

調達価格等算定委員会（第39回）

議事要旨

○日時

平成30年10月24日（水）13時00分～15時50分

○場所

経済産業省本館地下2階講堂

○出席委員

山内弘隆委員長、高村ゆかり委員長代理、大石美奈子委員、松村敏弘委員、
山地憲治委員

○事務局

松山省エネルギー・新エネルギー部長、山影省エネルギー・新エネルギー部政策課長、
山崎新エネルギー課長、杉山再生可能エネルギー推進室長、梶新エネルギー課長補佐

○議題

（1）業界団体からのヒアリング

○議事要旨

（1）業界団体からのヒアリング

<太陽光発電について>

委員

- 他電源にも関わる根本的な論点として、業界団体には、高コストや高リスクをアピールして支援を求める姿勢ではなく、コスト低減によって将来的に自立が可能であり、国民負担によって支えるべき有望な電源であるということをアピールする姿勢を求めたい。コストが下がらないのであれば、別の安い電源を支援することも考える必要があるのではないか。
- 事業用の価格目標である7円/kWhという水準をどう考え、具体的にどのような取組で達成していくのか、業界団体にお聞きしたい。
- 太陽光発電のコストには国際標準がある中で、日本の高コスト要因として特殊事情があるとすれば、それは日本に向かない電源であるということになりかねない。事

業者には努力を続けていただきたい。

- 事業用の入札対象範囲については、小規模案件等の事務負担コストを考慮すると、社会的コストを増大させないよう、全ての範囲を対象としないとしても、事業用は原則入札という方向で進めていくべきではないか。
- 業界団体として、第2回太陽光入札への参加者が少なかったことをどう分析するか。競争性のある入札を行うための具体的な制度や事業環境条件について提案をいただきたい。
- 第3回太陽光入札の上限価格は、第2回の入札の結果を踏まえて試行を行うためにも、非公表として実施するのが妥当ではないか。ただし、2019年度の入札の上限価格を公表とするかどうかは改めて議論する必要があるのではないか。
- 入札の上限価格を公表する場合、入札価格が上限価格に張り付き、十分な競争が生じないおそれがあるのではないか。
- 事業用について、新たなコスト増加要因を加味した価格設定を行うべきとの要望が業界団体からあったが、既に太陽光発電では相当のFIT認定量・導入量がある中で、高コスト案件をFIT制度により無理に導入することは、再生可能エネルギーの最大限の導入と国民負担の抑制の両立というFITの趣旨から外れる。入札対象範囲を拡大し、その状況を見つつ、入札対象範囲外の調達価格を決定するという対応が必要ではないか。
- 入札から逃れたら有利になるというのは不健全。入札対象範囲外の調達価格については、入札の上限価格より低い水準とすることを徹底するべきではないか。
- 前回の委員会で、第2回太陽光入札の上限価格よりも低い水準で事業を実施できている事業者が一定程度存在するというデータが示されたが、業界団体として、どのような要因によるものかと考えるか。ESG投資の拡大などにより投資環境が整いつつあると考えるが、何がコスト低減のネックとなっているのか。
- 送配電に係るコストやリスクが国際標準よりも高いのであれば、他の委員会において、その低減を図るための検討を行うべきではないか。
- 太陽光発電事業の進展により事業リスクは低減しているため、現在想定しているIRRを低減することも検討するべきではないか。
- 自立化に向けた事業モデルを具体化する必要がある。業界団体には、FIT制度の在り方も含めて、具体的な政策パッケージを提案いただきたい。
- 住宅用について、2020年度も買取りを実施することを明確に示すよう業界団体から要望があったが、2020年度末にFIT法抜本見直しの期限が到来する中で、委員会として買取りの実施を決定することは難しい。
- ZEB、ZEHはエネルギー・環境政策上重要であり、FIT制度だけでなく他の政策と合わせて全体として推進していくことが必要ではないか。関係省庁と連携しつつ、進めていただきたい。

業界団体

- 太陽光パネルなどのコストは国際競争に伴って低減すると考えるが、工事費などは業界の努力だけでは低減が難しい。例えば欧州の工事のベストプラクティスを学びつつ、世界クラスの事業者を育てていきたい。
- 入札の上限価格については公表していただきたい。競争性を確保するためには、多くの事業者が参加できる環境を整備することが最も重要ではないか。
- 土地代、工事費、接続費を抑えることができれば、第2回太陽光入札の上限価格よりも低い水準で実施できるが、実際にそうした条件が整った案件は少ない。例えば、系統接続に要する時間が解消されれば、コスト低減は可能となり、入札参加者が増えると考えられる。工事期間の短縮、土地造成が不要である屋根への設置、ソーラーシェアリングなどもコスト低減のための一つの方策である。
- 現在想定されている5%というIRRは、例えば、今後出力制御リスクが増大することなどを踏まえると、安定的な水準ではないと考えている。
- 自立化に向けた事業モデルとして自家消費モデルが考えられるが、自家消費モデルを企画・提案する人材不足や、事業化判断の難しさが課題となっており、RE100に対する国の後押しなどをいただきたい。

委員長

- コストの低減について委員から意見があったが、発電事業者・メーカー等の努力やイノベーションによるコスト低減を促すものとして2年前に策定した価格目標について、次回以降の委員会で議論したい。
- 住宅用については、業界団体から2020年度も買取りの実施を明示していただきたいとの要望があったが、委員からは委員会として買取りを明示することは難しいのではないかという意見が示された。次回以降の委員会で検討したい。
- 事業用の入札制の拡大については、委員から原則すべてを入札対象範囲とすべきという意見があったが、業界団体からは徐々に入札対象範囲を拡大すべきとの要望もあった。次回以降の委員会で具体的に検討したい。
- 事業用の入札対象範囲外の調達価格については、委員から入札対象範囲と入札対象範囲外で条件が変わることは望ましくないという指摘もあった。IRRについて委員から指摘があった事項も含めて、効率的な水準の価格をどのように設定するか、次回以降の委員会で検討したい。

<風力発電について>

委員

- 8~9円/kWhという価格目標の水準で実現可能な案件はどの程度存在するのか。業

界団体からは、2030年の陸上風力の導入量目標として26.6GWが提示されているが、事業化に長期間の時間を要することが想定される中で、こういったロードマップを想定しているのか。

- 2030年8~9円/kWhという目標については、業界団体としても、2030年に稼働し始める案件を想定しているものか。
- 発電コストに占める工事費の割合が多いが、価格目標を達成するために、業界団体としてどのように取り組んでいくのか。国に施策の提案はあるか。
- 国内の風力発電事業への海外事業者の参入は、コスト低減に寄与するのではないか。どのような影響があるのか、業界団体に伺いたい。
- 接続費の一般負担化は買取価格にも影響する。一般海域の海域利用ルールが適用される洋上風力など、ポテンシャルが存在しコスト低減が可能である電源については、他の委員会で戦略的な費用負担の在り方を検討いただきたい。
- 接続費の一般負担化は、一般論として、発電コストと系統コストのトータルコストの最小化に繋がらない。業界団体からの要望は、有望な地点を選定して支援することによりコストが低減し、全体最適として効率的な事業が促進されることを念頭に置いたものと思うが、地点の選定方法などに課題があり、自明に効率的な事業を促進する制度となるわけではないため、他の委員会で慎重な検討が必要ではないか。
- 送電線については、使用する事業者を特定しうるものは事業者が負担することが原則と考えるが、欧州で見られるような海上の共用ハブ変電所などの取扱いは他の委員会で検討が必要ではないか。
- 業界団体から現行のIRRを維持してほしいという要望があったが、ESG投資の拡大などにより投資環境が整いつつある中で、その水準は変わっているのではないか。FIT制度開始前の導入量と現在のFIT認定量の合計は、2030年のエネルギーミックスに迫る水準となっており、大きなポテンシャルが存在することも踏まえると、国民負担の抑制の観点から、制度開始当初に想定していた高いIRRを一段下げるべき時期に来ているのではないか。
- 一般海域の海域利用ルールの適用外となる洋上風力の調達価格は、感覚として高いが、実績のデータが存在しないため議論が難しい。
- 一般海域の海域利用ルールの適用外となる着床式洋上風力の価格について、2020年度まで36円/kWhを据え置いてほしいとの要望が業界団体からあったが、2030年の価格目標に向けたコスト低減の道筋はどのようになっているか。

業界団体

- 8~9円/kWhという価格目標の水準でどの程度の案件が実現可能かは分からない。
- 業界団体の2030年の陸上風力の導入量目標は26.6GWであり、系統接続に要する期間に課題があるものの、環境アセス中の案件が10GW程度存在することも踏まえる

と、必ず実現できると考えている。開発面積を拡大するための制度の変更も含めて、今後経済産業省などと相談しつつ進めていきたい。

- コスト低減のためには、設備の大型化やスマートメンテナンスなどの取組も進めることが重要と考えている。導入拡大によって、コスト低減を図っていきたい。過去に東北電力が実施した風力発電プロジェクトの入札募集では 6 円/kWh 台で入札された例もあるが、機器費のコストも低減傾向にあることから、8~9 円/kWh という価格目標は、諸条件が整えば 2030 年を待たずに達成できる。この目標は、2030 年に稼働している案件で達成すべき目標と認識している。
- 業界団体の工事費の見通しは計画段階の見積もりであり、実際に発注する段階では費用は低減する。現在は風力発電に限らず工事の需要が多いためコストが高いが、長期的には低減傾向にあり、特別な要因が無ければ増加することはない。大手の建設会社ではなく地元の建設会社に発注することでコストを下げられることもある。
- 洋上風力は海外と日本で風況が大きく異なるが、日本でも諸般の条件が整い、産業として習熟すれば、コストは一気に低減する。このため、洋上風力でも 8~9 円/kWh の価格目標について、2030 年を待たずに達成できることもありうる。

委員長

- コスト低減の促進については、発電事業者・メーカー等の努力やイノベーションによるコスト低減を促すものとして 2 年前に策定した価格目標について、次回以降の委員会でさらに議論したい。
- 陸上風力、洋上風力ともに効率的に導入を進めていく観点から、関係制度の検討状況を踏まえた入札制や調達価格の設定の在り方を事務局で整理いただき、次回以降の委員会で検討したい。

<地熱発電について>

委員

- 地熱発電は電源の特性を踏まえると推進すべき電源である。FIT 制度は時限的な措置であり、最終的には FIT 制度から自立するとしても、そのタイミングは最後となるのではないか。
- 個々のプロジェクトで FIT 制度の調達期間終了後に政策的補助なしで稼働可能であるから卒 FIT であると業界団体からの説明があったが、FIT 制度がなくても新規開発が行われるという意味での FIT 制度からの自立の絵も業界団体として描いていただきたい。
- 大規模案件の開発が必要である点は同意する。2021 年度以降の調達価格を維持してほしいとの要望であるが、2020 年度末に FIT 法抜本見直しの期限が到来する中

で、FIT 制度以外の支援策も含めて具体的な要望をいただきたい。

- FIT 法の抜本見直しに当たっては、開発リスクの大きい地熱発電は、FIT 制度による高い IRR の支援は開発に成功した場合にしか与えられず、開発が失敗した場合には FIT 制度による支援が受けられないという点も踏まえ、支援の方策として FIT 制度が合理的か検討するべきではないか。様々な規制によって開発コストが押し上げられている側面があり、更なる国の努力が必要ではないか。
- 地域型案件への配慮も必要ではあるものの、発電コストを下げるための一つの解は大規模化と理解する。地下探査、規制、系統接続に係るリスクを低減させた上で、これらを除いた部分でコスト競争を行っていくことが重要ではないか。
- FIT 制度の国民負担を増大させないようにしつつ、事業リスクを低減していくためにはどのような方法が適切か。例えば、調達期間の初期は高い調達価格を設定し、調達期間の途中から調達価格を低減させるといった価格設定方法であれば、トータルの国民負担の水準は変わらないと考えるが、業界団体としてはこうした価格設定方法をどのように評価するか。
- 他の電源では小規模案件に対してもコスト効率的な事業の実施を求めるという流れがあるが、区分の新設はこうした流れに反するおそれがある。規模の大きい案件ほどコストが低いとすれば、大規模案件に国の支援を集中することで導入量を増やすことも検討するべきではないか。小規模案件にも意義はあるため、別の施策で支援を行うことは考えられるが、FIT 制度の区分としては大規模区分の価格に統一することも一つの選択肢ではないか。
- 15,000kW 未満の区分は 7,000kW の発電所を想定して設定された調達価格である。この規模のコストデータは現時点では十分に存在しないが、間もなく運転が開始され、データが提出される案件があるため、これを踏まえて検討を行うべきではないか。業界団体からも、適切な区分の設定方法について提案をいただきたい。

業界団体

- 地熱発電は地下資源の開発リスクが大きい。現在稼働している案件の中には、NEDO が井戸の掘削を行うことにより開発リスクの低減が図られたものもあり、そういった方法を通じた支援を希望する。
- FIT 制度導入前に地熱発電の開発を行ってきたのは、従来から石油や鉱山などの地下資源の開発を行ってきた会社が多く、開発失敗も織り込んだ上で、成功した際に費用を回収するという経営方針となっている。初期投資に 250 億円程度要するため、早い段階で投資回収が可能となる調達価格の設定が行われれば、発電コストも低減するものと考えられる。
- 大規模案件の方がコスト効率的に事業を実施できる中で、15,000kW 以上 30,000kW 未満の案件を支援するため、現行 2 区分の間の規模の区分を新設することが適切か、

検討を行っているところ。

委員長

- 新規開発の促進に加えて、小規模案件の取扱いについて委員から指摘があった。コストデータも含めて事務局で整理いただき、次回以降の委員会で適切な調達価格を議論したい。

<中小水力発電について>

委員

- 業界団体から水力発電はベース電源として重要であるとの説明があったが、そのためにはコストを低減していく必要がある。案件によって発電コストに差があることや、小規模案件ほど発電コストが高いことが課題ではないか。効率的な案件を横展開し、発電コストを低減させることが重要と考えるが、具体的にどのような方策があるか。

業界団体

- 設計費を低減させるため、水車発電機を発電箇所ごとに設計するのではなく、規模や地点特性が類似した場所ごとに発電機の標準化を行うことが考えられる。また、トンネル掘削費を低減させるため、道路管理者との協議や安全面の検討を行いつつ、既存道路に水管を埋設する方法なども考えられる。

委員長

- 委員から意見があったとおり、コストを低減し新規開発を促進するという観点から、次回以降の委員会で適切な調達価格の設定について議論したい。

<バイオマス発電について>

委員

- 輸入材を中心としたバイオマス発電は「急速なコストダウンが見込まれる電源」であり、「地域との共生を図りつつ緩やかに自立化に向かう電源」とはレベルの違う対応が必要ではないか。太陽光発電や風力発電のようにコスト低減に向けた誘導を行っていかなければ、将来的な自立の見込みが乏しいものが導入されてしまうのではないか。
- バイオマス発電に対しては、国民負担により FIT 制度で支援を行っても、調達期間終了後には稼働しなくなるのではないかという国民の厳しい目がある。調達期間終

了後に自立的に運転が続く絵が示されなければ、支援に対する国民の理解が得られないのではないかと。さらに、将来 FIT 制度が無くなっても新規導入が進み、産業として発展するという姿勢を見せる必要もあるのではないかと。

- 業界団体からバイオマス発電は安定電源であるとの説明があったが、最も価値の高い電源は安定的な電源ではなく、需要に合わせてフレキシブルに発電量の調整が可能な電源である。バイオマス発電は調整電源としてのポテンシャルも有しており、将来的にはそういった活用方法を考えていく必要があるのではないかと。
- 一般木材等バイオマスとバイオマス液体燃料については、FIT 法の改正による失効を踏まえてもエネルギーミックスの水準を十分に上回っており、入札量の拡大は難しいのではないかと。買取りによる国民負担が 20 年間継続することを踏まえれば、今年度過大な入札量を設定するよりは、事業開始が遅れるとしても、来年度以降に導入状況を見極めた上で入札量の拡大を議論することが合理的ではないかと。業界団体には、期限内に設備発注ができずに認定取り消される事業者が多いという見通しの根拠を教えてください。
- 新規燃料については、昨年度の議論も踏まえると、専門家の意見を伺いつつ、燃料の安定供給をマクロレベルも含めて確認すること、持続可能性（合法性）の担保を確認すること及び食用などの他用途との競合がないことを確認する必要があるのではないかと。
- 新規燃料は海外からの輸入を想定しているのか。輸入燃料を用いたバイオマス発電を FIT 制度の国民負担で支援するべきかどうか、FIT 法抜本見直しでの大局的な議論が迫っている中で、新規燃料が輸入燃料であるとすれば、コストだけでなく燃料の安定調達などのデータも踏まえて、慎重に判断することが必要ではないかと。
- 食料などの他用途との競合がない場合でも、副産物を含め、本来保全されるべきものが乱開発されるリスクなどといった環境負荷を一つ一つ丁寧に確認する必要がある。現時点で認めている燃料よりも環境負荷の小さいものは積極的に認めていくべきと考えるが、相当厳しい審査をする必要があるのではないかと。
- 新規燃料については、入札対象であって、燃料の安定供給が確保され、持続可能性基準を満たすものであれば、燃料用草類が法令上の「木質バイオマス又は農産物の収穫に伴って生じるバイオマス」に当たるかどうかといった論点があるものの、FIT 制度の対象とすることを一概に否定はできないのではないかと。ただし、FIT 制度からの自立といった観点からは、新規燃料を用いたバイオマス発電が「急速なコストダウンが見込まれる電源」に当たることも踏まえると、将来的にコストが低減する見通しがなければ、FIT 制度の対象とすることには懸念がある。
- 持続可能性基準について、RSP0 以外の認証基準を RSP0 と同等と認めてほしいという要望と猶予期間を延ばしてほしいという要望は質的に異なり、後者は次回以降の委員会で検討する余地があるのではないかと。

- RSP0 と MSP0 や ISPO などのそれ以外の認証基準との違いについて、専門家の意見も伺いつつ、明らかにすべきではないか。他の認証基準については、制度や監視体制、第三者性などについて RSP0 と同等であることを示していただく必要がある。RSP0 を取得している燃料の調達が難しいことは昨年度の委員会でも議論しており、経過措置の特例を認める理由にはならないのではないか。
- 業界団体から、RSP0 の取得が難しいため他の持続可能性を証明する資料による猶予を認めていただきたいとの要望があったが、なぜ RSP0 の認証取得ができないのか。RSP0 の認証取得が難しいのに MSP0 や ISPO の認証取得はできるのか。
- RSP0 の認証を取得した燃料の大半は欧米と契約済みであり、日本は基本的に非認証燃料しか輸入できないとすれば、それを利用したバイオマス発電を国民負担で支援することは本末転倒ではないか。既に様々な用途で日本は東南アジアからパーム油を輸入している中で、追加的に燃料用途でも輸入することは、環境負荷の観点から望ましいとは言えない。MSP0 や ISPO が RSP0 より厳しい認証基準になるとは考えられず、現段階でこれらを認めることは不適當ではないか。
- 昨年度の委員会では RSP0 については議論を行っており、それ以降の案件に経過措置の特例を設ける必要はないのではないか。
- 業界団体として、持続可能性基準の猶予期間はどの程度を想定しているのか。現在の燃料調達契約の残期間と同じ長さの猶予期間とはならないと考える。RSP0 と同等の認証を取得するよう現時点の燃料調達契約先へ働きかけることも可能であり、猶予期間は不要と考えるが、仮に限定的に猶予期間を与えるとすれば、RSP0 と同等の認証基準を求めべきではないか。
- 木質バイオマスをガス化して発電に用いる案件があると聞いているが、どの区分に該当するのか。
- メタン発酵ガス発電は、設備の大規模化や発電コストのばらつきが見られる中で、地域との共生を図りつつ、よりコスト効率的な事業の実施が促されるよう、具体的なコストデータの検証を行う必要があるのではないか。

業界団体

- 発電所の建設準備や資金調達、長期安定的に燃料確保ができる事業者は限られているため、接続契約の締結や期限内の設備発注ができずに事業を断念する事業者が相当数いると考えている。
- RSP0 の認証を取得した燃料の大半は既に欧米へ輸出することが決定しており、日本に輸入可能な量が少ないことに加えて、RSP0 の認証を取得した燃料はプレミアム価格で取引されるため、燃料の確保が難しい。
- MSP0 は 2019 年 12 月末までに全てのパーム油が認証対象となる予定であり、ISPO は 2021～2023 年にスタートを予定しているため、これまでの間は猶予期間をいた

だきたい。MSP0 や ISPO では、自国製品の 100%が認証燃料となるため、制度が施行されればすぐに利用可能となると考えている。

- MSP0 や ISPO はプレミアム価格で取引されない点が RSP0 との大きな違いである。原則は RSP0 と同等であり、両国の国内法に則って運用されているものと認識しているが、専門家に精査いただきたいと考えている。

事務局

- 次回以降の委員会で再度整理するが、一般木材をガス化したものを燃料とするものは、一般木材等バイオマス区分として取り扱うこととなる。

委員長

- 委員から導入量やコストに関して指摘があり、将来の自立化が可能かどうかという点がポイントだった。こうした指摘を前提として、次回以降の委員会では、入札制や調達価格を議論したい。
- 業界団体から多くの新規燃料の提案があったが、委員からコスト構造、燃料の安定供給、持続可能性基準及び食用などの他用途との競合などの様々な観点から検討をする必要があるという指摘があった。事務局で再整理いただき、次回以降の委員会で検討したい。
- 業界団体から RSP0 以外の持続可能性基準の提案があった。委員からの指摘を踏まえ、これらの基準が RSP0 と同等と評価できるかどうか、事務局に再整理いただくとともに、専門家へのヒアリングを実施したい。
- 持続可能性基準の更なる経過措置については、仮に認めるとすれば、何を対象として、どのような条件とすることが合理的か、事務局で整理いただき議論したい。
- 次回以降の委員会では、基本的には、太陽光発電、風力発電、地熱発電、中小水力発電、バイオマス発電の順で、本日のヒアリング結果を踏まえ、事務局から提示される詳細なコストデータの検証や専門家へのヒアリングも行いつつ、議論していきたい。
- 次回は太陽光発電に関する論点から検討を行うこととしたい。

(お問合せ先)

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

電話：03-3501-4031

FAX：03-3501-1365