としても、道義的にも誤りで、ミスリーディングであると言わざるをえない。 ・該当箇所： p.11 【論点②】グレーアンモニア・水素を燃焼させる発電設備への新規投資 ・意見内容：本制度は「脱炭素電源」の新設を促すためのものであるとされている。グレーアンモニア・水素は、その生産・輸送段階で大量の CO2 を排出する。仮に「発電・供給時に CO2 を排出しない」としても、「脱炭素電源」とすることは適当ではない。対象からはずすべきである。 ・理由：2022 年の高度化法の改正で「グレーアンモニア・水素を含む全てのアンモニア・水素を非化石エネルギー源として位置付け、利用を促進することとしている」ことを理由としているが、ライフサイクルで見た場合に化石燃料とほぼ同様に CO2 を排出するグレーアンモニア・水素を燃焼させる発電設備を「脱炭素電源」とすることは、制度の趣旨とも大きく乖離する。	
4	既設火力の改修を対象とすべきではない ＜2. 市場整備の方向性（各論）、2. 1. 電源投資の確保、（3）検討を深めるべき論点 ①対象【論点①】アンモニア・水素混焼のための新規投資）＞ 意見：(a)-1 のアンモニア・水素混焼のための新規投資から新規石炭火力を除外したのは適切である。他方、(b)-1 既設の石炭火力をアンモニア・水素混焼にするための改修案件を新規投資に含めたのは不適切である。 理由：一部燃料を混焼するとしても石炭火力発電の CO2 排出量は莫大であり、脱炭素電源と位置づけて新規投資の対象とすることは極めて不適切である。日本の人々のみならず、COP26 グラスゴー合意にもあらわれているように早期の脱石炭火力をめざす世界各国からも理解を得られない。国際的な科学者グループである Climate Analytics は、パリ協定の目標のためには、2030 年までに日本で石炭火力発電をゼロにする必要があると分析している。この科学的知見に沿って、遅くとも 2030 年までに石炭火力発電のフェーズアウトの道筋と、そのための省エネルギー・再エネ拡充の政策が必要なのであって、既存の石炭火力を温存する政策はとるべきではない。 該当箇所： P7 【論点①】アンモニア水素混焼のための新規投資 b-1, b-2 既設の石炭・LNG 火力の改修案件 意見内容：既設の石炭火力や LNG 火力のアンモニア水素混焼を対象とすべきではない 理由： 案では、既設の石炭火力や LNG 火力にアンモニア水素混焼の改修案件を対象とすることとしているが、石炭火力も LNG 火力も両方とも対象とすべきではない。 まず、「脱炭素電源」とは、「対策のとられていない火力発電」即ち、「CCS 設備を備えていない火力発電」を意味することを明確にするべきである。2020 年代後半に石炭火力に熱量ベースでアンモニアは 20%、水素は 10%以上の混焼を対象ととしているが、仮にグリーン水素でハーバーボッシュ法によらない新技術によって製造されたアンモニア（きわめて高額であり、技術的にも確率していないが）を混焼するものであっても、既設の火力発電所を 20%混焼用に改修しても、残りの 80%は石炭を燃焼しているものであり、ましてやグレー水素でハーバーボッシュ法によるアンモニア混焼は石炭火力とほぼ同等の CO2 を排出する。しかも、2030 年から 2050 年までの混焼の割合も示されず、全焼の実現も義務とされておらず、およそ「対策をとった」ことにはならないだけでなく、日本の 2030 年削減目標の実現を危うくするものである。このような既設石炭火力のかかるアンモニア・水素混焼のための改修を促すことは、石炭火力発電所を 2050 年まで延命させることにほかならず、制度の趣旨にも反する。 また、案には「既設火力の改修案件は、短期的な供給力の増加には寄与しないものの、中期的にみて供給力の確保につながる投資といえるため、本制度措置の対象とすることとした」などとしているが、中長期的にも石炭火力も LNG も残存させる制度措置であることを物語っているものであり、気候変動対策に逆行する措置でしかない。 さらに、『「新設火力」よりも『既設火力の改修』により導入していく方が投資額も少なく、社会的費用の最小化につながるところ、既設火力の改修については、本制度の中での他の脱炭素電源と競争を行いながら導入していくことが国民負担の最小化を図ることにつながる」などとしているが、詭弁である。そもそも、気候変動対策が急務となっており、既に甚大な火力発電所を有している上、さらに火力の新設をすることは許されない。	第 6 次エネルギー基本計画にもありますとおり、2 0 5 0 年カーボンニュートラル実現に向けては、火力発電から大気に排出される C O 2 排出を実質ゼロにしていこうという、火力政策の野心的かつ抜本的な転換を進める必要があります。一方で、火力発電は東日本大震災以降の電力の安定供給や電力レジリエンスを支えてきた重要な供給力であるとともに、現時点の技術を前提とすれば、再生可能エネルギーの変動性を補う調整力として重要な機能を保持していることを踏まえ、安定供給を確保しつつ、その機能をいかにして脱炭素電源に置き換えていくかが鍵となります。このため、火力発電の脱炭素化に向けては、燃料そのものを水素・アンモニアに転換させることや、排出される C O 2 を回収・貯留・再利用することで脱炭素化を図ることが求められております。 こうした点を踏まえ、本制度では、2 050 年カーボンニュートラルに向けた専焼化ロードマップの提出が可能な事業者に限り、既設の石炭火力や LNG 火力をアンモニア・水素混焼にするための改修案件を対象とすることとしております。 ただし、既設火力の改修案件は必ずしも短期的な供給力の増加には寄与しないことも踏まえ、例えば、既設火力の改修案件の落札容量は募集量の 1/4 程度までとする等、募集上限を設けることとしております。

	気候への負荷が最も小さい再生可能エネルギーへの転換が求められるが、変動電源として制度上差別化しており、容量市場では落札案件のごくわずかしかな再エネが対象になっていない。既存の火力発電所の既得権にさらに下駄をはかせる本制度措置は、再エネの競争力を低下させることにつながるものである。燃料費がかからない風力や太陽光などの再エネは、中・長期的には国民負担を低減させることになるが、かかる容量市場の制度下では再エネは増えず、燃料費が確実に高くなる水素アンモニア混焼の電力が中長期的に残り、国民負担は今以上に増大することになる。 なお、LNG 火力については、案では、混焼割合分だけではなく 100 万 kW の設備であれば、100 万 kW 分全体を対象とすることにしているが、単に LNG 火力の延命に財政支援をするというに過ぎず、「脱炭素」の方向性とは全く矛盾するものであり、対象とすべきではない。	
	・該当箇所：p.7～8 (b)-1 既設の石炭火力をアンモニア・水素混焼にするための改修案件 (b)-2 既設の LNG 火力をアンモニア・水素混焼にするための改修案件 「(b)の既設火力の改修案件は、短期的な供給力の増加には寄与しないものの、中長期的にみて供給力の確保に繋がる投資といえるため、本制度措置の対象とすることとした。」 ・意見内容：既設の石炭火力や LNG 火力をアンモニア・水素混焼にするための改修案件は、対象とすべきではない。 ・理由：既設の石炭火力や LNG 火力にアンモニア・水素を混焼するといっても、2030 年度の目標値がアンモニア 20%、水素 10%であり、その実現可能性も不確かなものである。それ以外の燃料の大部分が石炭や LNG など化石燃料である。実質的に、石炭火力や LNG 火力の温存・延命である改修を「脱炭素電源」とすることは、制度の趣旨とも大きく乖離する。	
	新制度案は、「新規電源の投資を促す」としていますが、既設火力の改修も対象とすることで、改修のほうが優先され、政策の自己矛盾に陥る可能性が十分にあります。	
	既設火力の水素・アンモニア混焼に向けた改修も対象とする案が示されており、これは古い火力発電の延命策にすぎません。廃止していくべき非効率石炭火力発電も延命されれば、脱炭素に逆行します。混焼率の低い場合でも経過措置として本制度の対象にしようとしていることは、石炭火力の推進にほかなりません。	
5	アンモニア・水素混焼を前提としたガス火力の新設を対象とすべきでない ＜2. 市場整備の方向性（各論）、2. 1. 電源投資の確保、（3）検討を深めるべき論点 ①対象【論点①】アンモニア・水素混焼のための新規投資）＞ (a)-2 アンモニア・水素混焼を前提とした新規ガス火力を対象に含めたことは、不適切であり、除外すべきである。 理由：石炭よりは相対的に CO2 排出が少ないとされるガスを用いるとしても、運転開始から数十年稼働すると見込まれるガス火力発電設備の新設は、2050 年までの実質排出ゼロ目標と逆行する。また国際エネルギー機関（IEA）の「2035 年までに先進国の電力部門が実質排出ゼロ」という 1.5℃シナリオにも整合しない。同様に、2022 年の G7 サミット合意の「2035 年までに電力部門の全部または大部分を脱炭素化すること」にも反する。 前述の通り、ガス火力は対象とすべきではないが、もし仮にこれを対象に含めるとしても、発電所の設備容量全体の kW を本制度措置の対象とするのではなく、混焼割合の kW を本制度措置の対象とすべきである。さもなくば、2050 年カーボンニュートラルに向けて脱化石燃料を進めるべき中であって、化石燃料を使用した火力発電を政策的に推進することになり、政策に深刻な矛盾が生じることになる。 該当箇所： P7【論点①】アンモニア水素混焼のための新規投資 a-2 LNG 新設案件 意見内容： アンモニア・水素混焼を前提とした LNG 新設を対象とすべきではない 理由： 案では、石炭火力へのアンモニア・水素の新規案件を除外したのは当然であるが、「LNG 火力の新設案件となるため、CO2 を排出する新たな火力発電所の新設案件となるが、調整力として期待できる側面もあることから、本制度措置の対象とすることとした」としているが、気候変動対策の観点から、今から LNG 火力発電所を新設することは 1.5℃目標に整合しないばかりか、新規で建設すれば 40 年程度稼働して CO2 の排出を固定化することにつながり、2050 年カーボンニュートラルの達成も危うくする。IEA の 2050 年ネットゼロロードマップでは、先進国は 2035 年までに、CCS を備えない全ての火力発電を廃止すべきとしている。LNG 火力を含めて化石燃料の火力発電所早期脱却をはかる制度が求められているのであり、新規投資を促し、「制度適用期間を 20 年以上に設定」することを予定した表現がとられており、その投資回収を保証する制度の対象にするのはもってのほかである。現状で、LNG 火力は石炭火力（5079 万 kW）より多い 7814 万 kW）もの設備があり、当面の再エネの調整力としては既存の LNG 火力で対応し、2050 年よりも前に再エネ 100%の電力供給を目指し、余剰再エネによる水素等の調整力機能を高めるべきである。 もし火力発電所新設の新規投資をするなら、グリーン水素・アンモニアの専焼だけを対象とすべきである。ただし、それをするには、水素アンモニア燃料製造するために必要な再生可能エネルギー電力の余剰が必要なので、再エネの新規投資を先にすべきである。	アンモニア・水素混焼を前提とした LNG 新設については、調整力として期待できる側面もあることから、本制度措置の対象とすることとしております。 ただし、2050 年カーボンニュートラル実現のため、2050 年に向けた専焼化への道筋をつけることを求め、合理的な理由なく専焼化に向けた追加投資を行っていない場合には、ペナルティを設けることとしております。
	・該当箇所：p.7 (a)-2 アンモニア・水素混焼を前提とした LNG 火力の新設案件 「(a)-2 については、LNG 火力の新設案件となるため、CO2 を排出する新たな火力発電所の新設案件となるが、調整力として期待できる側面もあることから、本制度措置の対象とすることとした。」 ・意見内容：脱炭素・脱化石燃料に向けて、LNG 火力発電についても今後は新設すべきではない。 ・理由：遅くとも 2050 年までに「脱炭素社会」を実現するためには、発電部門については特にいち早く、「脱化石燃料、再エネ化」を実現する必要がある。そのために、LNG 火力発電についても新設はできず、既存のものを順次廃止していく必要がある。	

	また、2022 年の G7 首脳会合コミュニケでも、「2035 年までに発電部門の大宗の脱炭素化を」求めている。この内容に整合するエネルギー政策のためにも、LNG 火力発電も新設すべきではない。	
6	対象について	頂いたご意見を今後の制度検討の参考にさせていただきます。
	（該当箇所） P 6「（3）検討を進めるべき論点 1 対象」 （意見内容） ・2050 年のカーボンニュートラルの実現はチャレンジングな目標であり、安定供給確保と両立させながら、カーボンニュートラルの実現を目指すためには、実用段階にある脱炭素技術をしっかりと活用し、多様な脱炭素電源を確保していくことが重要。 ・『エネルギーのベストミックスの観点から、多様な脱炭素電源の導入の促進を図ることが重要（P3 中段）』や、『「発電・供給時に CO2 を排出しない電源（脱炭素電源）への新規投資」という定義に該当するものは、全て対象に含まれる（P6 注 2）』と記載していただいているとおり、対象となる全ての電源の運転開始前の案件を対象に含めるよう制度措置をお願いしたい。	
7	原子力を対象とすべきでない	本制度では全ての脱炭素電源を対象としており、特定の電源を排除することは想定しておりません。
	・該当箇所： p.6 制度の対象について ・意見内容： 原子力については、第 6 次エネルギー基本計画で、新增設・リプレイスは行わないものとして整理されていることを明記すべきである。 またそのため、本制度の対象として原発の新設やリプレイスを含めることは適当とは言えない。原子力については対象としないことも併せて明示すべき。 ・理由：第 6 次エネルギー基本計画で原発の「新增設・リプレイスは行わない」としているにも関わらず、その記述がないことは、不備・不適切である。	
	・該当箇所： p.6 制度の対象について ・意見内容： 原子力については、第 6 次エネルギー基本計画で、新增設・リプレイスは行わないものとして整理されている。そのため、本制度の対象として原発の新設やリプレイスを含めることは適当とは言えない。原子力については対象としないことも併せて明示すべき。 ・理由：第 6 次エネルギー基本計画で原発の「新增設・リプレイスは行わない」としている。	
8	専焼化への道筋について	頂いたご意見を今後の制度検討の参考にさせていただきます。
	（該当箇所） P 9「（専焼化への道筋）」 （意見内容） アンモニア・水素の専焼化に向けて提出するロードマップについては、技術開発の不確実性があることから、状況に応じて、内容修正等の柔軟な対応に配慮いただきたい。	
	P12 で LNG 火力の新設・リプレイス案件を本制度措置の対象とするに当たっては、アンモニア・水素混焼のための新規投資の取り扱いで示された専焼化への道筋を同様に求めるとされています。 一方、P6 で本制度措置の対象は、合成メタンなど、発電時に CO2 を排出するものの、発電前に温室効果ガスの削減に寄与する燃料を利用する電源も対象にしていることや、「クリーンエネルギー戦略中間整理」において、発電燃料としての合成メタンが記載されていることも踏まえると、将来的な合成メタンの活用も脱炭素化に向けた道筋の 1 つとして認めるのが自然と思われますので、詳細設計においてこの点を明確にいただくことを要望します。	
	・該当箇所 P9【【論点①】アンモニア・水素混焼のための新規投資】 ・意見内容 アンモニア・水素混焼案件(新設、既設)や時限的に設定された新設 LNG 案件については、2050 年の専焼化への道筋を示すことが求められ、合理的な理由なく専焼化に向けた追加投資を行っていない場合には、容量支払いを停止するなどのペナルティを設けることとされている。 専焼化時には、専焼化とするための発電所のリプレイスに加え、アンモニア・水素混焼案件であれば受入貯蔵設備の増強、新設 LNG 案件であれば受入貯蔵設備の新規設置が必要となるなど、多大な設備投資が必要となることが想定される一方で、事業者が専焼化を行うためには投資回収の見通しが立つことが前提となると考えられる。 そのため、現時点においては、専焼化へのリクワイアメントが過大とならないよう検討を進めて頂きたいことに加えて、例えば、更なる混焼率拡大や専焼化を行う際には改めて本オークションに応札可能とするなどの制度的措置の検討を進めて頂きたい。	
9	国産バイオマス燃料を拡大すべき	頂いたご意見を今後の政策検討の参考にさせていただきます。
	バイオマス専焼への回収を進めると同時に、何らかの理由または、認可後や稼働後に燃料が調達できずに停止しているパーム油バイオマスのような輸入燃料バイオマス为国産バイオマスへの改修や廃棄物ガス化によるメタンや水素燃料化の方向へ推し進め直すべきである。 そしてバイオマス火力は CCS として地中に埋めるのではなく、バイオオイルや植物工場への CO2 供給のための CCUS としてループ的に利用すべきであろう。	
	国産は免税として輸入バイオマス資源への炭素税の適用や関税率アップなど、輸入障壁を現在より高く設け、今からでも輸入バイオマスは FIT 除外とすべきである。その上で現在の火力発電を随時リプレイスし、石炭火力発電は木質バイオマスやバイオコークスなど固形燃料代替、バイオエタノールや黒液は液体系の代替燃料として、LNG の汽力発電はバイオメタンガスや再エネ由来水素での代替を図るべきではないか。仮に CCUS を技術開発するにしても化石燃料由来の使用は全く持って本末転倒であり、過大な設備投資や時間を掛ける意味が全く損なわれてしまう。CCUS は国産バイオマス専焼火力にのみ使う事で結果的に火力発電ですらカーボンマイナスの方向に向えるはずである。 譬え熱のカスケード利用を行ったとしても、それ以前に国内で有り余っているバイオマス資源を使用しない時点で、湯水のごとく化石燃料を焚き湯水を温めて蒸気をつくることは効率以前に無駄ではないだろうか。それに大規模集中型で高温域の排熱からカスケード利用を行っても全てを拾いきれるわけではない。ならば熱需要地に小規模分散させた熱効率 100%を超えるオ	

	ーガニックランキンサイクルのバイオマス発電であれば、余すところなく国産エネルギーを有効に使い倒し、【No Mining】、即ち地下資源からの決別を促すことが可能となる。 今や大量生産・大量消費のシステムの弊害により崖っぷちに追い詰められた我々が追求すべきなのはもはや利用効率ではない、【排出総量が問題】なのである。 つまり、燃烧エネルギーを利用する火力発電において、天然ガスの実質利用率は 100%ではないが、オーガニックランキンサイクルシステムのような小規模レベルのバイオマス設備であれば 100%を超える。『本当に重要なのは無駄に打ち捨てられるエネルギーや燃料の絶対量である。』ならば幾らかスケード的利用ができたとしても、むやみに高温で大規模な施設において天然ガスをはじめとした化石燃料を使用するのはかえってムダである。 我々は見せかけだけの効率のワナに陥っていないだろうか。	
	バイオマス発電を対象とすべきでない、制限すべき 既設火力のバイオマス専焼への改修も意図されていますが、海外から燃料を輸入する大規模バイオマス発電は、燃料調達時点での環境・社会影響が問題となっており、また実際に大きな CO2 排出があり、こちらも「脱炭素電源」と呼ぶべきではありません。 ・該当箇所：p.11 【論点③】バイオマス（混焼、既設の改修）のための新規投資 ・意見内容：「既設火力をバイオマス専焼にするための改修」についても、対象とすべきではない。 ・理由：現在、大規模なバイオマス発電所は、その燃料のほとんどを輸入に頼っており、燃料輸入量は激増している。燃料生産段階での大規模な森林伐採や開発で森林や土壌中に蓄えられている炭素が CO2 として大気中に放出されるのみならず、生物多様性が失われる。また、加工・輸送段階でも大量の CO2 を発生させる。既設火力発電所をバイオマス専焼に切り替えれば、その燃料は、国内産でまかなうことはできず、燃料を輸入することになる。現在生じている問題がさらに拡大することが予想される。 参考：レポート「バイオマス発電は環境にやさしいか？“カーボン・ニュートラルのまやかし”」 2021 年 5 月 FoE Japan https://foejapan.org/issue/20210514/3823/ 該当箇所 p11『既設火力をバイオマス専焼にするための改修』は、本制度措置の対象とすることとした。 意見内容「既設火力をバイオマス専焼にするための改修」について、バイオマス発電は、エネルギー利用効率が低いので、制度措置の対象とすべきではない。特に、森林などの生体バイオマスから燃料目的のために森林を伐採して取得した木質バイオマスを燃料とする場合は制度措置の対象とすべきではない。 理由：バイオマス燃料を火力発電の燃料に利用するのは、非常にエネルギー効率が悪く、石炭よりも単位エネルギー当たりの CO 2 排出量は多くなる。 CO2 排出係数は、石炭は 24.3 で、バイオマス木材利用は 29.6t ～C/TJ であることが環境省の GHG インベントリ報告書（3-16）でも示されている。 https://www.env.go.jp/earth/ondanka/ghg-mrv/unfccc/material/NIR-JPN-2020_J.pdf EU の Joint Research Center の報告書でも、一次利用の木質バイオマスは、燃料利用としての問題点が指摘されている。 https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC122719 炭素ストックである生体バイオマスを森林伐採し燃烧させることで、CO2 の排出を人為的に引き起こし、正味の追加的な大気への炭素排出となる。 森林（生体バイオマス）は維持されれば、成長により炭素吸収源となるが、伐採・燃烧すれば排出源となる。 この部分は、伐採後の再生で炭素吸収がバランスするには 100 年以上もの期間が必要と考えられる。また再生しないことで、吸収源たる森林が失われるリスクもある。 森林バイオマスはまず木材（マテリアル）として利用し、その残渣のみを熱中心または熱電併給のエネルギー利用とすべきであり、バイオマス専焼をこの制度の対象とすることは、森林減少・劣化を引き起こし、2050 年までのカーボンニュートラルを阻害するものであると認識すべきである。 該当箇所 p11 「『既設火力をバイオマス専焼にするための改修』は、本制度措置の対象とすることとした。 意見内容「既設火力をバイオマス専焼にするための改修」について、発電利用効率が低いので、制度措置の対象とすべきではない。特に、森林などの生体バイオマスから燃料目的のために一次利用として伐採して取得した木質バイオマスを燃料とする場合は制度措置の対象とすべきではない。 理由：バイオマス燃料を火力発電の燃料に利用するのは、非常に効率が悪く、CO2 排出係数は、石炭燃料以上（石炭は 24.3 で、バイオマス木材利用は 29.6t ～C/TJ）であることが環境省の GHG インベントリ報告書（3-16）でも示されている。 https://www.env.go.jp/earth/ondanka/ghg-mrv/unfccc/material/NIR-JPN-2020_J.pdf EU の Joint Research Center の報告書でも、一次利用の木質バイオマスは、燃料利用としての問題点が指摘されている。 https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC122719 炭素ストックである生体バイオマスを森林伐採と搬出し、燃烧させることで、CO2 の排出を人為的に引き起こし、正味の追加的な大気への炭素排出となる。というのも、生体バイオマスの成長は、炭素吸収ではあるものの、燃料取得対象が天然林であれば、人為的吸収量としてカウントできないし、また燃料目的に生育された植林地でなければ、少なくとも、その吸収量はバイオマス発電事業に帰属すべきではないからである。	バイオマスも再生可能エネルギーの一つであり、脱炭素電源の一つとして本制度の対象とすることとしておりますが、持続可能性の確保が重要であることから、具体的にどのようなバイオマスを本制度の対象とするかについては、頂いたご意見を今後の制度検討の参考にさせていただきます。

	さらに、燃料利用のための伐採が行われなければ、吸収により炭素が大気から隔離され生体バイオマスの炭素ストックが増加していたが、それも阻害されてしまう。この部分は、伐採後の再生で相殺される可能性があるものの、再生しないことで、これを失うリスクもある。 燃料目的のための植林の場合は、植林のための造成や育林のための作業や土地利用転換も含めた排出も発生して、これらもカウントする必要があるとともに、これらの生体バイオマス由来の一次利用となる燃料をエネルギー利用効率が低い発電に利用することは回避すべきであるため。 加えて、これらの事業に伴う生物多様性や人権侵害に関連するリスクも勘案しておく必要がある。その確認のためのコストは非常に高いと考えられる。	
	対象【論点③】バイオマス（混焼、既設の改修）のための新規投資 意見：「既設火力をバイオマス専焼にするための改修」は、バイオマスの発電のライフサイクル全体で温室効果ガスの排出に寄与しないもの限定すべきである。 理由：バイオマス発電は、燃料の生産時に二酸化炭素の吸収源である森林の減少・劣化などを伴うものがある。加えて、燃料の栽培、加工、輸送といったライフサイクルの各段階で温室効果ガスが排出され、全体として持続可能とは言えないものは本制度の対象とすべきではない。	
	該当箇所：P11 【論点③】バイオマス（混焼、既設の改修）のための新規投資 意見内容：「既設火力をバイオマス専焼にするための改修」は、バイオマスの由来を持続可能なバイオマスであり、生産段階で CO2 排出に寄与しないもの限定すべきである。 理由：バイオマス発電は、生産時に森林減少・劣化などを伴うもの、燃料の栽培、加工、輸送といったライフサイクルの各段階で温室効果ガスを排出するものがあり、持続可能とは言えないものがある。特に、海外から輸入した大規模バイオマス発電は、こうしたケースが多く、本制度の対象とすべきではない。	
1 1	需給ひっ迫時の対応について	頂いたご意見を今後の政策検討の参考にさせていただきます。
	P12、（今冬の需給ひっ迫を踏まえた対象電源の検討について） 比較的短期に建設が可能な火力電源の建設を促進することについて、短期的な電力需給ひっ迫を防止するためと理解いたしますが、足元の需給ひっ迫対策となり得る DR の更なる活用等、他の手段も含めて、より社会全体のコストを低減しつつ安定供給を確保できる対応策についても総合的にご検討をお願いしたい。	
1 2	募集量について	頂いたご意見を今後の制度検討の参考にさせていただきます。
	P15、募集量 「本制度措置の初期段階における募集量は、スモールスタートを基本とすること」について賛同いたします。社会全体のコストを低減しつつ、安定供給確保、脱炭素電源導入に資するよう、また、新エネルギーミックスとの整合性、現行容量市場における募集量との関係性等も踏まえ、引き続きご検討をお願いしたい。	
	・該当箇所 2.市場整備の方向性（各論） 2. 1. 電源投資の確保 （3）検討を深めるべき論点 ②募集量 ・意見内容 初回オークションおよび将来の中長期に亘る募集量（時限的に対象となる LNG、既設改修案件の割合を含む）の提示を早期にお願いしたい。また、水素・アンモニアについては、2050 年に向けた国内の導入目標量に沿った募集量の設定がなされる必要。	
	・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。） 将来にかけての脱炭素電源の開発計画および本制度への入札計画の策定材料とするため。	
	・ P15 で、「本制度措置の初期段階における募集量は、スモールスタートを基本とすることとし、具体的な募集量は、今後検討する」とされている。 ・ 現行の容量市場は容量確保契約期間が 1 年間で、新設電源開発を促進するには力不足であることや、本制度措置の約定量は、現行の容量市場の目標調達量から適切に控除されるため過度な国民負担増にはならないことを踏まえると、とりわけ、今冬の需給ひっ迫および将来の経年火力の廃止を踏まえて、脱炭素電源とは別枠で募集量を設けることになった新設 L N G 火力の募集量については、脱炭素に向けてのトランジション期を乗り越えるために必要な調整力を早期に確保する観点からも、スモールスタートに囚われず、エリアごとの需給見通しも勘案した上で十分な量を確保するという観点から今後の詳細設計で検討を深めていただきたい。	
	（該当箇所） P 1 6「（3）検討を進めるべき論点 2 募集量」 （意見内容）・初期段階における募集量はスモールスタートを基本とすることとされているが、募集量を絞りすぎると、これが制約となり、脱炭素電源への投資が阻害されることも考えられる。募集量の具体的な検討にあたっては慎重な議論をお願いしたい。	
1 3	水素の枠を設け、最低入札容量を新設・既設改修ともに 1000kW に引き下げるべき	本制度は、様々な脱炭素電源の電源種同士の競争制度であるため、水素発電のみの募集枠を設けることや、最低入札容量を設けることは考えておりません。
	・該当箇所 P.13 (2) 電源投資の確保 最低入札容量は、10 万 kW（送電端設備容量ベース 9。同一場所の発電所における複数プラントで 1 つの入札を行うことで、合計で 10 万 kW を超える場合も可）とすることとした。 (中略) 既設火力のアンモニア・水素混焼にするための改修案件については、上述のとおり、・・・これらの点を踏まえ、最低入札容量は例外的に 5 万 kW(送電端設備容量ベース同一場所の発電所における複数プラントで 1 つの入札を行うことで、合計で 5 万 kW を超える場合も可)とすることが考えられる。	

	・意見内容 本制度は、電力の安定供給を持続的なものにするため、脱炭素電源への新規投資を促すとともに、短期的な電力需給ひっ迫を防止していくために、比較的短期間に建設が可能な電源の建設を促進していくことが必要である。 電力の安定供給が可能で主要な脱炭素電源である水素発電の導入を促進するとともに、建設期間が短い電源への投資を促進するためにも、水素発電に対しては、分散型電源の枠を設け、現行技術で達成できる水素混焼率の要件を課したうえで最低入札容量は新設、既設の改修案件ともに容量市場と同様に期待容量 1,000kW 以上に引き下げるなど、検討頂きたい。 ・理由 ・ 水素に関しては、燃料としてのサプライチェーンが未構築であり、グレー水素の流通量が限定的である。最低容量 10 万 kW 以上とすると、大量の水素・アンモニアを安定的に調達する必要があるため、燃料調達がネックとなり、電源投資が進まない恐れがある。サプライチェーンが構築されていない現段階において、中小型の水素発電も対象とすることで、脱炭素電源の拡大ならびに早期の供給力確保に資する制度とすべきである。 ・ 水素専焼技術は、NEDO プロジェクトにて 1MW 級ガスタービンでは実証済みであり、本技術の普及拡大は、脱炭素化電源の拡大に資するものである。しかしながら、最低入札容量を 10 万 kW 以上とすることで、技術が確立している水素専焼発電は対象外となり、NEDO プロジェクトの成果が普及しない。 ・ 水素専焼技術が確立しているガスタービンはコージェネレーションシステムとして導入されることが一般的である。ガスタービンコージェネレーションシステムの直近 10 年間の 1 年あたりの導入台数／容量(kW)／平均容量(kW/台)は全国で 13.8 台/年、7.6 万 kW/年、5,510kW/台・年である。このことから、全国の単年度の導入容量ですら最低入札要件の 10 万 kW に到達することはできない。 コージェネ財団 HP 「コージェネレーション（CHP） 原動機種別・直近 10 年の台数/容量（2021 年 3 月末）」 https://www.ace.or.jp/web/works/works_0060.html ・ 電気事業法における電源の休廃止の事前届出制の対象が 10 万 kW 以上であることも最低入札容量の根拠としているが、電気事業法では、1,000kW 以上のガスタービン発電設備などは工事計画届が必須であり、国で発電所の休廃止状況等を把握できる。このことから、1,000kW 以上のガスタービンを本制度の対象としたとしても、国が供給力について一定程度監視することが可能であり、制度上の問題は無いと考えられる。 ・ 水素混焼率について述べると、大型ガスエンジンは体積比で 30%混焼を国内ガスエンジンメーカーが初めて開発した。ガスタービンについて、1MW 級は NEDO プロジェクトにおいて専焼技術を確立している。5MW 級ガスタービンは水噴射を行わず、総合効率が高い DLE 燃焼器の機種で体積比 40%混焼できる技術が開発済みである。30MW 級の wet タイプのガスタービンは体積比で 20～50%混焼できる設備をすでに導入している。水素混焼技術をもつ分散型電源への投資を促し、短期的な供給力を確保する観点から、発電容量に応じて、技術的に可能な水素混焼率を踏まえた最低入札量とする制度設計を行うことが必要である。 第 6 次エネルギー基本計画 p47 において、“分散型エネルギーリソースが果たす役割は、…(中略)…小売電気事業者向けの供給力や一般送配電事業者向けの調整力の活用などに拡大していくことが期待されている。”と記載があり、供給力の確保を目的とする本制度において、分散型エネルギーリソースも対象とすべきであり、最低入札容量を引き下げる必要がある。(世界初、市街地で水素 100%による熱電供給を達成) https://www.nedo.go.jp/news/press/AA5_100945.html (大型ガスエンジンにおける水素 30%混焼技術を開発) https://www.khi.co.jp/pressrelease/detail/20220316_1.html (副生水素混焼の 30MW 級純国産高効率ガスタービン「L30A」を納入) https://www.khi.co.jp/pressrelease/detail/20211206_1.html (ガスタービン DLE 燃焼器に搭載する水素混焼技術を開発完了) https://www.khi.co.jp/pressrelease/detail/20211207_1.html	
1 4	全対象電源の最低入札容量について 対象電源の最低入札容量として、全て 1 万 kW に統一するのが適切ではないか。 理由としては、下記の通り。 （１）初期投資額が 100 億円を超える水準として、10 万 kW という水準が挙げられているが、例えば風力発電においては、3 万 kW 規模の案件から初期投資額が 100 億円を超えることが見込まれる為 （２）陸上風力発電所においては、設備容量が 10 万 kW を超える発電所が少なく、対象となる発電所が限定される為 該当箇所：P12【論点⑤】最低入札容量 意見内容：初期投資額 100 億円、10 万 kW 以上という設定は、「地域分散型」の再エネ社会の構築からかけ離れた、旧来の大規模集中電源への復古を目指すものであり、反対である。また、水素・アンモニア混焼だけ 5 万 kW を対象と特別扱いし、その促進を支援するのは、前記理由により不当である。 理由：これからの社会は、気候変動対策の観点からも、エネルギーの自給率の向上のためにも、地震や災害に強い強靱な電力システムを構築する上でも、これまでのような大規模集中型電源の時代から、地域分散型の再エネ社会へと日本のエネルギーシステムを転換することが不可欠である。今後、新規電源の投資を振り向ける先は、大規模な火力発電設備ではなく、地域の特性を活かした再エネを普及することであり、そのような制度設計にすべきである。	本制度措置は、巨額の初期投資の回収に対して長期的な収入の予見可能性を付与するものであり、初期投資額を含む入札価格の監視や、運転開始後の他市場収益の還付手続きなど、現行容量市場以上に制度の運用コストが一定程度必要になります。また、本制度は、「事前に決まっていない政策的な対応等」を行う場合の容量市場の「特別オークション」の一類型との位置づけであり、こうした特別な支援制度であることに鑑みれば、現行容量市場よりも対象を限定することが適切であり、巨額の初期投資を伴うことが想定され、かつ、需給上の影響が大きい一定規模以上の案件に限定することが適切と考えております。 このため、蓄電池以外の新設・リプレイス案件の最低入札容量は、10 万 kW（送電端設備容量ベース。同一場所の発電所における複数プラントで 1 つの入札を行うことで、合計で 10 万 kW を超える場合も可）とすることが適切と考えております。
	LNG 火力の最低入札容量について	

15	・該当箇所 2.市場整備の方向性（各論） （３）検討を深めるべき論点 ①対象 論点⑤最低入札容量 ・意見内容 蓄電池以外の新設・リプレース案件の最低入札量を「10 万 kW」としているところ、火力発電所においては、環境影響評価の対象事業（第二種事業）を参照した「11.25 万 kW」としてはどうか。 ・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。） 最低入札量の「10 万 kW」（送電端設備容量）は火力発電所における環境影響評価の対象事業の基準（発電端設備容量）をわずかに下回る水準であり、当該手続きを回避する案件が多く発生する可能性を懸念。 一方で、発電端と送電端の設備容量に係る勘案も困難であることから、最低入札量（送電端設備容量）を「11.25 万 kW」と設定することが簡便と思案。	本制度の目的と、環境影響評価の目的は異なることから、環境影響評価の規模を本制度の最低入札容量の検討の際に勘案する必要はないものと考えております。
16	蓄電池の最低入札容量について 蓄電池については例外的に 1 万 kW を最低入札容量とするとされておりますが、「（参考図 10）直近の蓄電池の導入状況」に示される通り、1 万 k W 未満の規模の設備が過半を占めております。蓄電池については「供給力としての価値が限定的」(P16)とされる一方で、ピークシフト、系統制約、レジリエンス強化、等への活用が可能であり、また、蓄電池を用いた新たな事業の拡大等にも期待できるものと認識しておりますので、最低入札容量、募集量につきましては柔軟なご検討をお願いしたい。 〔論点 5 〕最低入札容量） （略）ただし、蓄電池についても最低入札容量を 10 万 kW とした場合、参考図 10 のとおり、直近の導入状況を踏まえれば、実質的に対象から除外されることとなる可能性がある。このため、蓄電池については、例外的に 1 万 kW（送電端設備容量ベース、放電可能時間 3 時間以上）を最低入札容量とすることとした。 [意見]蓄電池にかかる最低入札容量について、1 千 kW（送電端設備容量ベース、放電可能時間 3 時間以上）としていただきたい。 [理由] 蓄電池は、系統潮流の改善に寄与し、系統増強費用の抑制に寄与する事が期待されます。 今後、蓄電池は技術革新による設置コストの低減が見込まれる事から、先行して設置した事業者の蓄電設備の競争力が後発事業者に劣後する可能性があり、本制度の対象とする事による投資予見性確保が導入拡大に寄与するものと考えられます。 設置までの工期や受変電設備投資費用が特別高圧に比べて安価である事から、高圧連系の蓄電所も対象とする事で早期普及とコスト抑制に繋がる可能性があります。 他方、制度の運用コスト面に影響が生じる事から、一定の最低容量制限を入れる事が合理的である事は取り纏め案にてご指摘の通りであります。容量市場の最低入札容量にあわせ、1 千 k W 下限とし、あわせて単独の蓄電所の容量にて 1 千 k W とする事で運用コストに配慮しつつ、蓄電所の普及拡大の推進が図れるものと考えます。	本制度措置は、巨額の初期投資の回収に対して長期的な収入の予見可能性を付与するものであり、初期投資額を含む入札価格の監視や、運転開始後の他市場収益の還付手続きなど、現行容量市場以上に制度の運用コストが一定程度必要になります。また、本制度は、「事前に決まっていない政策的な対応等」を行う場合の容量市場の「特別オークション」の一類型との位置づけであり、こうした特別な支援制度であることに鑑みれば、現行容量市場よりも対象を限定することが適切であり、巨額の初期投資を伴うことが想定され、かつ、需給上の影響が大きい一定規模以上の案件に限定することが適切と考えております。 蓄電池につきましては、上記の点を踏まえつつ、直近の導入状況を踏まえて最低入札容量を 1 万 k W としているところであり、蓄電池の最低入札容量については、原案のとおりとさせていただきます。
17	水素・アンモニアの最低入札容量について ・該当箇所 P.13 （３）検討を深めるべき論点 1 対象（〔論点 5〕最低入札容量） 最低入札容量は、10 万 kW（送電端設備容量ベース 9。同一場所の発電所における複数プラントで 1 つの入札を行うことで、合計で 10 万 kW を超える場合も可）とすることとした。 （中略） 既設火力のアンモニア・水素混焼にするための改修案件については、上述のとおり、・・・これらの点を踏まえ、最低入札容量は例外的に 5 万 kW(送電端設備容量ベース同一場所の発電所における複数プラントで 1 つの入札を行うことで、合計で 5 万 kW を超える場合も可)とすることが考えられる。 ・意見内容 本制度は、安定供給を持続的なものにするため、脱炭素電源への新規投資を促すこと、短期的な電力需給ひっ迫を防止していくために比較的短期に建設が可能な電源の建設を促進していくことが目的と理解する。その対象として挙げられた水素・アンモニア発電は、調整力・慣性力を有することからカーボンニュートラル(CN)を実現する上で重要な電源となる。しかしながら他電源と異なり、現時点において開発・実証段階にあり、かつ燃料として大量の水素・アンモニアが必要となるものの、サプライチェーン構築も途上であり、最低入札容量が投資の足枷とならないよう、配慮頂きたい。現在の水素・アンモニア混焼・専焼の開発状況と合わせ、運用可能な水素・アンモニア供給量も考慮し、これら発電設備投資における最低入札容量については、新設、既設の改修案件とも 1,000kW 以上に引き下げるなど、検討頂きたい。 ・理由 水素・アンモニア供給に関して、燃料としてのサプライチェーンが構築途上であり、流通量が限定的である。最低容量 10 万 kW 以上とすると、大量の水素・アンモニアを安定的に調達する必要があるため、燃料調達がネックとなり、電源投資が進まない恐れがある。サプライチェーンが未確立の現段階において、大型投資に限定せず、中小型の水素・アンモニア発電も対象とすることで、脱炭素電源の拡大ならびに早期の供給力確保に資する制度とすべきである。 専焼技術は、NEDO プロジェクトにて 1MW 級水素専焼がスタービンでは実証済みであり、本技術の普及拡大は、脱炭素化電源の拡大に資するものである。しかしながら、最低入札容量を 10 万 kW 以上とすることで、現時点において商用段階にある水素専焼発電は対象外となり、NEDO プロジェクトの成果が普及しない。またアンモニアにおいては、2MW 級の	本制度は、巨額の初期投資の回収に対して長期的な収入の予見可能性を付与するものであり、初期投資額を含む入札価格の監視や、運転開始後の他市場収益の還付手続きなど、現行容量市場以上に制度の運用コストが一定程度必要になります。また、本制度は、「事前に決まっていない政策的な対応等」を行う場合の容量市場の「特別オークション」の一類型との位置づけであり、こうした特別な支援制度であることに鑑みれば、現行容量市場よりも対象を限定することが適切であり、巨額の初期投資を伴うことが想定され、かつ、需給上の影響が大きい一定規模以上の案件に限定することが適切と考えております。 このため、蓄電池以外の新設・リプレース案件の最低入札容量は、10 万 kW（送電端設備容量ベース。同一場所の発電所における複数プラントで 1 つの入札を行うことで、合計で 10 万 kW を超える場合も可）とすることが適切と考えており、水素・アンモニア発電の新設・リプレース案件のみ最低入札容量を引き下げることとは考えておりません。 既設火力のアンモニア・水素混焼にするための改修案件の最低入札容量については、いただいた御意見も参考に、今後検討してまいります。

	70%混焼に成功した段階で、中小型が 2024 年、大型においては 2020 年代後半専焼化に向け、開発途上にあり、商用化されても同様の問題が生じる。 混焼率について述べると、本案 P.8 で示されている「熱量ベースで、アンモニアは 20%以上、水素は 10%以上の混焼」は技術的には妥当である。しかしながら、例えば既設改修で検討されている最低容量 5 万 kW とした場合、その稼働には年間数万トンもの水素・アンモニアが必要となり、現実的に系統維持に貢献できる容量として稼働・維持できるか疑問である。 <参考> (世界初、市街地で水素 100%による熱電供給を達成) https://www.nedo.go.jp/news/press/AA5_100945.html (ガスタービン DLE 燃焼器に搭載する水素混焼技術を開発完了) https://www.khi.co.jp/pressrelease/detail/20211207_1.html (2,000kW 級ガスタービンで液体アンモニアの 70%混焼に成功) https://www.ihl.co.jp/ihl/all_news/2020/resources_energy_environment/1197059_1601.html	
	アンモニア・水素混焼のための新規投資 3 は、主に以下のケースが考えられる。 (a)-1 アンモニア・水素混焼を前提とした石炭火力の新設案件 (a)-2 アンモニア・水素混焼を前提とした LNG 火力の新設案件 (b)-1 既設の石炭火力をアンモニア・水素混焼にするための改修案件 (b)-2 既設の LNG 火力をアンモニア・水素混焼にするための改修案件 これはなぜ大規模な大金の掛かる案だけなのですか？ 発明って最初は規模が小さいが、順調にさえ行けば大規模になるわけで、最初から大規模投資が必要なら参加できる企業は限られるのではないのか？ ウンチだってアンモニアなのだから、下着に付着させたままなら(悪臭はともかくとしても)バッテリーとして活用できる社会も来るかもしれないわけで、小規模な案も俎上に載せてほしいです。	
	（該当箇所） P 1 3「【論点 5】最低入札容量」 （意見内容）・当初、6 月 2 2 日の制度検討作業部会には、既設火力のアンモニア・水素混焼案件について、5 万 kW というラインが最低入札容量として提示されたが、委員からのご意見を踏まえ、引き続き検討と整理されたものと認識。事業者としては、アンモニア・水素の混焼は実証段階であることから 5 万 kW という水準は相当高いものと認識しており、作業部会での議論経緯も踏まえ、今後、実態を踏まえつつ柔軟にご検討いただきたい。	
1 8	水力の最低入札容量について ・該当箇所 P13【【論点 5】最低入札容量】 ・意見内容 最低入札容量 10 万 kW について、水力の場合、10 万 kW 以上の条件では対象となる案件が極めて限定されることから、水力に対する投資が進まず、電源種の偏りが生じる虞があると考えられる。また、水力への投資に関して、無理に 10 万 kW を満足させるために、運転継続時間を犠牲にして水路・機器のサイズを大きく設定することで、結果的に経済合理性が失われ、国民負担の増加に繋がる虞も考えられる。 水力については、FIT・FIP 制度も存在するものの、対象は 3 万 kW が上限であるため、2050 年カーボンニュートラルの実現に向けて純国産エネルギーである水力を最大限活用していく観点から、本制度措置における最低入札容量の引き下げについて検討頂きたい。 また、揚水発電については、同様な機能を有する蓄電池とのイコールフットな競争環境を整備頂きたい。	本制度は、巨額の初期投資の回収に対して長期的な収入の予見可能性を付与するものであり、初期投資額を含む入札価格の監視や、運転開始後の他市場収益の還付手続きなど、現行容量市場以上に制度の運用コストが一定程度必要になります。また、本制度は、「事前に決まっていない政策的な対応等」を行う場合の容量市場の「特別オークション」の一類型との位置づけであり、こうした特別な支援制度であることに鑑みれば、現行容量市場よりも対象を限定することが適切であり、巨額の初期投資を伴うことが想定され、かつ、需給上の影響が大きい一定規模以上の案件に限定することが適切と考えております。 このため、蓄電池以外の新設・リプレース案件の最低入札容量は、10 万 kW（送電端設備容量ベース。同一場所の発電所における複数プラントで 1 つの入札を行うことで、合計で 10 万 kW を超える場合も可）とすることが適切と考えており、水力発電の新設・リプレース案件のみ最低入札容量を引き下げることは考えておりません。
1 9	バイオマスの最低入札容量について 該当箇所：13 ページ【論点 5】最低入札容量について 意見：論点 3（P.11）において、『「既設火力をバイオマス専焼にするための改修」は、本制度措置の対象とすること』とあるが、既設のバイオマス混焼を設備改修してバイオマス専焼化する場合において、全設備容量 10 万 kW（送電端設備容量ベース）の発電所であれば、実態を考慮して最低入札容量は 5 万 kW 以上として頂きたい。 理由： ・既設の石炭・バイオマス混焼発電所の多くは送電端設備容量が 10 万 kW 以上であるが、バイオマス部分を FIT で売電している。本制度の対象は FIT 分以外の非 FIT 分の容量（石炭をバイオマスに変更するために改修した容量）となるものと理解しているが、大半の既設石炭・バイオマス混焼発電所における当該非 FIT 分は 10 万 kW 未満となり、最低入札容量 10 万 kW に満たなくなる点を考慮頂きたい。 ・今後の脱炭素の流れの中で、これらの発電所は 10 万 kW 以上の重要な安定電源である。しかし、最低入札容量が大きいことで本制度の対象外となる場合には、脱炭素を図ることが現実的に困難となり、これらの発電所は退出に向かうことが想定され、それは本制度の目的から外れていると考えられる。 ・よって、送電端設備容量が 10 万 kW 以上である石炭・バイオマス混焼発電所がバイオマス専焼化する場合、既設の石炭・バイオマス混焼発電所の大半が本制度の対象となるよう、最低入札容量を 5 万 kW 以上として頂きたい。	最低入札容量の設定は、本制度が特別な支援制度であることに鑑み、巨額の初期投資を伴うことが想定され、かつ、需給上の影響が大きい一定規模以上の案件に限定することが適切であり、特定の電源種の既存の発電所の大半が対象となるかどうかで設定すべきものではないものと考えております。
2 0	バイオマスの最低入札容量について [該当箇所]13 ページ （【論点 5】最低入札容量） 既設火力のアンモニア・水素混焼にするための改修案件については、上述のとおり、新たに生じる混焼割合の kW が本制度措置の対象となるが、この混焼割合の kW が 10 万 kW を超えることを要件とした場合、水素は混焼比率が当面 10%とすると、100 万 kW 以上の既設火力に限定されてしまい、相当限定的になってしまう。また、参考図 11 のとおり、既設石炭	御指摘を踏まえ、参考図 12 の既設火力のバイオマス専焼にするための改修案件について、新たに生じるバイオマス kW 相当である旨を明記しました。

2 1	のアンモニア混焼にするための改修案件の場合、混焼割合の kW が 5 万 kW の場合に投資額が 100 億円を超える。これらの点を踏まえ、最低入札容量は、例外的に 5 万 kW（送電端設備容量ベース。同一場所の発電所における複数プラントで 1 つの入札を行うことで、合計で 5 万 kW を超える場合も可）とすることが考えられる。 15 ページ参考 12 の表 [意見] 「既設火力のアンモニア・水素混焼にするための改修案件」は、新たに生じる混焼割合の kW が本制度措置の対象となり、この混焼割合の kW が最低入札容量の 5 万 kW を超えることが要件とされている。 これに倣えば、「既設火力のバイオマス専焼にするための改修案件」も、新たに生じるバイオマス発電部分の kW が本制度措置の対象となり、この kW が最低入札容量の 10 万 kW を超えることを要件とすべきではないか。 したがって、参考 12 の表の「既設火力のバイオマス専焼にするための改修案件」の最低入札容量は、「10 万 kW（送電設備容量ベース）※全設備容量」ではなく、「10 万 kW（送電設備容量ベース）※新たに生じるバイオマス kW 相当」とすべきではないか。	
	バイオマスの最低入札容量について [該当箇所] 13 ページ （[論点 5]最低入札容量） （略） こういった点を踏まえ、最低入札容量は、10 万 kW（送電端設備容量ベース。同一場所の発電所における複数プラントで 1 つの入札を行うことで、合計で 10 万 kW を超える場合も可）とすることとした。 [意見] 論点 3 において、『「既設火力をバイオマス専焼にするための改修」は、本制度措置の対象とすること』とあるが、既設のバイオマス混焼をバイオマス専焼とする場合において、最低入札容量の考え方については、既設発電所全体の送電単設備容量ベースとしていただきたい。 [理由] 既設のバイオマス混焼をバイオマス専焼に改修するにあたっては、バイオマス混焼でない火力をバイオマス専焼と同規模の投資が必要と認識しており、最低入札容量の対象としては、バイオマス混焼部分（FIT 売電対象を含む）を除外するのではなく、発電所全体の送電単設備容量ベースとするのが妥当であり、再生可能エネルギー発電の拡大に寄与すると考えるため。	FIT 売電対象のバイオマス混焼部分のコストについては、FIT 制度によってコスト回収が行われていることから、この部分も本制度の対象とすることは不適切と考えております。また、既設火力のアンモニア・水素混焼にするための改修案件では、新たに生じる混焼割合部分の kW が本制度の対象となることとの整合性を踏まえ、新たに生じるバイオマス kW 部分が本制度の対象となることが適切と考えております。
	入札対象と建設プロセスの関係について 入札時点で「運転開始前の案件（既設火力の改修の場合は、改修工事後の運転開始前の案件）」が対象であるが、現行容量市場で本制度の有無に関わらず意思決定の上で約定した新設 LNG 火力電源は、以降の年度において長期脱炭素電源オークション参加不可であることを確認したい。 <例> ・2026 年度運転開始 ・2026 年度容量市場約定済（2026 年度容量市場オークションは 2022 年度） 上記の場合、2023 年度時点で「運転開始前の案件」であることから、2023 年度第 1 回長期脱炭素電源オークションの対象であるが、2027 年度以降分の長期脱炭素電源オークションの参加は不可とする。 ・理由 本制度は新規電源投資を促進することが目的であり、現行容量市場で約定済み案件を対象とすることは本制度目的に沿わないため。 ・該当箇所 P15〔【論点⑥】入札対象と建設プロセスとの関係〕 ・意見内容 入札対象について、「運転開始前の案件(既設火力の改修の場合は、改修工事後の運転開始前の案件)」とされている。 2023 年度開始予定の長期脱炭素電源オークション後に運開予定の発電所で、本年度の容量市場(2022 年度 11 月開催分)に応札予定の電源については、本年度の容量市場にて約定した場合も、入札対象の整理(本オークション開催時点で運転開始前)の通り、本オークションにおいて「新設」扱いとして応札可能として頂きたい。 2023 年度長期脱炭素電源オークションへの「新設」扱いとしての応札が認められない場合、2023 年度の本オークションに入札するために運開時期を遅らせることも選択肢として考えられ、短期的な需給ひっ迫を防止するという制度目的に反するものと考えている。 ・該当箇所 全般 現行の容量市場との関係 参考 2. 1. 電源投資の確保 （2）本制度措置の位置づけ・ 名称・運営主体 （3）検討を深めるべき論点 ⑩ リクワイアメント・ペナルティ ・意見内容 現行の容量市場のもとで将来（最大 4 年後）の容量確保契約を締結している電源であっても脱炭素化への設備改修等による本制度（長期脱炭素電源オークション）の適用を目指すケースは想定され、同時に、4 年前の断面において当該計画が未決定であれば、あらかじめ既存設備にて容量市場へ応札しておくことは合理的な行動と言える。 また、本制度のリクワイアメント・ペナルティについては現行の容量市場と同内容を適用するものと整理されたところ。 上記ならびに脱炭素電源への早期移行の促進の観点より、容量市場へ約定したのちに本制度の適用を目指す電源に対する柔軟かつ合理的な移行措置に係る検討・整理をいただきたい	頂いた御意見を参考に、今後検討してまいります

	く、特に、脱炭素電源オークションへの応札・約定をもって容量市場からのペナルティを受けることがないような配慮を期待する。	
2 3	入札対象と建設プロセスの関係について ・該当箇所 【論点⑥】入札対象と建設プロセスとの関係 ・意見内容 ・ P15 で、本制度措置の対象を「運転開始前の案件」とするとあるが、審議会でも一部委員からも発言があったように、既に建設工事に取掛かった電源は投資の意思決定が基本的に済んでいる電源であり、本制度措置による支援の必要性は相対的にはかなり低いと思われる。 ・ とりわけ、別枠で募集される新設 LNG 火力について、こうした本制度措置を利用せずとも運転開始するようなものが数多く落札するようなことになれば、本来支援が必要な、これから投資の意思決定の判断を行う新設 LNG 火力の本制度措置の利用機会を失うことにもなりかねないことから、原則的には本制度措置の対象は、入札時点において、例えば、電気事業法の工事計画届出書を提出する前の電源などにした方が望ましいと考える。 ・ 仮に、運転開始前の案件を対象とする場合には、建設工事着手済みの新設 LNG 火力が 2023 年度に予定されている制度開始の早い段階で落札する可能性を十分念頭に置いた上で、これから投資判断を行う新設 LNG 火力の本制度措置への参加が阻害されないような募集の在り方について検討が必要と考える。	建設工事に進んだ後も、事業環境の変化により建設が止まるケースも考えられ、投資の意思決定の時点を捉まえるのが実態として難しいことから、運転開始前の案件を対象とすべきと考えております。 3 点目の御意見については、頂いた御意見を参考に、今後検討してまいります。
2 4	還付割合について ・該当箇所 P24 E) 他市場収益 (還付時の(稼働インセンティブに配慮した)一定の還付割合) ・意見内容 ・ P24 で、「参考図 22 の試算結果を踏まえれば、還付割合は 90%をベースとし、残りは事業者が留保できることとした。」とあるが、(参考図 22) では、複数の還付割合の選択肢が示されているものの、数ある選択肢の中で、何故 90%がベストなのかの根拠が資料上は明確になっていないように見受けられる。 ・ 事業報酬 (税引前 WACC 5%) を入札価格に算入しうするため、還付時に過大な事業報酬を与えることは不適切としているが、一方で、90%還付にした場合に、事業者が本制度措置に参加して新規電源を建設するインセンティブが働くのか、あるいは、金融機関のファイナンスがつくのかなど、最終的には関係者にもう少しアセスメントした上でベースの還付割合を決定することが望ましく、その上で、効率化インセンティブが働くような還付方法について、今後の詳細設計で議論を深めていただきたい。	落札事業者は、事業報酬 (税引前 WACC 5%) を入札価格に算入しうることから、これに加えて還付時に過大な事業報酬を与えることは不適切であるため、還付割合が事業報酬率に与える影響が概ね 1 ～ 2 %程度となる 9 0 %を還付割合のベースとすることとしております。電源建設のインセンティブや、金融機関のファイナンスの状況については、適宜制度の運用状況を見ながら、必要に応じて制度の在り方について検討を行ってまいります。
2 5	還付割合について ・該当箇所 P23-24(還付時の (稼働インセンティブに配慮した) 一定の還付割合) ・意見内容 全ての利益を還付させてしまうと稼働インセンティブが低下するため、利益の一定割合 (90%) について還付することとし、その残りの利益 (10%分) は事業者が稼働インセンティブとして留保できるとされている。 本制度措置に伴う電源の稼働期間は長期にわたるものであり、運転中の事故や非常災害などに伴う特別な大規模修繕費用の発生など、入札価格には織り込むことができないリスク (追加費用) の発生も考えられる。 この場合、原則、プロジェクトとしての留保 (インセンティブ 10%留保分の蓄積) で対応する必要があるが、現在の留保割合で十分なレベルと言えるかは疑問である。 巨額の投資に対するリスクであることを考慮すると、プロジェクトのファイナンス面や、還付割合について 90%が妥当な水準かなどについて、投資家や金融機関の意見を聴取しながら検討を進めて頂きたい。	事業のリスクへの対応は、この約 1 0 %の留保分だけでなく、入札価格に織り込むことができる事業報酬部分や、建設費の予備費 1 0 %の部分によって対応することや、更なる固定費のコスト削減によって対応することが考えられます。 電源投資を確保する仕組みとして適切か否かについては、金融機関等との意見交換や、いただいた御意見、制度の運用状況等も踏まえながら、必要に応じて検討してまいります。
2 6	他市場収益の還付について (該当箇所) P 2 3「E 他市場収益 (還付時の (稼働インセンティブに配慮した) 一定の還付割合)」 (意見内容) ・他市場収益の取り扱いについて、現在の整理では、可変費を超える他市場収益は還付する仕組みとなっている一方で、他市場収益が可変費を割り込む場合は補填がなされない。 ・発電事業者は、固定費部分だけでなく可変費の回収可能性や収益性等を踏まえ投資判断するものであり、還付の検討にあたっては発電事業者の投資インセンティブを削ぐことのないよう、本制度措置の目的に立ち返った検討をお願いしたい。 【総論】 ・「P 3 (本制度措置の基本的方向性)」に記載の通り、本制度措置は、発電事業者に投資の予見可能性を確保することで、脱炭素電源への投資を促し、「2 0 5 0 年のカーボンニュートラル実現」や「需要家への脱炭素電力の価値提供」、「安定供給上のリスク抑制」などの「需要家の利益」と「発電事業者の予見性確保」を同時に実現することが目的。 ・このため、将来収入のダウンサイドリスクへの措置はもちろんのこと、将来収入のアップサイドに対しては、国民負担を軽減させる観点から制限を設けることは重要である一方で、過度な制限を行うと、投資のリスクを背負う発電事業者への投資インセンティブが働かず、本制度措置の目的から乖離してしまう虞があるため、制限の検討は慎重に行っていただきたい。	頂いたご意見を参考に、今後検討してまいります。
	水素・アンモニアの可変費の回収可能性について	頂いたご意見を参考に、今後検討してまいります。

27	P21 の参考図 19 において、実際の卸市場等からの収入が可変費を上回ることが確実という前提であれば、一定の還付の必要性は理解できますが、水素・アンモニア、合成メタン等の可変費は通常の燃料費よりも高く、また、LNG もロシア情勢により高騰しており、サプライチェーン構築のための投資など発電所の外で生じる燃料関連の費用も可変費と整理するのであれば、実際の卸市場等からの収入が可変費を下回る場合もあることを想定した上で制度設計を行う必要があると考えます。 この点については、P21 にも記載されている通り、水素・アンモニアの燃料調達の課題については、別の審議会（合同会議）において値差補填等の議論がされていると認識しておりますが、今後の詳細設計においては、本合同会議の検討状況と十分に擦り合わせた上で、可変費の回収可能性を高める措置の検討を要望します。	
28	アンモニア・水素の燃料支援制度との整合性について ・該当箇所 2.市場整備の方向性（各論） 2. 1. 電源投資の確保 （3）検討を深めるべき論点 ⑥制度適用期間 ・意見内容 本制度の適用期間について「20 年」を基本と整理されたところ、アンモニア・水素については、グリーンエネルギー戦略の中間整理（2022.5 月）のとおりに「既存燃料との値差を踏まえた運営費に対する支援」として燃料コストに対する支援制度の検討も進められるものと認識。発電事業において発電設備と燃料は一体不可分であり、事業継続および長期予見性の観点から、双方の支援制度の適用期間について整合を図っていただきたい。	頂いた御意見を参考に、今後検討して参ります。
29	事業報酬について 新たな総括原価方式になりかねない「事業報酬」は見直しを 17 ページの「入札価格のあり方」では、価格項目として建設費、運転費など 5 つの項目が上がっている。その中に「事業報酬」という項目があり目を疑った。全電源種一律に税引き前 WACC 5 %を入札価格に折り込むことができるというものだ。これは平たくいうと、株主への配当や金利などを、ここでとって良いということになる。配当や金利は事業成績の結果に対して発生するものだが、それを先取り利益のように上乗せすることを認めるということだ。しかも、この金額は新電力への「容量拠出金」としてこれまで通り徴収される。 既存の容量市場でも、目標調達量の指標価格（Net CONE）の算出の際にも税引き前 WACC 5 %がすでに加算されており、それを踏襲するような記述がある。新電力の中には、自己の供給能力確保義務を自己の調達能力でカバーしている事業者もある。それでも現行制度では、それが FIT 電気で 100%の場合、市場価格での支払を求められるのだが、容量市場の電気を必要としていない。容量拠出金方式は、そのような新電力にも、発電設備保有会社の税引き前 WACC まで上乗せされた拠出金を徴収される。 新電力側にそんなものは買わないという自由が許されているのであれば、このような事業報酬の上乗せも許されるかもしれないが、自由がない制度の中で、一方的に支払わされるというのは、新たな総括原価方式の復活と言えなくもない。独占禁止法上も許されない、優越的地位の濫用に該当する恐れもあり、この制度は見直されるべきである。	電源投資を行おうとする事業者は、投資資金を確保するために資金調達を行う必要がありますが、そのためには金利や配当等の資本コストが必要となります。（配当は、御指摘のとおりに事業成績の結果に対して発生するものですが、金利は事業成績の結果にかかわらず発生するものです。） こうした資本コストも含めて、投資回収の予見可能性を確保することが、電源投資の促進のためには必要であることから、入札価格に織り込むことが可能なコストに含めることが必要と考えております。
30	建設費の具体的な対象について P18 で、「建設費の具体的な対象の例としては、発電設備・燃料受入設備・燃料保管設備・燃料供給設備などの新たな脱炭素電源の稼働に資する設備が考えられる。」と記載されていますが、ここで示される建設費の対象は、脱炭素電源だけではなく、別途募集量が設けられることになった新設 LNG 火力も念頭に置く必要があると思います。 この点を明確するために、この記載については、「建設費の具体的な対象の例としては、発電設備・燃料受入設備・燃料保管設備・燃料供給設備などの新たな脱炭素電源や新設 LNG 火力電源の稼働に資する設備が考えられる。」に修正するのにも一案と存じますのでご検討をお願いいたします。	新設 LNG 火力は一定期間に限って対象とすることとしているため、文書の修正は行っておりませんが、いただいた御意見を今後の制度検討の参考にさせていただきます。
31	建設費の予備費について ●該当箇所 P17・18：建設費、系統接続費、廃棄費用に関して 「本制度措置においても初期投資額（建設費）に対して一定の予備費（例えば 10%を上限）を織り込むことを認めることとした」 ●意見及び理由 入札価格に計上した予備費は、電源運転開始時には残余（予備費として計上したが、実際には使用しなかった金額）が発生する可能性があるが、その残余の取り扱いを明確に規定いただきたい。特に固定収入の控除や還付対象となるのか、事業者の手元にそのまま残るのかに関心がある。	予備費を含め、入札価格に計上したコストについて、運転開始後に確認することは想定しておりません。
32	調整電源の収益について ●該当箇所 P19：他市場収益に関して ●意見及び理由 系統 ESS のような調整電源には卸電力市場や需給調整市場から得る「見えやすい」収益の他に、潮流制御による系統コストの削減や発電/需要インバランスの削減といったコスト低減に資する便益が存在すると考えておりますが、このようなコスト低減の便益は「他市場収益」に含まれるのか明確にしていきたい。	他市場収益には、御指摘のようなコスト低減の便益は含まれないものと考えております。
	入札価格の監視について	頂いたご意見を参考に、今後検討してまいります。

33	（該当箇所） P 2 7「 I 入札価格の監視」（意見内容） ・発電コスト検証の数値はモデルプラントで算定しており、必ずしも各発電所の特性を踏まえたものとなっていないと認識。 ・監視にあたっては、発電コスト検証の数値を参考値として用いることは考え得るものの、その数値だけをもって画一的な監視を行うことは合理的ではないと史料。この点、個別の電源の実態を踏まえた慎重な検討をお願いしたい。	
34	LNG 火力の上限価格について P27 の参考図 26 に、電源種別の上限価格の試算結果が示されていますが、別途募集量が設けられることになった新設 L N G 火力電源の上限価格の考え方については明示されていないように思います。 2021 年度の「発電コスト検証に関する報告」では、2015 年度に報告されたものより、資本費（建設費）や運転維持費が大きく上昇していることが報告されており、これに沿ったものにして頂くことを要望します。	2021 年度の発電コスト検証では、LNG 火力と水素専焼の固定費は同額となっていることから、LNG 火力の上限価格を試算しますと、参考図 26 の水素専焼の上限価格の試算結果と同額の 3.4 万円/kW/年となります。 頂いたご意見を今後の制度検討の参考にさせていただきます。
35	内外無差別を確保すべき P2、はじめに 本制度措置は小売電気事業者の供給力確保義務及び高度化法における非化石電源比率の目標達成等に資するものとして、その制度趣旨・方向性について、総論として賛同いたします。一方で、容量市場を含め本制度措置における抛出品の負担者となる立場からは、少なくともその負担に応じた、供給力及び非化石電源価値へのアクセスにおける、より一層の旧一般電気事業者の内外無差別性の確保について、必要に応じたご検討をお願いしたい。	頂いたご意見を今後の制度検討の参考にさせていただきます。
36	抛出品支払・還付のタイミング、内外無差別について P28、（参考図 28）全体イメージ 「E）他市場収益」の入札時の他市場収益の設定方法を 2 とした場合の全体イメージで示いただいた、入札時の他市場収益を 0 とし実際の他市場収入を事後的に還付することについて、小売電気事業者の立場からの抛出品支払・還付等の内容を、タイミング等も含めより具体的にお示しいただくとともに、事業者の実務的な負担等も含めて引き続きご検討をお願いしたい。 あわせて、本制度措置の対象となった電源の供給力が市場支配力を有するグループ内の小売電気事業者の供給力確保にしか寄与しない等の場合、小売電気事業の競争環境を歪める可能性もあり、他市場収益、稼働インセンティブの内容等について、内外無差別性の確保も含め、慎重なご検討をお願いしたい。	頂いたご意見を今後の制度検討の参考にさせていただきます。
37	抛出品の負担者について （該当箇所）対象資料 32 ページに記載の「抛出品の負担者」について。 （意見内容）第 67 回および第 68 回制度検討作業部会にて委員・オブザーバーから出た、抛出品の負担の在り方に関する意見を、本中間とりまとめの本文もしくは注釈に記載していただきたく思います。 （理由） 本制度措置は、中長期に渡り費用が発生することになる一方、電源等の非化石化については、現時点で技術やコストを見通すことが難しいことから、抛出品負担については、制度の開始後も必要に応じて見直しを検討するべきと考えます。その際、委員・オブザーバーからの意見が参考になると考えるため、中間とりまとめへの記載を望むものです。 <根拠となる出典等> （第 67 回制度検討作業部会における意見） 制度検討作業部会 HP に掲載されたネットライブ中継動画 <https://youtu.be/PJII5J7Awk4> （第 68 回制度検討作業部会における意見） 制度検討作業部会 HP に掲載されたネットライブ中継動画 <https://youtu.be/HIVL_Xj9RZg> （該当箇所） p.32, 33 9：抛出品の負担者 p.33 「このため、長期脱炭素電源オークションの抛出品（運営に必要な費用）の負担者・負担割合は、現行容量市場と同様とすることが適切である。」 （意見内容） 上記記載に対する補足事項として、注釈内容に以下を追加頂きたい。 ・第 68 回本作業部会にて、オブザーバより、kWh の非化石価値収入により脱炭素電源コストの回収が可能か不透明であるため、制度開始後も実態に応じて抛出品の負担者・負担割合を再考すべきとの趣旨の発言があったことを踏まえ、制度開始後の状況次第では、改めて抛出品の負担者・負担割合を見直すことを検討する。（発言内容：「脱炭素価値を kWh の非化石価値として他市場収益で回収する仕組みは理解するものの、脱炭素電源に実際に要するコストが見通せないため、当該コストと非化石価値が釣り合うか不安。その差が大きく顕在化する場合は、制度開始後も実態を見て負担者・負担割合を再考すべき。」） （理由） ・オブザーバ発言の通り、脱炭素電源に実際に要するコストが見通せない中、非 FIT 非化石証書の約定価格が最低価格に張り付いている現状も踏まえると、非化石価値収入では当該コストを回収できない可能性が懸念される。その為、制度開始後に実態を見て負担者・負担割合を再考する余地は十分にあると考えられる。 ・また、本制度の目的には、供給力確保に加えて電源の脱炭素化促進も含まれる。その為、本制度で扱う kWh 価値には供給力確保価値以外に、脱炭素価値も含まれると考えられる。（kWh の非化石価値以外に kWh の非化石価値もあると思われる）	本制度措置で落札した脱炭素電源の総コスト（固定費と可変費の合計）は、本制度からの収入（kW 価値に対する対価）と、卸電力市場や非化石価値取引市場等からの収入（kWh 価値と非化石価値に対する対価）で回収していくこととなります。 また、本制度措置が容量市場の特別オークションの一類型を位置づけられることを踏まえ、本制度措置の抛出品（運営に必要な費用）の負担者・負担割合は、現行容量市場と同様としております。 オブザーバーの「実際に脱炭素のためにかかるコストと非化石価値とが本当にバランスするのかどうか」というご発言については、「脱炭素のためにかかるコスト」が何を示かが明らかではありませんが、制度開始後において、仮に抛出品の負担者・負担割合が適切でない状況が生じることとなれば、その在り方について検討してまいります。

	・供給力確保義務の達成のみを念頭に置くのであれば、固定費の安価な火力でも問題ないところ、本制度では対象を脱炭素電源に絞り単なる供給力確保価値以上の価値を保証することになるため、供給力確保価値を超える分を、供給力確保義務の容量抛出台金と同じ整理とすることについては再考の余地があると考えられる。	
38	抛出台金の負担者について ・該当箇所 32 ページ ⑨ 抛出台金の負担者 ・意見内容 当制度の費用負担者が、容量市場と同様に小売り電気事業者とされているが、容量市場との関係が不明確であり、小売り電気事業者の必要以上の負担の懸念が否めない。小売り電気事業者の容量確保の責任は、実需の 4 年前の容量市場の費用を抛出台金負担することで果たされるはず。長期脱炭素電源の費用が実需の 4 年前の一般的な容量市場参加電源と同レベルであれば問題ないが、異常に高ければ、小売り電気事業者に大きな負担を負わせることになる。 論理的には、長期脱炭素電源も発電開始 4 年前に容量市場に応札すれば良いはず。もし、そこで売れ残る場合は、（自由化を進めた国の責任として）国が費用の一部、すなわち脱炭素電源オークションと容量市場落札可能価格の差額を負担し、次の市場で低価格で応札するなどの措置を講ずるべきではないか。そうしなければ、仮に見込み違いの容量で、高価格の将来電源が当制度で落札され建設された場合、その負担を小売り事業者が負わされてしまうことになるのではないか。	現行の容量市場は、落札電源の大宗が既設電源となっており、4 年後の 1 年間の供給力を評価する市場であるため、容量市場はそれ単独では、電源投資を行う者に対して、長期的な予見可能性を付与することは困難です。 したがって、現行の容量市場により中期的な安定供給に必要な供給力を確保しつつ、本制度によって新規投資を進め、上限価格の設定や入札価格の監視などにより国民負担を最大限抑制しながら、電源の新陳代謝を促していくこととし、本制度の適用を受けた電源の容量分を、現行の容量市場の募集量から控除する仕組みとしております。
39	リクワイアメント・ペナルティ P34、＜供給力提供開始期限に係るリクワイアメント・ペナルティ＞ 供給力提供開始期限を超過した場合は、本制度措置の落札価格を容量収入として得られる期間を超過期間分だけ短縮し、短縮した期間の容量収入は、現行容量市場の当該年度の落札価格とする（還付なし）とされておりますが、現行容量市場の落札金額と他市場収入との関係等から実質的なペナルティ、又は、リクワイヤメント達成のインセンティブとして十分ではない等の可能性も踏まえ、詳細については引き続きご検討をお願いしたい。 ・該当箇所 2.市場整備の方向性（各論） （３）検討を深めるべき論点 ⑩ リクワイアメント・ペナルティ ・意見内容 水素・アンモニア混焼電源について、燃料制約等に由来するリクワイアメント・ペナルティの考え方について整理をいただきたい。 ・理由 混焼プラントであれば、水素・アンモニアの燃料制約が発生した場合においても従来燃料を使用することで供給力の提供は可能な一方で、脱炭素電源としての要件を満たさない時間帯が発生することになることから、これに係るリクワイアメント・ペナルティの扱いについて明確にしておく必要。	頂いた御意見を参考に、今後検討して参ります。
40	現行容量市場の在り方等について 本制度措置では電源種別で異なる上限価格の設定やマルチプライスオークションの採用など、現行の容量市場とは異なる方向で検討が進められていると認識しており、現行の容量市場と本制度措置の役割、現行容量市場制度創設時の議論、現下の卸電力市場・燃料価格の高騰等も踏まえて、市場約定や相対契約価格を通したお客様に対する供給力と経済的コミットメントを併記した上での NetCONE など投資コストの検証含め、必要に応じて、現行容量市場の在り方についてもご検討をお願いしたい。特に、小売電気事業者の事業予見性、需要家への説明という観点から、本制度措置の目標量と開始時期及びエネルギーミックス、現行容量市場及び供給計画、非 FIT 非化石証書の導入目的との関係性等について、整理をお願いしたい。	頂いたご意見を今後の制度検討の参考にさせていただきます。
41	現行の容量市場について 容量市場の廃止を明確にすべきである 「容量市場を補う新たな市場の整備」が必要になったので、新たな「長期脱炭素電源オークション」という制度を作るというのが「とりまとめ」の重要な趣旨である。これは裏を返せば、容量市場は当初の目的を達成できないものであるということである。容量市場は新電力各社から「容量抛出台金」を供出させ、発電所側に「容量確保契約金」を支払うというものだ。すでにシステムの運用は始まっており、2024 年には新電力側は総額 1.6 兆円という抛出台金を効果もないのに召し上げられることになっている。 基本的に何の投資をするわけでもなく、ただその年度に発電所を持っていたらお金をあげようという杜撰な制度で、その意味で、新制度は少なくとも投資をすることが前提になっている。容量市場の失敗という反省に立って、新制度を考えたのであれば失敗作は取り下げるのが道理であろうと思われる。 放置すれば、2024 年にまた多くの新電力の経営危機を招き、電力自由化のステージから退出させることになるかもしれない制度でもある。この新制度を打ち出すのであれば、「けじめ」をつけるべきではないかと思われる。 容量市場も、導入当初には新規電源の建設を促進することも意図されていましたが、結局は既設電源の稼働延長にしかつながらず、当初の政策目的については失敗しています。新制度案と容量市場や他の市場との関係も不明確で、消費者負担の増大が懸念されます。	本中間取りまとめに記載のとおり、中期的には、卸電力市場価格の低下や稼働率の低下により、電源の維持管理費の回収が困難となっていることを受け、日本全体に必要な供給力を確保するため、2024 年から容量市場が導入される予定です。 更に、長期的には、自由化によって長期的な投資回収の見込みが不確実となっており、建設期間が長く投資額が大きい電源投資が停滞していることを受け、電源投資を確保するため、新規電源投資について長期間固定収入を確保する仕組みを導入する必要があります。 このため、発電事業者に長期的な投資の予見可能性を確保することで脱炭素電源への投資を着実に促すことにより、2050 年カーボンニュートラルを実現し、需要家に対して、脱炭素電力の価値を提供すると共に、中長期的な観点から安定供給上のリスクや価格高騰リスクを抑制する、こうした、発電事業者の更なる予見性確保と需要家の利益を同時に実現することを目的として、容量市場の特別オークションの一類型として本制度措置の導入を予定しております。容量市場と本制度措置はそれぞれ異なる目的で導入・検討が進められているものとなります。
	その他	

4 2	参考図 1 は右側の図のみに変更すべきである 4 ページの参考図 1 は「現行制度における脱炭素電源の固定費の回収イメージ」というタイトルがつけられているが、「電源の固定費」とは違う数値が入れている。参考図 9 との整合性もない。 左右に二つの図があるが、右側が「回収イメージ」の図であり、左側は出典もよくわからない「電源種毎の固定費を調整係数で割った値」となっている。調整係数については 24 ページに記述があるが、要は一部の電源種（太陽光、風力、一般水力（自流式）、揚水）について調整係数を設定したと書かれているのみで、その数値も根拠も示されていない。 明確なことは、この図の数値が固定費ではなく「固定費を調整係数で割った値」ということである。固定費の回収イメージをうたいながら、「調整係数で割った値」をさも固定費であるように示すこの図は、事実を反映したものではなく読み手の判断を誤らせる可能性がある。このような紛らわしい図の使い方は改めるべきである。	参考図 1 で示しているのは、各電源種の固定費に対して、容量市場の上限価格がどの程度を占めるかを表すものです。 参考図 1 の下の注釈（※部分）でも記載しておりますとおり、自然変動電源は、落札価格にエリア別の調整係数をかけた値が容量収入となるため、固定費と容量市場の上限価格を単純に比較できるものではないことから、その電源種の固定費を 2031 年度の調整係数（全エリアの最高値。https://www.occto.or.jp/kyoukei/teishutsu/files/202111_choseikeisu_I5_ichiran.pdf）で割った値として記載することとしております。
4 3	・長期脱炭素電源オークションは 2023 年度の導入を目途に検討されているが、募集要綱確定、応札、約定結果公表等の一連の概略スケジュールについて、現時点の見込み案を示して頂きたい。 ・上限価格の試算結果（27 頁 参考図 26）の詳細内訳について、可能であれば開示して頂きたい。 ・『クリーンエネルギー戦略 中間整理』において、10 年間で約 150 兆円の脱炭素投資が見込まれるとされており（123 頁）、「脱炭素投資の一部を支援」（126 頁）するとある。これと本制度（長期脱炭素電源オークション）との関係は？この支援を受けつつ本制度の適用を受けることは可能か。	・1 点目は、今後検討してまいります。 ・2 点目は、上限価格は発電コスト検証ワーキンググループのデータ等を基に算出しております。 ・3 点目は、今後検討してまいります。
4 4	< 1. はじめに（2 ページ）など全体について > 意見：「パリ協定の 1.5℃目標に整合した政策とする」との前提を盛り込むべきである。 理由：案では、第 6 次エネルギー基本計画の「2050 年カーボンニュートラル」については触れているものの、日本が批准しているパリ協定についても、2021 年 COP26 グラスゴー会議において日本政府も公式に合意した「1.5℃目標への決意」についてもまったく触れられていない。 日本の温室効果ガス総排出量のうち、発電所を含むエネルギー転換部門からの排出は約 40%を占めており、その影響は大きい。日本の電力政策においては、パリ協定の 1.5℃目標との整合性を確保することが必要であるとの前提を明記すべきである。	日本政府が合意している内容との整合性を確保することは当然の前提であるため、個別の合意内容について触れることはしておりません。
4 5	とりまとめの趣旨がわかるタイトルをつけるべき この中間取りまとめには作業部会の名前と第八次であることしか書かれていない。日本では多くの審議会が毎月のように何かの取りまとめ案を作成・発表し、パブリックコメントも集められているため、これでは何のための中間取りまとめであるかを、一眼で世の中に伝えることができない。「わかりやすい」政治を目指すのであれば、中間とりまとめのような「エボック」の文書には、その趣旨がわかるタイトルがつけられて然るべきではないか。 例えば「新たな電力市場の整備について」の中間とりまとめという具合にである。新たな電力市場では卸電力取引所（JEPX）とまぎらわしく、容量市場の不完全性を補う市場の整備であるとするならば、「容量市場を補う新たな市場の整備について」とする方法もある。さらに突っ込んで具体的な趣旨を示すとすれば、「新たな脱炭素電源への新規投資を促すための市場整備について」でも良い。このとりまとめが言わんとすることをひとことで表すことが大事である。	御意見を踏まえ、サブタイトルとして、「～脱炭素電源への新規投資を促すための制度の詳細について～」を追記しました。
4 6	2017 年 3 月 6 日の第 1 回作業部会議事録によれば異議なく承認されている資料 4 議事の運営について（案）に 3. 議事要旨については、原則として会議終了後 1 週間以内に作成し、公開する。 4. 議事録については、原則として会議終了後 1 ヶ月以内に作成し、公開する。 とある。 第八次中間とりまとめ（案）が検討された 7 月 14 日の第 68 回まで 3 月 16 日の第 63 回以降の議事要旨が公開されてない。議事録は 2021 年 12 月 22 日の第 60 回以降が公開されていない。 2020 年度以降は動画を公開しているからよいのか。そのような運営の変更は明示的になされたのか。明らかにしなければ第七次、第八次取りまとめは無効である。	御指摘の議事要旨、議事録を公開しました。 第一回の資料のとおり、期日内での議事要旨や議事録の公開に努めさせていただきます。
4 7	今回のパブリックコメント締め切りが 9 時半と聞いてビックリしています。 いままでは 2 4 時でした。 なぜ 9 時半にしたのですか？経産省出勤が 9 時だから、都合よいからでしょうか	意見募集の締切時間に決まりはございません。
4 8	電力自由化により、短期・中期・長期の問題点が浮き彫りになっていますが、電力のように極めて公益性が高く、安全保障上も国民の命を守る点においても、「利益至上主義にならざるをえない自由化」のもとでは限界があります。 それに加えて、2050 年カーボンニュートラルという意味のない目標も足かせとなっています。 中長期的に電力の安定供給を担保しつつ、適正価格を実現するように、今回の自由化にこだわらず、一から考え直すべきでは？	頂いたご意見を今後の政策検討の参考にさせていただきます。
4 9	LNG の総輸入量は 2020 年において 7,636 万トンであった。これについて発熱量換算を行うと、54.70GJ／トン×7636×10000 である。バイオガスは立米換算のため、同等熱量換算を行うと 1973 億 9600 万立米となる。これについて仮に 300 立米／h の精製設備を 24 時間 365 日フル稼働させたとして、87236 基のバイオガス精製プラントがあれば良いことになる。余裕をもって稼働率 70%としても 125,000 基。47 都道府県で割ると僅か 2660 基ずつである。中小規模を含め酒造所や味噌蔵などバイオマス廃棄物を排出している事業所数を懸案すると、警え幾つかの排出事業所からの廃棄物処理を一か所に取りまとめなくてはならなくても優にその数を上回るプラントが確保できるのではないだろうか。それに愛知県豊橋市の取り組みにみられるように食物残渣と糞尿を混ぜ合わせることで、それらの処理費用の削減だけでなく、それら単独の合計から得られるよりも多くのバイオガスを効率よく発生させる分野横断的で柔軟な発想と実行力で地域の廃棄物を資源へと生まれ変わらせることができ、それは全国へと展開することが可能である。 それにもしオーランチョキトリウムが下水処理場での標準的な処理システムの要素として全国で採用されるようになれば、規模の経済の効果によりその導入コストは低減できる。今すぐに全	頂いたご意見を今後の政策検討の参考にさせていただきます。

	てを置き換えるわけにはいかないだろうが、まずは耐用年数を超えてリプレースの必要のある処理場や設備から導入を図るべきであろう。下水（生活廃水）由来の藻バイオマス（液体燃料）、（建築）廃材や森林資源由来のバイオコークス（固形燃料）、全ての生物系廃棄物から生じるバイオガス、及びそれらに付随するバイオリファイナリーなど、単に化石燃料を代替するだけではないマテリアルな分野での循環資源としてもバイオマスのポテンシャルは全くとっていいほど生かされているとは言い難い。しかし、これらを生かすことで今後は廃棄物の処理と同時に地域に根差した循環型のバイオマス資源産業の創出が可能となるのである。これは単に資源を海外から輸入し、国富を漏出するだけでは得られない経済波及効果を何倍にももたらし、汗水流して生み出した国富を地域内に止める役割を果たす。【日本はまだまだやれる】のである。	
50	産業用の高温・大量の熱（蒸気）、長期安定的（ベースロード的）な熱の利用に際して固形のバイオマスは有利。夜間電力などに使える。国産資源が少ないのであればなおのこと、知恵を絞って有効にその性格・特質を生かすべきである。出力不安定再エネと言われる太陽光・風力に関して、蓄電池プラスの補完・調整的な役割（エネルギー供給の裏面補強、再エネの裏打ち）、出力不安定時には糞尿や廃棄物由来のバイオガスやバイオエタノールなどの調整用バイオマス火力、それぞれの多様な性質・特質を生かすための工夫、運用を行うべき。そして再エネ普及の要はバイオマス火力発電、その運用次第である。つまり、太陽光発電事業者や風力発電事業者との総合連系的な協力関係の構築こそ、これから目指すべき道では無いだろうか。 何故ならとかく天候による出力変動や夜間電力をいかに補完するかを考えなくてはならないとベースロード電源である石炭火力発電や原子力発電の延命・存在意義についての理屈付けに於いて語られる。しかしながら、それらは蓄電池による電力補完だけでなく、バイオマスによって置換することが可能であるだろう。 同じ再エネベースロード的電源である水力は豪雨水害や旱魃に大きく影響を受ける。地熱は大きな出力の物は温泉地に関わっていて開発認可が遅く、小さな出力のバイナリー発電は普及の速度が遅い。そこで熱利活用による使用形態でのエネルギー補完、即ちバイオマス火力による電力並びに熱利用補完の出番である。 ごみなどの廃棄物系はバイオコークスなどに加工し、石炭火力の代替で中高温域に使用し、出力変動型再エネを裏で支えるベースロード的な役割を、液体系のバイオマスは石油系火力代替、バイオガスやメタンは LNG 系の火力発電代替として出力変動対応型のバックアップ電源として、クラウド状に分散させた蓄電池群を瞬動電力対応用の電源として考えていくべきである。 そこでまずは島嶼地域や遠隔地でのエネルギー供給網の独立を支え、将来的には日本全てを独立的な地域電力網にして、その調整的な役割を負わせることで高額になりがちな化石燃料からの脱却を図ってはどうか。	頂いたご意見を今後の政策検討の参考にさせていただきます。
51	長期的に本当に有効な制度設計を「とりまとめ」の目的は、我が国の将来の電源構成を脱炭素電源中心とすることを前提とした電源確保のプランを提示することである。いたずらに古い電源を「水素・アンモニア混焼」にしても、この目的はほとんど達成できない。 すでに老朽化した電源は、早急に電源構成から退出できるように、代替の再エネ発電所の計画を立てること、それにより必要となる調整電源としての化石燃料火力を定めることである。そのプランの上で、調整電源が足りないというのであれば、調整電源として新設の LNG 火力を認め、調整電源としての限定的運転を認め、その対価は市場価格とは違う特別な価格とするということであろう。 日本での再エネは、まだ潜在能力の 10 分の 1 も開発されていない。逆に 10 分の 1 を開発するだけで日本の大部分の電気が賄える。確かに気象の影響を受ける自然変動電源（VER）であり、それだけでは日本の電気を全て賄えないように思われるかもしれないが、蓄電池、揚水発電、フライホイールなどの電力供給の平準化システムを組み合わせることで、日本の電力需要の 100% をカバーした上で、熱や移動の分野までグリーンな電気がカバーすることは可能である。 そのような観点に立った、制度設計を求めるものである。	頂いたご意見を今後の政策検討の参考にさせていただきます。
52	エネルギー蓄積技術の積極的な開発と普及推進を行うべきと考える。 そうすれば、自然エネルギーの利用についてより積極的な体制が取れるようになり、また原子力発電や石炭火力発電などのベース電力についても無駄無く使用出来るようになるので。 なお、アンモニアを固体酸化物形燃料電池（SOFC）で燃料として使用した場合、構造によっては水素とあまり遜色ない効率（50%超）でのエネルギー利用が可能であり、かつ排出されるのが主として窒素と水という望ましい性質を持つようであるようであるが（※1）、この方式についてはかなり有望と思われるので（二酸化炭素などよりも無害な気体で当然に CO2 カウントの無い窒素の排出であるのがこの方式の良さとする。また、既存のアンモニア用インフラやバイオテクノロジーの利用のしやすさなども望ましいと思われる。）、アンモニアによるエネルギー蓄積及び利用についての方式としてこの方式の実証を行ってみる価値があると考えます。 それと、なのであるが、日本国の東西間での送電能力についての増大を行うべきなのではないかと考える。そうすれば災害時の対応や一部地域で発生する電力不足の解消に有用であろうと思われるので。 ※1「アンモニアを直接燃料とした燃料電池による 1 キロワットの発電に成功」平成 29 年 7 月 3 日 京都大学 科学技術振興機構（JST） https://www.jst.go.jp/pr/announce/20170703-2/index.html	頂いたご意見を今後の政策検討の参考にさせていただきます。
53	該当箇所： P12【論点④】今冬の需給ひっ迫を踏まえた対象電源の検討について 意見：冬の電力ひっ迫に対して、供給力増強のみで対応しようとせず、需要を減らすこと、調整すること（デマンドレスポンス）や熱利用で対応すべき。 具体的には、全国に 250 万台ある旧式電気温水器を早急に太陽熱温水器やエコキュートに交換するために、補助金や融資を行うべきである。 過疎地や寒冷地の戸建て住宅に住む高齢者が集合住宅に住み替えるための優遇策を行うべきである。	頂いたご意見を今後の政策検討の参考にさせていただきます。

54	外国では供給力の 1 0 %がデマンドレスポンスになっている所もある、DR 発動のたびに工場を全部止めるところもある、と耳にしています。日本でも今後さらに DR の取組強化が求められる筈です。自家発電を有するプラントが需給ひっ迫時に自社の生産活動を即座に停止し、逆潮電力を最大にすることがやがて求められると思います。 このような行為を迷うことなく確実に実施できる仕組みの強化・支援を求めます。 電力システムは旧一般電気事業者、新電力、再エネ事業者によく配慮されていますが、自家発の存在はあまり考慮されていないではないでしょうか。 自家発の人達は電力システムが難解すぎて何もできず、JEPX 会員になる事もなく容量市場すら入札していない所が結構あるのではないのでしょうか。インバランスが厳禁だから JEPX での取引が不可能だと思っている人も多そうです。今後の供給力の 1 割以上を満たす筈の存在として、自家発への支援策をお願いします。	自家発電に関しても、送電端設備容量ベースで最低入札容量の基準を満たす場合は、本制度措置の対象とすることとしております。頂いたご意見を今後の政策検討の参考にさせていただきます。
555	・該当箇所 「電源投資の確保」全般について ・意見内容 今回の制度措置は、大規模集中電源を中心とした内容であり、中長期的な電源容量の確保と電源の脱炭素化に資すると考える。他方、変動性再エネの大量導入が進む中で、電力システムとして柔軟な調整力の確保や電源分散によるレジリエンス向上の視点も重要であり、大規模集中型の電源と小規模分散型電源がバランスをもって存在し、協調する必要がある。また、現下の電力逼迫の状況を鑑みれば、建設リードタイムの比較的短い電源の整備も必要と考えられる。 つまり、建設リードタイムが比較的短期でかつ変動性再エネの調整力や系統への負荷低減が可能なオンサイト利用による分散型電源の拡大についても一層の政策誘導が必要と考える。なかでも、コージェネレーションシステムは、小規模容量(10 万 k W 未満)の分散型電源として、常時稼働による省エネ電源システムで、電力システムの強靱化にも資するものであり、将来的には燃料の脱炭素化により、脱炭素化電源としても期待される。また出力調整も容易なことから、変動性再エネの調整電源としても期待され、第 6 次エネルギー基本計画にも今後推進すべき分散型エネルギーリソースとして位置付けられている。電力ネットワークを需要サイドから支える調整電源としてコージェネレーションのさらなる普及拡大を図るためにも、投資促進が進む制度措置や小規模を対象とした新たな電源オークション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。） コージェネレーションは、電力と熱エネルギーを同時に利活用することで省エネルギーに貢献し、電力システムにおいても分散型エネルギーリソースとしてデマンドレスポンス等調整力の提供などの役割を担うシステムとして第 6 次エネルギー基本計画に明記されている。また、中長期的には、水素やアンモニア、合成メタンといった燃料の脱炭素化により脱炭素電源となり引き続き役割を担うものとされている。 コージェネレーションの特徴の中で、以下のような電源としての価値があり、容量市場における特別オークションでの新たな制度措置（小規模対象のオークション）もしくは導入促進補助政策が必要と考える。 ①現在の導入容量が 1 0 G Wを超え、発電電力量が総電力量の 6 ～ 8 %を占める（参照：2030 年度におけるエネルギー需給の見通し(関連資料)P19、エネルギー白書 2022 P102) ②需要地に分散設置されることから、自然災害等による大規模な電源喪失の可能性が低く、電源システムのレジリエンス向上に資する ③大規模電源に比較して、建設リードタイムが短く、電力逼迫への早期貢献が可能 ④システムとして、出力調整への柔軟性・機動性が高く、各種電力市場の活性化に貢献	頂いたご意見を今後の政策検討の参考にさせていただきます。
56	エネルギー資源の確保は今後段々と厳しくなっていき、何十年百年先まで資源が今のようになると知っています。 日本人にとって重要なのは、真夏の冷房、冷蔵庫、調理、お風呂、インターネットによる通信交流手段だと私は思います。これ以外のエネルギー消費は国民の努力で削っていくのがよいと思います。 例えば日中の明かりを窓からの採光に、夜間に起きている人がいないようにします(これは心身の健康のためにも役立ちます)。 真冬の暖房消費を減らし、効果の高いあたたかな毛布や衣類を。 ネットは通信手段やメール、基本的なチャット機能のために利用します。高負荷なゲームのために電気を沢山使うことはよいことではありません。若者の快樂のために資源の無駄遣いをするべきではないと思います。	頂いたご意見を今後の政策検討の参考にさせていただきます。
57	こういう案で埒上にも載らない意見ってどういう理由で排除されているんですか？ 屁なのかオナラなのかは別としても、すかし屁であってもガスは含まれているのだから、そういうのを活用していける社会になってほしいと思います。 理由としてはブリーフなのかトランクスなのかは別としても人間は下着を必ず履くわけで、下着にオナラをガスに変換できるアダプタでも付ければ、下着がバッテリー(充電)の役割を果たせるわけで、そういう案は誰からも提案されていないのですか？	本制度の対象は、審議会における委員やオブザーバーの御意見や、パブリックコメントでいただいた御意見も踏まえ、検討しております。
58	炭素で出来た生き物が脱炭素なぞ矛盾している。死ぬというのか。 太陽光パネルについて破損や破棄の際、甚大な汚染を発生させ危険を生ずるものについて逆に規制を強めなければならない。管理監督下責任を追求せよ。	頂いたご意見を今後の政策検討の参考にさせていただきます。
59	1) アグリゲータービジネスなどの導入がされるが、エンロン事件のような利益中心としたような調整がされないようにアグリゲータービジネス参加企業に対する透明性と公益性の確保をお願いします。 2) アグリゲーターへの補助金が導入されるが、アグリゲータービジネス参加企業に対する透明性と公益性の確保をお願いします。	頂いたご意見を今後の政策検討の参考にさせていただきます。
60	該当箇所： P 5 から P 7 【（参考図 4 検討の視点）① 対象】 意見内容：『 太陽光・風力の変動性再エネ電源の蓄電・畜エネルギー設備を容量市場案件として組み込むべきである 』	頂いたご意見を今後の政策検討の参考にさせていただきます。

	理由： このたびの主な議題は既存の石炭火力などへのグレーな水素・アンモニアの混焼、新設を含むガス火力への水素・アンモニア混焼についての意見募集であるが 2 0 3 0 年、2 0 5 0 年のカーボンニュートラル目標からすれば ①グリーン水素をつくる基礎の自然エネルギー電力をいかに早く増やすかという視点なしにグレーな水素アンモニア混焼にお金をかけても CO2 の減少の成果は期待できず、忖度政策として汚点を残し国際的批判を招く 既存技術の太陽光、風力、地熱などの自然エネルギー電力増強への本気度不足で 2 0 3 0 年 4 6 %減の目標は達成困難であり、第一に再エネ普及に全力を投入すべきです。 ②日本の主要な企業の多くは 2 0 3 0 年 4 6 %減の目標達成をなし得ようとする姿勢はとても弱くスローガンやホームページに掲げているだけでロードマップの着実な実行がされていない。管理職であってもトイレの電灯つけっぱなしで節電意識すらありません、この姿勢は経産省の姿勢の弱さの反映とみるべきです。 ③千葉県においても脱炭素を推進する【千葉県地球温暖化対策実行計画】では CO2CO2(コソコソ)スマート出前講座を行ったり積極的な企業を表彰したりする程度つまりとても気候意識のない状況 まず昨年、一昨年のカルフォルニア州の山火事、シベリアの山火事、日本でも毎年の洪水災害を見て分かるように国税と時間の無駄遣いをしている時間的余裕はないことをよく考え全県全市に意識改革を図るべきです。 CO2 削減効果の少ないグレーな水素を原料にした水素やアンモニア混焼をするよりも圧倒的大量に再エネ電源を国内・と国外に設置し、発生する余剰電力を各拠点で水素ガスとして保存し必要時に燃料電池で消費して発電することで変動性再エネ電源を安定電源として使えることを示唆する例が以下の URL に記載されている NEDO 再エネ由来水素を福島県内施設へ供給、燃料電池システムが稼働開始 https://www.nedo.go.jp/ugoki/ZZ_100966.html 再エネ水素を特殊合金に貯蔵して活用、トヨタ系ユーグループが自社ビルに導入 https://www.itmedia.co.jp/smartjapan/articles/2207/28/news155.html グリーン水素で電力需給調整、山梨や東電など実験 https://www.nikkei.com/article/DGXZQOCC176UN0X10C22A6000000/ 以上は実証試験規模であります但し TOYOTA のハイブリッド車のプリウス発売当初は 1 台 3 0 0 万円赤字で売り出し今日に至った経験を見れば実用化されることは経産省の気持ち次第です。 このような地産地消電源型を容量市場として評価し拡大を図ることは英国における容量市場の蓄電池と同じ効果を期待できるだけでなく、蓄電池よりもむしろ既存技術で平易に実現できる可能性が秘めていることです。 石炭火力ボイラーにガスを混焼することは少量であれば安定燃焼しますが体積の大きいガスを大量に燃焼させればボイラーの輻射熱と対流熱交換のヒートバランスが大きく変化して火炉、過熱器、再熱器、エコマイザーにおいて新設工事並みの大改修が必要になること、灰の融点・固化位置問題も発生させる、出力調整においてもターンダウン負荷率が変化し使いにくいものになることが予測でき、費用体効果は期待できない。 （石炭火力に水素やアンモニアを混焼させたとしても CO2 削減量をなにもしないガスコンバインド火力程度にするには大変な費用がかかることが予測でき、重工業業界が歓迎するのみ） 津波など自然災害の多い日本は分散電源、地産地消電源がふさわしい 大型火力から小型の需要地密着型の分散電源を多数配置することは大地震などの災害でも小規模な停電範囲にとどめることができ、復旧も容易、日本の国土特性に合います。 メガソーラー地点、風力電力系統接続地点、変電所、工場など各地で余剰電力を水素で貯蔵し夜間に燃料電池で発電すれば昼間の電力だけでなく雨天の電力も大電力小売り会社への依存度を減らすことが可能になり、災害時の BCP 効果が期待できます。 またロシアや中国との国際緊張があった際にもレジリエンス効果が高く、資源国の圧力に屈しない強靱な国づくりも期待できます。 私の意見をまとめると すべての工場、すべてのスーパー、遊休農地に太陽光発電設備を設置し同時に蓄電池や水素発生貯蔵設備と燃料電池を設置することで蓄電機能、ピークカット機能、アグリゲーション機能、レジリエンス電源設備として国土強靱化に資するとして見直し、英国のように蓄電池と水素で蓄エネルギー、発電する設備を容量市場の対象として評価し普及すべきです。	
6 1	該当箇所： バイオマス発電についての記載部分 意見内容： 『 PKS などの輸入バイオマス発電は自然林を破壊する 』 理由： バイオマス発電の当初の考えは極めて小規模に町村・集落レベルで発電したり地域のスーパー銭湯の燃料として地域のバイオマスを活用しようとするものでした。 ところはある経産省の役人が大手電力会社に輸入バイオマスでも FIT 価格適応になりますとささやいたことで世間一般の大規模バイオマス発電建設に拍車がかかって今日に至る。 経産省は本来の考えに立ち返りバイオマスは地域の間伐材や稲わら、家畜糞尿などの活用の考えに立ち返って容量市場化すべき CO2 増加が問題に今日、CO2 吸収源を破壊したら日本の経産省は犯罪者として未来の世界市民から悲観されます。 気候危機を真剣にとらえ経産省は解決策を真摯に考えるべきです、大企業の忖度機関になるべからず	頂いたご意見を今後の政策検討の参考にさせていただきます。

62 該当箇所： はじめに の部分 意見内容： 『 電力逼迫は節電の徹底と発電設備の維持管理の問題 』 理由： マスコミを通じて特に東京電力管内の夏冬の電力不足が宣伝されています。 そんなに不足であるならばオイルショックのときのように節電の徹底を経産省が経済団体を通じ末端にいたるまで実施すべきであるがそれをしていません さらに東京電力は姉崎 5 号 6 号を長期計画停止扱いで維持管理をしないまま放置していました。 JPEX の停止情報には登録も怠っていました。 2 0 2 0 年以降の悪天候で太陽光発電量が少ない状況で地震での損傷で電力不足が表面化 そして真夏と真冬は電力需要が高いことを知りつつ定期検査を行うなど経産省は管理監督を怠っていました。 このような電力会社の維持管理、定期検査や修理日程などの運用管理を詳細に知って電力の安定供給に責任のある省庁である経産省がちゃんと維持管理しない電力会社に大金を上げる忖度機関になったのでは私たち市民はやるせない これからの時代は自然エネルギー電力で地球とともに安全・安心を友に生きる時代です。 オイルショックの際、自分は 2 0 代でした、工場の通路の電気はことごとく消され、充電式懐中電灯でパトロールしたものです。 今はマスコミ宣伝ばかりで工場内では管理職でさえ使っていない部屋の電灯を消しません、ドア開けっ放しでエアコン運転で帰ってきません これが実態です、経産省はもっとしっかりしてもらう必要があります。 オイルショックの時の通産省はサンシャイン計画やムーンライト計画を立てました、現在の経産省は大電力会社への忖度制度を一生懸命考えています。 電力会社も経産省もマスコミも墮落ではありませんか？	頂いたご意見を今後の政策検討の参考にさせていただきます。
63 毎日の天気予報では、「チベット高気圧が張り出し太平洋高気圧に覆われて、偏西風が蛇行して、線状降水帯が東北地方に発生しています」というような気圧配置によって気象災害が起こっているようなことを言っています。しかし、大事なのは、そのようなことは、私たち人類が産業革命以降、とてつもない量の温室効果ガス（CO2）を排出し続けてきて、気候危機が叫ばれている今でも、更により多くの温室効果ガス（CO2）を排出しているからなのです。元を断たなければ、気象災害はもっともっと激甚化し、その頻度も増すばかりです。普通の生活など望むこともできなくなります。今こそ太陽光発電と蓄電を中心に据え、自然エネルギー100%の社会を目指すべきです。今、それをやらなければ、海産物は枯渇し、農作物も壊滅し、食料の奪い合いで世界至る所で紛争、戦争が起き、地球温暖化は止まるどころか加速し、人類は滅亡するでしょう。利権だ既得権を維持するんだとか言っている方々でさえ、生き延びることは不可能となるでしょう。	頂いたご意見を今後の政策検討の参考にさせていただきます。