

「再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則の一部を
改正する省令案等」に関する意見公募の実施結果について

令和6年3月19日
経済産業省・資源エネルギー庁
省エネルギー・新エネルギー部
新エネルギー課

「再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則の一部を改正する
省令案等」の制定に向け、以下のとおり、パブリックコメントを実施いたしました。御意
見の概要及び御意見に対する考え方は別紙のとおりです。ありがとうございました。

1. 実施期間等

(1) 意見募集期間

令和6年2月7日（水）～令和6年3月7日（木）

(2) 実施方法

電子政府の総合窓口「e-Gov」、郵送及び電子メール

2. 提出意見数

33件

※意見提出者の数を示しておりますが、別紙では、回答の分かりやすさの観点から意
見を整理して示しているため、数字は一致しません。

※なお、個別の案件に関する御意見や本件意見募集とは直接関係のない御意見に対し
て、考え方は示しませんが、承っております。

3. 提出意見及び提出意見に対する考え方等

別紙のとおり

再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則の一部を改正する省令案等に対する意見公募の実施結果について（別紙）

番号	御意見の概要	御意見に対する考え方
1. 再エネ特措法施行規則への御意見		
1	第5条の認定基準「令和6年4月1日以降に法第9条第4項の認定を受けたものであること（発電側送供給料金の対象となるものに限る。）」について、再エネ設備への蓄電池併設を促し再生可能エネルギーの出力制御の抑制に繋げるため、それ以前に認定を受けたFIT/FIP設備についても対象とすべきと考える。	再エネ発電設備に併設される蓄電池に系統充電された場合の価格算定ルールは2024年度以降の新規認定FIP設備から適用されますが、関係審議会において、2022年度・2023年度に既に認定を受けたFIP設備についても今後制度を開始するために必要な調整・検討を進めることとされています。
2	蓄電池の例外規定について、需要地内に大きな出力の需要設備がある場合は再エネ由来分を観念することが難しくなるのではないかと。	御指摘を踏まえ、省令において「当該再生可能エネルギー発電設備の設置場所を含む一の需要場所に需要設備（当該再生可能エネルギー発電設備の運転に不可欠なものであって、当該需要設備において使用する電気の量が微量である場合を除く。）が設置されていないこと」を要件として設定します。その上で、詳細については、ガイドラインにおいて定めます。
3	軽微変更以外の変更として「最大受電電力の変更」を新設することについて、これまでの取扱いと同様に20%以内の減少であれば軽微変更として認めて欲しい。	最大受電電力が10kW未満と小規模な電源である場合は、当分の間、発電側送供給料金の対象外となっていることを踏まえ、2024年度以降の新規認定FIT/FIPについても、認定出力ではなく最大受電電力が10kW以上の場合のみ、調達価格等の算定において考慮することが適切です。最大受電電力量は、発電側送供給料金の対象か否か（FIT/FIP制度において調達価格等の算定において考慮するかどうか）の取扱いに関わる情報となるため、2024年度以降は、変更認定事由とすることとします。
4	今般、軽微変更以外の変更として「最大受電電力の変更」を新設するのは、発電所併設蓄電池を想定したものと理解すれば良いか。天候により発電できない時の所内電力のため、商用電力の受電契約を締結する必要があるが、この受電契約は対象外としていただきたい。	御指摘を踏まえ、発電所併設蓄電池を想定したものと理解すれば良いか。天候により発電できない時の所内電力のため、商用電力の受電契約を締結する必要があるが、この受電契約は対象外としていただきたい。
5	含有物質情報が登録されていることが解体等積立金の取戻し条件になるという話が審議会で議論されていたと思うが、省令などで分かりやすく示すべきではないか。	御指摘を踏まえ、解体等積立金の取戻し申請書において添付する書類には、含有物質情報等の「当該設備が適切かつ着実な解体等を実施する観点から適切な構造であることを証する書面」を含むことを明確化します。
6	交付金留保額の取戻しに関して、大臣が返還命令を出した場合に、大臣自身の確認を受けなければならないのはなぜか。返還命令書を添付すればよいのか。	御指摘を踏まえ、経済産業大臣が法第15条の11第1項の規定による返還命令をしたときは、当該命令を受けた者は、法第15条の9の確認を受けたものとみなす規定を置くこととします。
2. 調達価格等への御意見		
7	2024年2月7日付「令和6年度以降の調達価格等に関する意見」のうち「（省略）基準価格等（省略）について、（省略）追加的に発電側課金相当額を加えた額とする。」につき、下記いずれの趣旨かをご教示頂きたい。 1. 調整交付金又は供給促進交付金に加えて、発電側課金相当額が支払われるという趣旨（FIP制度において、基準価格を参照価格が上回った場合も発電側課金相当額が支払われることになる理解。） 2. 調達価格・基準価格等を算定するにあたって、発電側課金相当額が考慮要素の一つになるという趣旨であり、供給促進交付金等とは別に発電側課金相当額が支払われるわけではない。	発電側送供給料金により発電事業者に支払いが発生することを踏まえ、発電側送供給料金を「事業を効率的に実施する場合に通常要すると認められる費用」として扱い、2024年度以降新たにFIT/FIP認定を受ける事業の調達価格・基準価格等の算定において、発電側送供給料金に相当する額を加えることとしています。入札対象案件についても、落札された供給価格に発電側送供給料金に相当する額を加えた額が基準価格・調達価格となります。また、調達価格・基準価格や入札の上限価格が全国大で設定されてきている中で、発電側送供給料金の割引制度が意図する系統利用の効率化を促進する効果が発揮されるよう、エリア別ではなく全国平均での発電側送供給料金に相当する額を、想定値として設定しています。
8	定義（発電側送供給料金に相当する額）について、発電側課金の課されるFIT/FIP向けに考慮する補填金額との理解で良いか。 ベースロード電源である地熱発電は、系統安定性への寄与や、立地の制約上発電側課金の割引対象となりにくい点に鑑みて、補填金額については手厚くしても良いように思う。	定義（発電側送供給料金に相当する額）について、発電側課金の課されるFIT/FIP向けに考慮する補填金額との理解で良いか。
9	令和6年度以降の調達価格等及び基準価格等において「発電側送供給料金に相当する額を加えた額とする」とあるが、これはFIP入札対象案件にも適用されるか。 発電側課金相当額を追加した結果、入札の上限価格を超えても問題ないか。	令和6年度以降の調達価格等及び基準価格等において「発電側送供給料金に相当する額を加えた額とする」とあるが、これはFIP入札対象案件にも適用されるか。
10	発電側送供給料金に相当する額について、発電側送供給料金に相当する額として、発電側課金の基本料金部分(12ヶ月分)にG-L率を乗じ、設備利用率を除き、8760を除いた額に発電側課金の従量料金単価を加えた額が定義されているが、これは一時調達契約における一時調達価格を算出する際のみ用いるものであることを確認したい。	2024年度以降の新規認定FIT/FIPのうち、最大受電電力が10kW以上の場合は、調達価格・基準価格等の算定において発電側送供給料金に相当する額を加えることとしており、当該取扱いは、御指摘の「一時調達価格を算出する際のみ用いるもの」ではありません。
11	発電側課金について、2024年度より前にFIT/FIP認定を受け、2024年度以降にFIP制度に移行する案件については、対象とならないものとの理解で良いか。	2024年度より前にFIT/FIP認定を受け、2024年度以降にFIP制度に移行する案件は発電側送供給料金の対象外となるため、調達価格・基準価格についても発電側送供給料金に相当する額を考慮しない価格が適用されます。
12	バイオマス液体燃料の「発電側送供給料金相当額」はどのようなのか。	バイオマス液体燃料の発電側送供給料金に相当する額についても、他の電源種と同様、全国平均での発電側送供給料金に相当する額を、想定値として設定します。
13	太陽電池の増設部分には新年度の価格が適用されるようになるが、区分は増設分のkW数で見ればよいのか。例えば10kW未満の増設分は16円/kWhとなるのか。	太陽電池の更新・増設をした場合における追加投資部分には、変更認定後に当該認定設備が属することとなる区分の価格が適用されます。

14	太陽光発電設備の各基準価格算定において算定根拠とされている調達期間終了後の売電価格は、太陽光発電時間帯の電力市場価格を採用した上で、想定される出力抑制率も考慮し、算定頂きたい。卸電力市場における取引価格は太陽光発電時間帯に低下しているうえ、出力抑制についても年々抑制頻度が高まっており、2016年度から2022年度までのシステムプライス平均値とする現在の算定根拠は合理的ではないと考える。	調達期間・交付期間終了後の売電価格の想定値は、調達価格等算定委員会の意見を尊重し、2016年度（電力小売全面自由化）からのシステムプライス平均値を採用しています。調達期間・交付期間終了後において、卒FIT電源には蓄電池の活用等により市場の需給に応じた売電等を行うことが期待されているため、システムプライスの平均値を採用することが適切です。
15	10kw以上の屋根設置太陽光発電の価格は地域活用要件が必須なのか。地域活用要件を満たさない場合の価格は屋根設置なし単価と同じなのか。	屋根設置太陽光区分であっても、10-50kWのFIT認定設備には地域活用要件が適用されます。また、2019年度以前に認定を受けた10-50kWのFIT認定設備が変更認定をする場合であっても、屋根設置太陽光区分については一律の調達価格が適用されます。
16	今まで地域活用要件無しについては50kW以上の単価が適用されると整理されていたが、屋根設置の場合も同様に地上設置の50kW以上単価が適用されるのか。それとも、屋根設置は一律12円なので、地域活用要件無しの場合でも12円なのか。	
17	屋根設置の地域活用要件無しの単価は12円か。それとも地上設置の50kW以上の単価が適用になるのか。	
18	屋根設置で地域活用要件無しに分類される場合は、いくらになるのか？12円になるのか、それより低い単価になるのか。	
19	地熱発電所の開発には10年以上の時間と莫大な投資を要するため、発電所運開後の売電単価は長期間安定していないとリスクが大きすぎて取り組むことが出来ない。現在、日本国内の各地で行われている地熱発電に向けた調査の殆どは固定価格買取制度（FIT）を前提に着手されたプロジェクトであるが、FIT制度がFIP制度に代わり、2026年度以降のFIP基準価格がフォーミュラ方式に変わると、最も案件の多い設備容量5～15MW発電所の基準価格は大きく低下する。さらに近年の資機材や人件費の高騰で調査費や坑井掘削費は5割程度増えており、採算割れて中断せざるを得ない。	
20	調達価格算定委員会がまとめた意見書を元に地熱発電の調達価格が左右されるのは合理性に欠ける。調達価格算定委員会が論拠としているデータには「得られたデータが少ない点に留意が必要」と何度も条件を付しており、十分なデータを揃えた上で議論をして欲しい。	
21	地熱発電は普及が進んでいない中、売電単価を下げる必要があるのか疑問である。3 MW程度のポテンシャルの開発地を増やしていかなければ目標達成は難しい。	
22	調達価格のフォーミュラ直線化に異論はないが、始点1,000kWは問題。過去の発電所大規模化の反省に立ち、持続可能で安定的且つ安易に認可出力を落とさない中規模（15,000kW程度）レベルを昨今の地熱事業者は目指している。FIT価格に左右されているのも一因だが、今日の開発動向をよく見て頂きたい。	
23	地熱発電の1000kw超設備の大半は一般電力会社が運営保守していることから、運用コストや稼働率が安定していると想定され、新規参入を促すため及び現状の取り組み状況の観点から2-5000kwをフォーミュラ方式開始の始点にした方が良いと思う。	
24	地熱発電事業は地下資源開発と地上設備の建設という2つの側面を持つリードタイムの長い事業であるため、事業環境の激変緩和措置として、過去の実績およびFIT認定状況、総建設費の傾向を踏まえて、始点を10,000kWでお願いしたい。終点については、大規模地熱発電を促進する観点で30,000kW以上でお願いしたい。1,000kW以上かつ10,000kW未満の地熱発電所は比較的多く建設されており、基準価格変更の影響が大きいほか、総建設費の増加率が著しい。	地熱発電の2026年度の調達価格・基準価格については、15,000kW以上／未満の間の価格差による適切な事業規模での導入への影響等を勘案し、1,000kW以上30,000kW未満においては、容量の増加に応じて価格が連続的に変化する形（フォーミュラ方式）による価格設定を行うこととしました。フォーミュラの始点については、大規模化を促進すべき事業の分布状況を参考として設定しています。具体的には、1,000kW以上は想定値を下回る低コストでの設置や想定値を上回る効率的な事業実施がみられ、フォーミュラ方式の導入により適切な規模での事業実施を促す効果が期待されることから、始点は1,000kWとして設定しました。また、現行の15,000kW以上の区分におけるモデルプラントの点（出力30,000kW、価格26円/kWh）を通るようフォーミュラを設定し、30,000kW以上については現行の基準価格を維持することとしました。フォーミュラの形状については、制度の分かりやすさの観点や張り付きの解消効果を踏まえ、始点から直線を引くこととしています。その上で、コスト動向や導入状況を踏まえ、必要に応じて見直すこととしています。
25	今回新たに設定されるフォーミュラ方式は、従前の調達価格設定に設けられたギャップに認定容量が集中するのを避け、これにより総設備容量を少しでも増加させる目的があると推察する。FIT 認定量の実績を見ると、多くの発電所が 10,000kW以下の出力となっている。フォーミュラ方式が設定された後も同様の傾向で地熱発電所の新設が発生する場合、1,000kW以上かつ10,000kW未満の地熱発電所は、より高い売電価格とリードタイム短縮（⇒投資の早期回収に繋がる）を求めて小さめの設備容量を選択する可能性があり、これは地熱の総設備容量を拡大するという制度の趣旨と矛盾する。現状の認定状況を踏まえたうえで、設備容量増加の勢いを削がないまま15,000 kW 付近の張り付きを解消するためには、始点を10,000kW、終点を30,000kW以上としたフォーミュラ方式を設定するのが望ましいと考える。	
26	地熱発電設備は導入件数が少なく、データが少ない点に留意が必要とされている。労務単価や掘削工事費用は高騰している現況であり、データはいずれも新設プラントであるため、運転開始直後は修繕費も安価と推定される。蒸気タービン設備においては4年を超えない時期に法定自主検査が必要であり、地熱発電設備の15年間の修繕費の実態を鑑みて分析評価することが期待される。従って、少ない過去のデータのみを対象として分析評価することは極めて危険な評価であり、現況の市場調査および物価上昇を加味した分析評価の見直しが必要である。また、フォーミュラの始点は15,000kWとし、曲線の形状を逆向きとすることが妥当である。	
27	調達価格等算定委員会において、「1,000kWを超えると特に低コストでの設置が可能」という表現にて議論がなされたが、これまで運転開始済の発電所はNEDO等における国主体の先導的調査を行われた地点や、国立・国定公園外における地点、地域との合意形成が既に図られている地点が主であり、現在開発中及び建設中事業に比べてコスト優位であることから、今後の地熱発電導入促進の参考としては偏向のあるものと判断している。なお、過去にJOGMEC助成金を取得して資源調査を進めているプロジェクトにおいては、助成金の申請書に想定事業規模や総事業費を記載している。JOGMECの監督官庁である資源エネルギー庁はそれらの情報を確認できるはずであり、調達価格等算定委員会の中で議論されるべき内容である。	

28	調達価格のフォーミュラー方式の適用を、令和8年度以降から令和12年以降として頂きたい。	
29	JOGMECの支援制度による助成を受けている事業者は、現時点の調達価格での経済性を踏まえて調査を開始している。助成期間は6年間で満了を迎える制度となっており、令和5年度にJOGMEC助成を申請した事業の助成期間満了年度が令和11年度となるため、新たな調達価格の適用は、令和12年度として頂きたい。また、第1種特定地熱発電設備、第2種特定地熱発電設備においても、相当期間の事業環境の激変緩和期間が必要とされる。	地熱発電については、事業者の予見可能性を考慮する観点から、地元調整や関係法令の手続等を勸業し、向こう3年間の複数年度の調達価格・基準価格等を取りまとめています。加えて、運転開始期限は電源開発の特性を考慮して4年間（環境影響評価法に基づく環境アセスメントが必要な案件については8年間）と設定されています。こうした措置により、既に現行制度において、事業開始までのリードタイムの長さを考慮した制度となっております。
30	今回の変更案において、1,000kW超15,000kW未満の発電容量における調達価格が減少し、JOGMEC助成金交付を受けている開発事業が開発撤退となれば、事業者の費用のみならずこれまで交付された助成金としての国民負担も無駄になることから大きな社会的損失と考えられる。加えて、現在開発中事業が中断・撤退をすれば、上述の通り長期にわたる開発期間から、新規案件の2030年までの発電開始は非現実的と想定され、2030年エネルギーミックス目標達成が困難となることが想定される。	
31	中小水力1,000kW-5,000kW区分の基準価格算定にあたり、調達価格等算定委員会資料による設備利用率を基にしているが、この設備利用率データの蓄積が十分であるのか疑問であり、基準価格を変更するのは時期尚早と考えるため、価格据え置きとしていただきたい。なお、このような考えで今後も価格が見直されるのであれば、出水率が下がり、設備利用率が下降した場合、基準価格を上げる見直しを実施されるべきと考える。設備利用率が増減する一因として、オーバーホール等による長期停止期間が影響するのは当然であるが、流れ込み式水力発電所においては出水率が大きく影響する。また、1,000kW以上5,000kW未満において119件の全期間のデータとあるが、至近に運転開始した発電所のデータは数年程度であるため、データの蓄積が不十分と考える（特にオーバーホール期間、費用については、5件の実績しかない）。加えて、今後運転開始する発電所のデータ蓄積では、地域や水系の偏りによって、設備利用率（出水率）が変化することが考えられる。この際に、調達価格等を都度変更するのは混乱を招くと考える。	調達価格等については、資本費・運転維持費・設備利用率など様々なコストデータに基づき、調達価格等算定委員会における議論を踏まえ、その意見を尊重して適切に設定してまいります。2025年度の中小水力1,000-5,000kWの調達価格・基準価格の設定に当たっては、オーバーホール等の影響が平準化されたコストに着目することとし、FIT制度開始以降における全期間での設備利用率及び運転維持費の中央値を想定値として採用しました。なお、設備利用率や運転維持費のコスト動向については、オーバーホールの実施状況等を踏まえ検証していくこととしています。
32	中小水力1,000kW以上5,000kW未満の区分では、2,000kW以上で特高連系による系統接続となり、以下の状況から経済性が見合わず、新規開発の意思決定ができない状態であるため、価格据え置きとしていただきたい。 ・至近の物価上昇、為替変動や労務単価の上昇が著しく、現状のFIT調達価格およびFIP基準価格では事業性が見合わない。 ・系統連系工事費負担金は、物価上昇に加えて開発地点の奥地化により高額である。さらに接続検討回答書から工事完了までに2倍程度に上昇した実績がある。 ・水力の開発候補地点は奥地化しており、送電線や配電線が近くにないため長距離の新設により送電工事費の増加となる。 また、「令和6年度以降の調達価格等に関する意見（調達価格等算定委員会）」は、運転開始した発電所の実績を採用しており、今般の物価上昇は見込まれていない。	
33	中小水力のFIT/FIP価格は5～7年程度先の期間まで公表いただきたい。5～7年程度先までの公表が困難である場合は、FIT/FIP認定申請は一旦認定とし、調査期間に応じて認定後の一定期間内に許可等の写しを提出するルールとしていただきたい。水力案件では事業性の確保に時間を要する。FIP基準価格変更は事業性評価に大きく影響するため、FIP基準価格の下落により調査・検討・関係各所との協議中の開発計画を断念せざるを得ない状況が発生している。FIP認定申請にあたっては保安林解除、河川法の許可、砂防法等など認定申請に係る要件が多く、各種許可の見通しを得るのに時間が必要となる。	水力発電については、事業者の予見可能性を考慮する観点から、地元調整や関係法令の手続等を勸業し、向こう2～3年間の複数年度の調達価格を取りまとめています。加えて、運転開始期限は電源開発の特性を考慮して7年間と設定されています。こうした措置により、既に現行制度において、事業開始までのリードタイムの長さを考慮した制度となっております。
34	中小水力発電所（新設）の基準価格等の対象となる発電所には、水力発電所設備の殆どを一から作る場合と既設発電所を更新する場合の2種類があるが、これらの基準価格等については別々に算定していただきたい。一般的には前者の方がかなり高額になる。 ・例えば一般的な水路式発電所の場合、「新設区分」では取水設備や導水路トンネル、発電所建屋等の新設にかかる費用が必要となるのに対して「新設区分（既設発電所を更新する場合）」では、取水設備が必要な補修、導水路は一定区間の改修で可とされているうえ、発電所建屋新設は認定条件とされていない。 ・「新設区分」では系統連系費用が高額となるケースが多いが、「新設区分（既設発電所を更新する場合）」では、殆どかからないことが多い。 ・近年の実績を踏まえれば、資本費の元となるデータの内訳について（特に出力が大きい区分では）「新設区分（既設発電所を更新する場合）」の割合が圧倒的に多くなり、「新設区分」に該当する発電所のデータは少ないと考えられる。 ・基準価格算定に用いた資本費に用地費用は含まれないと思われるが、「新設区分」の水力発電所を設置するためには用地取得費用がかかるケースが多いのに対し、「新設区分（既設発電所を更新する場合）」に該当する発電所改修では用地費用は殆どかからない。 ・これらを踏まえると現在の方法で算定された中小水力発電（新設）の基準価格は「新設区分（既設発電所を更新する場合）」に該当する発電所の改修を行うために必要な基準価格であるといえ、この基準価格では「新設区分」に該当する水力発電所の新設は難しい。 ・kW、kWhの増加に大きく寄与する「新設区分」に該当する新規の水力発電所の基準価格は「新設区分（既設発電所を更新する場合）」とは別々に算定すべきである。	調達価格等については、再生可能エネルギー電気の供給が効率的に実施される場合に通常要すると認められる費用を基礎として算定されます。今後も調達価格等の算定に当たっては、資本費・運転維持費・設備利用率など様々なコストデータに基づき、調達価格等算定委員会における議論を踏まえ、その意見を尊重して適切に設定してまいります。

3. 調達価格等以外の告示についての御意見		
35	令和8年度認定の陸上風力の取扱いについて、算定委の議論と整合させべきではないか。	御指摘を踏まえ、陸上風力発電の「FIPのみ認められる対象」については、令和7年度までとします。
36	「第5 入札の実施等2(3)保証金の免除」について、当該条件を満たし「保証金の免除を受けて落札し運転開始まで至った場合」と「保証金の免除を受けて次回以降(初回入札時の入札価格以下で入札したものの)落札出来なかった場合」には、保証金を返却してほしい。返却できない場合その理由を教えてください。同様の措置が取られている一括検討プロセスでの辞退についても同様となっているが、入札者は不可抗力により辞退を迫られた故、次回以降の入札において同案件で落札し運転開始まで至った場合には、通常の落札案件と同様に保証金を返却すべき。	御指摘の措置に係る事業については、①電力会社との接続契約の見込みが明らかでない中で入札に参加しているという意味では、入札参加事業者のリスク判断に基づく結果とも評価できる一方で、②事業リスクをとって早期の案件形成を試みているものとも評価できる点を踏まえ、例外的措置として、保証金の免除を措置しているものです。こうした措置は、適正な入札実施や落札者の確実な事業実施を担保するという保証金制度の趣旨を踏まえつつ、調達価格等算定委員会で議論がなされ、その意見を尊重して決定しているものです。
4. その他の御意見		
37	趣旨に「2030年度の再エネ比率36～38%の実現に向けて最大限導入していくこととしています。」とあるが、昨今の資源エネルギー庁や関連審議会での議論を見ると再エネの最大限導入を進めるつもりがあるのかと強く感じる。適正なコストで再エネの導入を進めるつもりがあるのであれば、無駄な規制をせずに事業者が適正な利潤を得ながら適正なコストで再エネ導入を進めることができるような施策をとるべきである。	再生可能エネルギーについては、令和3年10月に閣議決定された第6次エネルギー基本計画において掲げられた2030年度の再エネ比率36～38%の実現に向けて、国民負担の抑制と地域との共生を図りつつ、最大限導入していくこととしています。本改正内容は、こうした動向を踏まえつつ、調達価格等算定委員会や関係審議会における議論を経て、2024年度以降の調達価格等、FIP/FIT対象、入札対象等の設定等について規定するものです。
38	将来の価格目標を見据えて、導入普及が進んでいる太陽光・風力の価格を漸減させていくことは、考え方の一つではあると一定の理解はするものの、設備の核となる部分の製造国、為替、物価上昇などを見据えると、この価格は全く浮世離れした数値という印象。このままの状態を続けられ、高額化している建設費の回収が見込めない再エネ導入を志す団体は増えず、再エネ導入普及も進まなくなるのではないかと。目標を掲げつつも、おかれてはいる現実にも目を向けていただき、価格の随時修正をお願いしたい。	
39	再生可能エネルギーを促進するよりも、東京電力管内は原子力エネルギーを促進したほうが良い。	
40	バイオマス発電の内、液体燃料を用いる発電については、今後のエネルギー政策としてどのように考えているのか。	
41	出力抑制が全国で多発してきているが、補填等がなければ再エネビジネスの促進に歯止めがかかりかねない。	
42	インボイス制度や発電量課金など価格が多岐にわたるので変更認定含め認定書に価格を必ず明記してほしい。	
43	軽微変更含め認定書の発行を迅速にして頂きたい。	FIT/FIP制度に関する諸手続については、引き続き、関係者の事務負担の効率化や丁寧な情報発信に努めてまいります。
44	FIP制度、発電者側課金制度、撤去費積立等新しい制度がどんどん始まるが、わかりやすい説明が不足していると感じる。それぞれの事業に対してどの程度影響が出るのかを示す資料や窓口が全国にあると良い。	