

## 調達価格等算定委員会（第47回）

### 議事要旨

#### ○日時

令和元年10月29日（火）9時00分～12時00分

#### ○場所

経済産業省本館17階第1～3共用会議室

#### ○出席委員

山内弘隆委員長、大石美奈子委員、高村ゆかり委員、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、山崎省エネルギー・新エネルギー一部政策課長、清水新エネルギー課長、杉浦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

- 既築建物への太陽光発電の導入が上手く進んでいないことについて、業界団体として何が導入の障壁と考えるか。なお、既築建物については、日照・耐震性の優れた住宅から導入が進むと考えられるが、そうした住宅の多くに導入が進んだことで、導入が飽和状態となっている可能性もあるのではないか。
- 業界団体による2020年度のシステム価格水準のアンケート結果によると、50kW以上ではシステム価格20万円/kW以下が大宗を占めている。500kWを境界にコスト動向に大きな変化があるわけではないことから、現在「500kW以上」としている入札対象範囲は、さらに拡大できるのではないか。
- 業界団体提出資料 p.5 に「規模が大きいほど発電コストが低下するとは限らない」旨の記載があるが、海外などの状況に鑑みると、一般的には、規模の大きいものほ

ど kWh 当たりの発電コストは低下している。業界団体として、日本と海外の傾向が異なる理由をどのように考えているのか。

- 入札制度について、競争によりコスト低減を図りながら、着実に導入を進めるという観点から、業界団体として、どのように制度を改善することが適切と考えるか。
- 入札制度の改善について、不可抗力による場合を保証金没収事由の例外とすることは、参入障壁を下げる観点からも重要である。ただし、どの範囲の事由までを不可抗力として認めるかどうかについては、議論が必要ではないか。
- 地域活用電源について、業界団体提出資料 p. 10 に「地域還元型電源」などの記載がある。地域振興の重要性に異論はないが、その支援について、エネルギー政策として電気の消費者が負担する枠組みが適切か、農業政策の枠組みで負担することが適切か、制度の歪みや国民負担の増大を防ぐという観点から議論すべきではないか。
- 業界団体提出資料 p. 12 に「自家消費率 30%」との記載があるが、30%の自家消費率で「自家消費が主」ということができるのか。さらに高い自家消費率の案件を地域活用電源として支援することも含めて、検討が必要ではないか。
- 業界団体から発電側基本料金の調整措置に関する要望があったが、業界団体提出資料 p. 16 では、「現在想定されている負担額と運転費用実態との関係」が示されている。平均運転費用と発電側基本料金（推定）の両方を足し合わせると約 0.5 万円/kW/年となるが、調達価格設定時の運転維持費の想定は 1 万円/kW/年程度であるため、発電側基本料金による追加負担は当初想定されていた運転維持費の想定範囲内ではないか。
- 廃棄等費用について、資本費の 5% という費用水準に違和感がないにも関わらず、一部の事業者が積立を行っていない理由は何か。自然災害が増加する中で、長期安定的に事業運営を行うためには、保険加入も一つの方策であるが、業界団体として事業者に保険加入を勧めているのか。
- 廃棄等費用が資本費の低減スピードに比例するとは限らないという点には同意する。早急に対応が必要ではないか。
- 接続費を低減して発電コスト全体を下げていくのは重要なことであるので、あらゆる機会を捉えて具体的な要望を出していただきたい。

## 業界団体

- 住宅用太陽光発電について、新築の導入件数は増えているが、既築の導入件数は伸び悩んでいる。既築住宅に導入を進めるメリットが見えにくい状況であり、今後の検討が必要と考えている。
- 2020 年度のシステム価格水準のアンケート結果については、連系費用や造成費用が含まれていない点に留意が必要である。また、規模が大きくなっても、土木工事や連系費用がリニアにコストが低減するわけではないと考えている。

- 入札制度の改善策としては、スケジュールや上限価格について、事業実態との整合を図っていただきたいと考えている。
- 業界団体提出資料 p. 16 は、発電側基本料金による追加負担が、平均的な運転費用実績の 54%に当たるということを示したものである。
- 廃棄等費用の積立ての実状については、事業者により積立てのタイミングなどが様々であると考えている。保険についても、業界団体として加入を推奨しておらず、状況は事業者によって様々である。

### 事務局

- 太陽光発電の保険加入率について、火災保険は低圧 56%・高圧以上 79%、地震保険は低圧 6%・高圧以上 16%という調査結果があると承知している。また、FIT 法に基づく事業計画策定ガイドラインにおいて、保険加入は直接的な要件とはなっていないが、適切な保守点検・維持管理を行うことを求めている。

### 委員長

- 住宅用太陽光発電の 2020 年度の調達価格については、本日のヒアリングも踏まえ、新築・既築の相違を考慮しながら、次回以降の委員会で検討していきたい。
- 事業用太陽光発電については、本日のヒアリングで、業界団体からコストダウンの進展が示された。これも踏まえながら、事務局に詳細なコストデータを提示いただいた上で、2020 年度の入札制度や調達価格について、次回以降の委員会で検討していきたい。
- 小規模事業用太陽光の地域活用電源としての取扱いについては、次回以降の委員会において、区分の在り方も含めて、具体的な議論を行いたい。

### <風力発電について>

### 委員

- 業界団体からは、上限価格の公表により事業採算性の計算が容易になる旨の発言があったが、事業者が事業採算性を最大化できる上限価格近傍で応札を行うとすれば、上限価格への張付きが生じ、競争性が確保されなくなるのではないかと懸念している。
- 業界団体提出資料 p. 6 では、系統制約の克服に向けた要望がされているが、事業者にとって望ましい制度となるよう、引き続き具体的な要望をお願いしたい。
- 再エネ海域利用法適用外の着床式洋上風力発電について 36 円の維持を要望されているが、環境アセスメント手続中案件が 1,000 万 kW を超えていることなどを踏まえれば、十分な競争環境が整いつつあることから、入札制を導入することは可能ではないかと懸念している。

- 全面的に入札制度を受け入れるとしておきながら、2020年度の着床式洋上風力発電と2021年度の浮体式洋上風力発電について、前年度の調達価格維持という要望がされている点に違和感を覚える。入札により事業者選定を行う再エネ海域利用法が施行されている中で、入札対象外の区分が残ることは、入札逃れなどの不具合を生むのではないか。
- 業界団体提出資料 p. 11 の資本費のデータを見ると、将来的に高止まりの見通しが示されているが、FIT制度導入前や海外の状況とも比較し、この高止まりの理由を説明いただきたい。
- 風力発電は各国で主力電源となっているところ、日本では風力発電の導入が伸び悩んでいる現状。さらに、海外事業者が日本市場に参入しているにも関わらず競争によるコスト低減に繋がっていない。風力発電の主力電源化のために何が必要であるか。
- 入札制の導入に当たっては、リードタイムが長いという風力発電の特性を踏まえると、将来的な買取水準の見通しが一定程度必要ではないか。その際に適切な買取水準を設定するためには、世界的にコスト低減が急激に進んでいることから、FIT認定（価格決定）から運転開始までの期間を短くすることが重要ではないか。環境アセスメントの効率化なども必要と考えるが、業界団体として何が障壁と考えるか。
- 業界団体提出資料 p. 11 以降のコストデータを見ると、本当にコスト低減が進むのか疑問である。今後、入札制を導入しても陸上風力発電のコスト低減が十分に進まないのだとすれば、陸上風力発電ではなく、洋上風力発電に注力するという議論もあり得るのではないか。より早期のコスト低減を国民が期待していることを認識すべきである。
- 陸上風力の価格目標（2030年運転開始案件8~9円/kWh）実現に向けて、今後どのようにコスト低減を進める見通しか。風力発電は、FIT認定から運転開始までに至る期間が長いことを踏まえると、早期の対応が求められるのではないか。業界団体として、入札制導入以外には、何かコスト低減策を考えているのか。

## 業界団体

- 上限価格の公表について、国が風況・海底データの開示を行うことにより、多くの事業者が参画するようになれば、上限価格を公表しても競争性が確保されると考えられる。
- 現状の価格は、入札制の導入より、低減するものと考えている。
- 入札制に移行する場合には、上限価格を公表して入札を実施してほしい。特に洋上風力発電では、海底や風況の調査に期間・費用を要するため、上限価格の公表が重要と考える。
- 現行のFIT制度では、環境アセスメント対象の風力発電の運転開始期限は8年とな

っているが実際にFIT認定から運転開始までに要する期間は、環境アセスメントの短縮化の結果、5年程度と考えている。この場合、2025年に認定を受ける案件で発電コスト8~9円/kWhを達成することが必要となる。現状の価格から1円/年ずつ下げても、2025年には価格10~13円/kWhとなり、入札制でなくても価格目標の達成は可能とも考えられる。

- 入札制導入により国民負担の抑制を速やかに進めることが基本的な軸と認識している。ただし、漸減的に調達価格を低減させていく方法もあり得るのではないかと考えている。
- 再エネ海域利用法適用外の着床式洋上風力発電について、事業者としては36円の維持を要望しているが、委員に御議論いただきたいと考えている。
- 風車タービンの価格は世界的に下がっており、日本においても低減が見込まれる。他方で、日本国内での風車設置については、欧州とは異なる制度・技術基準への対応が必要となる点に留意が必要である。
- 風力発電のコストは、ウィンドファームの大規模化・風車の大容量化を行うことで低減させられる。また、運転維持費の低減のためには、1社で多くの案件を所有することが効果的と考えている。RPS制度以前の電源調達入札の時代には、売電価格は10円/kWh未満という状況だった。その後、一旦上昇した風車価格が下がりつつあるので、再び10円/kWh未満のコスト水準を実現していくことが可能と考えている。

#### 委員長

- 陸上風力発電について、業界団体からは、2021年度は漸減的な調達価格を設定してほしいとの要望があった。一方で、委員からは入札制導入による価格発見効果なども踏まえ、入札制を導入してはどうかといった提案もあった。業界団体からは、コスト低減が難しいとの見通しが示されている中で、次回以降の委員会では、入札制の導入も含め、具体的な方向性について議論を行いたい。
- 2020年度の着床式洋上風力発電および2021年度の浮体式洋上風力発電について、本日のヒアリングや関係する制度の検討状況も踏まえつつ、入札制や調達価格の設定の在り方について、事務局で整理の上、次回以降の委員会で具体的な議論を行いたい。

#### <地熱発電について>

#### 委員

- 業界団体から、地熱発電は50~100年の稼働が可能との説明があったが、今開発されているものがそのような仕様になっているか。運転開始後の最初の15年間（調

達期間)に高い調達価格を与えるFIT制度により、調達期間中の発電量だけを無理に増やすインセンティブが働き、結果的に長期安定的な稼働が阻害されていないか。

- 地熱発電を長期間稼働させていく中では、稼働期間中の設備の更新等が必要になると考えるが、その準備・手当ては行っているのか。
- 系統や資源探査リスクが大きいとのことだが、仮に洋上風力発電の再エネ海域利用法のような導入支援策が導入された場合に、どれほどのコスト低減が可能になるのか。
- FIT制度は、開発に成功した事業者に対しての支援であり、資源探査リスク等を抱える地熱の特性にそぐわないのではないかと。むしろ、開発に失敗した事業者に支援が与えられないことにより、事業リスクを増大させている可能性はないか。
- 業界団体から、2030年度のエネルギーミックスを達成するために、100万kW分は様々な限定的措置を講じてほしいとの要望があった。FIT制度で国民負担による支援をしている以上、2030年度までに追加的に100万kW導入されるだけで地熱発電の導入が打ち止めとなるおそれがないか。FIT制度からの自立化の観点も含め、さらに長期的な展望をお示しいただきたい。
- 地域活用電源として、地域との共生を図りながら活用されることにより、地元との立地調整リスクの低減に繋がるのではないかと。地域活用電源の規模を2,000kW未満と考える具体的な根拠は何か。
- 地熱は発電量の予測が比較的容易な電源と認識しており、FIT制度への移行が可能ではないか。市場価格変動に対応して売電するという運用を行う場合、電源特性・規模に応じて、技術的な制約や懸念はあるか。
- 地熱発電については、新規開発に伴う事業リスクが高い。FIT制度では高いIRRを設定しているが、適切なリスク低減策となっているか疑問である。FIT制度だけでは開発リスクに対応できておらず、JOGMECなどの公的機関による支援を進めていくことが重要ではないか。ただし、FIT制度以外の支援により開発リスクが下がれば、FIT制度における調達価格の想定IRRも小さくすべきである。

## 業界団体

- 事業者は減価償却終了後まで見据えて事業に取り組んでいるので、運転開始後の最初の15年間(調達期間)の発電量だけを無理に増やすようなモラルハザードは起こりにくいのではないかと考えている。
- 設備の更新については、多くの発電所がまだ運転開始後間もない中で、知見を集約・共有しながら検討している。
- 地域活用電源の境界値を「2,000kW未満」としたのは、高圧/特別高圧の境界値を踏まえた例示である。自家消費などの実態やレジリエンスを意識した場合に、「2,000kW」という境界値は適切と考えている。

- 資源開発のリスク低減が実現できれば、IRR を下げることは可能である。
- 地熱の開発リスクを低減させるためには、再エネ海域利用法も参考としながら、地熱ポテンシャルがある地域の規制を特例的に撤廃するなどの仕組みがあり得るのではないか。
- 「100 万 kW の限定的措置」は、エネルギーミックスの達成が難しいとの指摘もある中で、その達成に向けて一步踏み込んだ対応が必要という観点から提案させていただいた。

### 事務局

- 資源探査のリスク低減については、引き続き、予算措置を通じた新規のポテンシャル調査などを実施していく考えである。

### 委員長

- 業界団体からは、競争電源と地域活用電源の境界値を 2,000kW とする提案があった。こうした提案も踏まえつつ、次回以降の委員会で 2022 年度以降の方向性を議論したい。

### <中小水力発電について>

#### 委員

- FIP 制度に移行した電源は、市場価格を踏まえて運転することになると思うが、電源特性や規模特性に応じた技術的・経済的な課題はあるか。
- 業界団体提出資料においては、競争電源と地域活用電源の境界値が 10,000kW とされているが、10,000kW 未満でも競争力を持つ案件はあるのではないか。
- リプレースやリパワリングを行った案件のコストは新設の場合と異なるのではないか。コストデータを示してほしい。
- 地域活用電源の要件について、「地域活性化の観点を満たすだけでは、FIT 制度の対象とすべきではない」という意見があることを受け止める必要がある。業界団体提出資料 p.5 の「コミュニティパワー 3 原則」を満たすだけで FIT 制度の支援対象とすることは慎重に検討すべきである。
- 「水力発電はリードタイムが長く、老朽化進展による廃止の懸念もあることから、2030 年度まで経過措置として FIT 制度の枠組みを存続していただきたい」との要望であるが、2030 年度以降もリードタイムの長さや老朽化進展に関する事情は変わらないのではないか。課題の解決策とセットでなければ、経過措置を設けることに消費者の理解は得られないのではないか。
- 業界団体提出資料 p.7 を踏まえると、新設案件が減少してきているように感じる。

新設案件が減少して老朽化が進んでいる中で、国民負担によるFIT制度で支えるべきものなのか疑問である。中小水力がFIT制度に適しているのかという根本的な点について、意欲的な説明をいただきたい。

### 業界団体

- 電力市場価格を踏まえた発電について、中小河川から発電するものは技術的に可能である。他方で、水道施設等の従属発電などの小規模設備については、主たる施設の稼働状況に影響されるため、事業者側で発電量を制御しきれない部分もある。
- 業界団体提出資料 p. 3 は、設備利用率 45%として発電原価の算出を行っている。設備利用率がさらに高くなれば、10,000kW を下回っても競争力を持つものと考えられる。
- リプレース案件の発電原価を計算すると、新設よりも競争力を持つ結果となる。リプレースに見合った制度の検討も今後必要と考えている。
- 大規模案件のリプレースが増えている。大規模案件のリプレースや保守管理の省力化によって、競争電源として活用していくことが可能と考えている。
- 新設については、大規模案件は減少しており、小規模案件の開発が増えている。

### 委員長

- 業界団体からの提案も踏まえ、現行の取扱いを競争電源と地域活用電源という観点から再整理する必要がある。次回以降の委員会では、委員から指摘のあったリプレースの取扱いも含め、2022年度以降の方向性について議論したい。

### <バイオマス発電について>

#### 委員

- バイオマス発電の地域活用電源としての在り方については、コスト低減のスピードが緩やかであるという電源の位置付けの中で、エネルギー政策の本旨も踏まえながら、地域活性化との関係や適切な支援の役割分担・連携などの検討を深掘る必要があるのではないか。
- 地域活用電源について、自家消費や熱電併給も含めた地産地消を考えた際に、どの程度大規模なものまで対応可能であるか。
- 地域活用型電源について、未利用材や廃棄物などの地域の資源活用を通じた地域経済の活性化という考え方もあるかもしれない。また、火力発電所は地震等で稼働不能となることがあるが、同様の特性を持つバイオマス発電を災害時のレジリエンス強化に資する形で活用することは可能か。
- 業界団体（バイオマス発電事業者協会）提出資料 p. 3 に「安定したベースロード電

源」との記載があるが、バイオマス発電は、ベースロード電源よりも価値の高い調整電源として活用できるのではないかと。今後、仮に調整力を持つインセンティブとなる制度整備がなされれば、調整力としての活用することは可能か。

- バイオマスは輸送や加工などで温室効果ガスを排出しており、温室効果ガスの排出削減に寄与するとは限らない。今まで以上の証明責任を課すこともあり得るのではないかと。
- 新規燃料について、将来的な自立化を見据えた場合に、コスト・燃料の持続可能性の観点から、どの程度現実感のあるものだと考えているか。
- 新規燃料については、食料との競合を含めた持続可能性や燃料の量的安定調達の観点から、慎重な検討が必要ではないかと。
- 業界団体から、新規燃料としてカシューナッツ殻液の御提案があったが、具体的にどの国からどの程度輸入する予定か。
- 廃棄物発電については、それ以外のバイオマス発電とコスト構造が異なると考えられるが、同じ枠組みの中で議論すべきなのか。
- シャフト炉で用いられるコークスは、炉の機能維持などに必要である。石炭由来のコークスを使用するとしても、シャフト炉をFIT制度の対象から外す合理性はないのではないかと。公平な技術間の競争を実現する観点でも、ストーカー炉をFIT制度の対象とするのであれば、シャフト炉もFIT制度の対象とするべきではないかと。
- バイオマス発電の燃料費 15~20 円/kWh 程度であり、この燃料費の水準ではFITからの自立は難しいのではないかと。競争力を確保するには、どの程度の価格まで低減させる必要があるか。
- 国産燃料の活用が進まないボトルネックは何か。
- パーム油について、RSPO などの第三者認証を取得した燃料は既に欧州等への輸出が決定しており、日本の事業者は十分な認証燃料を確保できないと聞かすが、現状の認証燃料のコストと調達量を教えてほしい。
- 停電時に活用できるということは重要な機能である。過重な要求はすべきではないが、燃料補給が一時的に停止することは考えられるので、一定程度の燃料備蓄は求められるべきではないかと。
- 電力市場価格の季節変動を踏まえ、電力市場価格の低い春・秋にチップの乾燥を行い、そのチップを燃料させて電力市場価格の高い夏・冬に売電を行うという運用は可能か。
- 地域における食品残さの活用は望ましい。こうした活用の推進に当たっては、例えば地域で産出された燃料が5%、それ以外の燃料が95%といった事態が生じないように、使用燃料の割合も論点になり得ると考える。
- メタン発酵バイオガス発電は、調整力として活用することが可能か。あるいはベースロード電源として活用することも難しいものか。

- FIT 制度以外の制度の連携について、農林水産省や環境省の政策支援としては、どのようなものがあるのか。

## 業界団体

- 例えば 50MW クラスのバイオマス発電所では、発電所の立地する市町村内全域の需要をほとんど満たすことができる程度の容量である。現在は地産地消の取組は行っていないが、今後地元の再エネを買いたいという需要家がいれば検討したい。大規模案件での熱電併給は現時点では確認できないが、今後の新規案件では検討したい。また、地産地消に加えて、燃料の国産比率を上げていくことも大きな課題と認識している。
- バイオマス発電は火力発電より規模が小さく、分散的に設置されることにより、レジリエンスの強化に貢献できると考えている。
- バイオマス発電についても、燃料種により検討が必要ではあるが、一定程度は負荷追従運転が可能であり、調整力としても活用可能である。
- 液体燃料を用いた発電について、燃料確保を前提とすれば、停電時も外部電源を用いずに 10 分程度で発電が可能である。
- 新規燃料には個別の燃料応じて状況が異なるが、FIT 制度の対象となれば、燃料の多様化、コスト削減にも繋がると考えている。
- 業界団体（バイオマス発電事業者協会）としては、2030 年に LNG 火力発電と同等の 10 円台半ばを目指している。RE100 等による再エネ需要の高まりを踏まえれば、環境価値も含めることで競争電源となること可能と考えている。
- 業界団体（バイオマス発電事業者協会）から追加的に提案した新規燃料は全て副産物であり、食料との競合は発生しないと考えている。
- カシューナッツ殻液オイルは、ベトナムを中心に数十万トン程度の調達を見込んでいる。カシューナッツ殻液と PAO を混合させて燃料とする予定である。
- 第三者認証を満たしたパーム油の調達については、昨年度からの状況変化はない。具体的な量は不明であるが、コストは概ね 80~90 円/L 程度である。
- 一般的には、輸入材は国産材よりも高価であるが、国産材だけでは安定的に量が集まらないため、輸入材を使用している。国産材利用を拡大するためには、大規模集約化、ハイテク化、伐採期を超過した森林の皆伐等が重要ではないかと考えている。
- 既に排熱をチップ乾燥に利用しているが、電力市場価格の低い春・夏に重点的にチップ乾燥を行うといった取組は、現時点では行っていない。
- メタン発酵バイオガス発電についても、ドイツなどの活用事例を踏まえても、調整力として活用することが可能と考えている。

- メタン発酵バイオガス発電については、国土交通省・農林水産省や環境省が所管する原料を用いるものであるため、そうした行政機関による一定の支援措置が存在している。

#### **委員長**

- 業界団体から示された導入量の見通しやコスト動向も踏まえつつ、自立化に向けてコストダウンを促していくことが重要である。こうした観点から、次回以降の委員会では、新規燃料の取扱い、地域活用電源としての区分の在り方、入札制、調達価格の設定などについて議論したい。

(お問合せ先)

資源エネルギー庁

省エネルギー・新エネルギー一部 新エネルギー課

電話：03-3501-4031

FAX：03-3501-1365