

総合資源エネルギー調査会
省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会
再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（第14回）
議事要旨

○日時

令和元年5月30日（木）13時00分～16時30分

○場所

経済産業省本館17階 第1～3共用会議室

○出席委員

山地憲治委員長、江崎浩委員、岩船由美子委員、荻本和彦委員、小野透委員、新川麻委員、高村ゆかり委員、辰巳菊子委員、長山浩章委員、松村敏弘委員、松本真由美委員、圓尾雅則委員

○オブザーバー

日本地熱協会 安達顧問、電気事業連合会 大森事務局長、東京電力パワーグリッド(株) 岡本副社長、全国小水力利用推進協議会 小林理事、(一社)日本風力発電協会 祓川副代表理事、電力・ガス取引監視等委員会事務局 日置ネットワーク事業制度企画室長、(一社)太陽光発電協会 増川事務局長、(一社)日本有機資源協会 森崎専務理事、(一社)バイオマス発電事業者協会 山本代表理事

○事務局

松山省エネルギー・新エネルギー部長、村瀬電力・ガス事業部長、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、江澤新エネルギーシステム課長、杉山再生可能エネルギー推進室長

○議題

- (1) 再エネ業界団体からのヒアリング
- (2) 再生可能エネルギー政策の再構築に向けた当面の対応について

○議事要旨

(1) 再エネ業界団体からのヒアリング

委員

(総論)

- FITは①買取義務と②収入の予見可能性、③インバランリスクを負わないことが根幹であるが、このうちどの要素が引き続き必要で、どういう条件を整えれば次の制度への移行が可能になると考えるのか、よく整理して検討するべきではないか。
- FIT インバランス特例制度は、海外と比べて極めて遅れており、電力システムの運用を難しくさせている。当該制度の廃止が難しい理由や廃止をする条件があれば教えてほしい。
- 太陽光も風力も国内でメインの設備をほとんど作っていない中で、日本が将来独自性を持つ分野はO&Mであるものの、O&Mコストは、陸上風力で7円/kWh、太陽光も4円/kWhと非常に高い。
- 地熱・中小水力・バイオマスはレジリエンスの観点からも重要な地域共生型の電源ではあるが、規模などによってはコスト競争力のある電源又はそれが見込まれる電源として整理した議論をする必要がある。
- ポストFITを見据えて、デジタル化も考慮しながら、FITによる支援が受けられない前提で、再エネに新たなバリューを見出し、これをマネタイズすることが重要。この取組の中で、制度上の課題が出て来るはずであり、これを政府が解決へ導き、新しいビジネスを作っていくべきではないか。
- マスタープランを策定することは非常に正しいと考えるが、新々北本連系線の増強をマスタープランの策定前に決めることは、先に特定のエリアへの再エネの導入をコミットしてしまうことになり、マスタープランの考え方と大きく異なるのではないか。

(太陽光発電)

- 太陽光は、収入について一定の予見可能性を維持できれば、買取義務やインバランリスク回避は必要ないと理解した。直ちにFITからFIPへ移行しても良いのではないか。
- 太陽光は工事費・システム費用が欧州の2倍であり、工法の最適化などがなされることで、このコスト構造が見直されなければFIPなどへ移行できないのではないか。
- 太陽光は工事費とともに、系統などが起源のその他の設備費が高いと思うが、それらについて解消するアイデアはないのか。
- 太陽光のLCOEを県別に計算すると地域毎に全く異なるため、地域毎にFIPに移行するなど地域偏在性を踏まえた戦略を取ることもあり得るのではないか。

- 太陽光は買取義務やインバランス特例をなくしていき、特別な政策補助策から卒業して、FIP など市場連動型の制度に早期に移行させるべき。業界として障害になることがあれば、教えてほしい。
- 小規模の事業用太陽光は、コストが電気料金水準まで低下していることや海外事例を踏まえると、長期的に維持継続して発電してもらうために需給一体型のモデルで成り立つものを支援することが適切であるため、全量買取りではなく、余剰買取りとするべきではないか。
- 太陽光は相対的に中小規模の事業者が多い中で、電力市場に直接販売していくためには、業界でどのように取り組み、制度側ではどのような対応が必要となるか。
- 太陽光は需給一体で活用できるため、その観点からどのようなモデルを作るかが重要。また、ZEH を推進するためには、不動産業界とも連携することが必要。
- 太陽光業界が示した今後のビジネスモデルの方向性には共感するが、ZEH については長期戦略において 2030 年新築平均で ZEH の実現を目指すとされているものの、もっと早いタイミングで ZEH 化してほしい。そのために必要な施策は何か。ZEH の標準化を推進力に新設住宅の 8 割以上搭載を目指すこともよいが、既設住宅の屋根への太陽光の導入を、国民を巻き込んで考えた方がよいのではないか。
- 太陽光の事業の集約化は事業規律の強化の観点から重要であるが、どのような方法があり得るのか。事業者として取り組むことと政府に求めることを教えてほしい。特に、小規模事業者や個人にどのようにリーチするのか、具体的な考えがあれば伺いたい。
- 50kW 未満の区分について管理が難しくなっているが、これを管理できるようにするためにはどのようにすればよいか。50kW 未満については経済的なインセンティブが働かないような制度に変えるべきではないか。
- 太陽光については、今後 FIT 制度はセーフティーネット的な役割に移行させるため、省エネ法や系統ルールに関する具体的な提案をいただいている。適切な場において御提案いただくとともに、事務局も合理的と思うものがあれば、実現させるように取り組んでほしい。
- 太陽光の価格について、具体的にどのようにプライスダウンすることを考えているのか。
- 市場価格が 0 円近傍まで下がって出力制御が発生しているときなど電気の価値が低いときに高い価格で買い取り、下支えすることは政策として不適切。こういったものが太陽光のセーフティーネットとして必要であるかはよく考える必要がある。
- 住宅用太陽光については、現行制度上では電気料金よりも買取価格の方が高いため、自家消費が少ない方が採算性が高い形になっているが、自家消費の方が有利になるような制度設計を考えていただきたい。

- 発電側基本料金を太陽光全体に課すと事業が難しくなるとのことだが、託送料金も含めて具体的にどのようなようになるべきと考えているのか。
- 需要家向けのコーポレート PPA モデルについて、需要家は早期の実現を求めているが、2023～2024 年頃から段階的にと考えているのは、何か障壁があるのか。
- 太陽光の中でも、ソーラーシェアリングのような地域型案件を今後増やしていくための制度的な要望があれば、教えてほしい。
- セクターカップリングは将来に向かって望みのある考え方であるが、太陽光としては現段階でどのように進めることを考えているのか。
- 現行の FIT 制度の下では構造上、送配電事業者と太陽光事業者が敵対的な関係になっており、win-win の関係になるための検討が進んでいない。

(風力発電)

- 導入量が陸上・洋上それぞれ 10GW を超えるまで FIT 制度の維持を要望されているが、欧州の事例を踏まえれば、4～5GW 程度導入されれば、FIP へ移行しても良いのではないか。
- 導入量を基準に買取価格を設定することは理解できなくはないが、日本では認定時に価格が決定するため、仮に 10GW の目標を立てるとしても、認定量を基準とするべき。
- 一定の導入量に到達するまで FIT を維持してほしいという主張自体が受け入れられない。導入量で 10GW となると、認定量ではそれ以上となるため、価格決定時期を運転開始時点にもしない限り、消費者の理解を得るのは非常に難しい。
- 陸上・洋上の導入量がそれぞれ 10GW 超えるまでは FIT を維持してほしいという要望については、陸上と洋上合わせて 20GW となり、エネルギーミックスを超えることになるが、その根拠を教えてほしい。
- 風力も買取義務は必要ない時期に差し掛かっており、FIP に移行しても良いのではないかと。マーケットは契約によって形成されていくものであり、風力全体の認定量が既に 10GW 近いことを踏まえれば、マーケットとしては十分に確立している。
- 風力は RPS 制度の下では 15 年間の買取期間を前提に、12 円/kWh 程度で導入が進んでおり、既に FIT 認定量は 10GW 近傍であることも踏まえれば、これ以上 FIT に依存することはコスト負担者として看過できない。追加的な補助策が必要であれば、FIP 制度等によって支援すべきではないか。
- 洋上風力は、価格目標が実現すれば主力電源となり得る一方、発電コストが下がるまで一定の期間を要するため、一定の国民負担を生じるのは需要家としてもやむを得ないと考えているが、世界では 10 円/kWh 未満のコスト水準であるにも関わらず、30 円/kWh を超えるような買取価格は受け入れられない。毎年度、1～2GW 導入される前提で資料に記載されている程度しかコストが下がらないのであれば、系統を

整備してまで支援する必要はない。この見通しの中で支援をすれば、現在根雪のように国民負担が積み重なっている事業用太陽光の二の舞となりかねない。

- 洋上風力は、再エネ海域利用法の施行によってセントラル方式に近い形に転換していると思うが、オランダ型のセントラル方式でなければ洋上風力のコスト低減は難しいのか。
- オランダ型のセントラル方式が導入されなければコストが低減しないのであれば、それまで洋上風力の導入は待つべき。これ以上国民負担を増やしてまで導入すべきではない。
- 洋上風力発電について、国が多くの役割を担うことで、事業者のコストが低減することは、コストに付け替えでしかないため、全体のコストの削減が必要。2030年には、2030年の欧州並みのコストを目指すべきであり、仮に欧州においても事業者コストを国に付け替えているのだとすれば、それも考慮すべきである。日本は特殊であるため、コストが高いという主張は簡単には受け入れられない。
- 欧州では政府が提示した価格の半額程度で落札されているため、入札の方がコスト低減に資するのではないか。
- 入札制度によって価格は低減する一方で、導入量が増加しないと考える理由は、上限価格の設定の問題なのか、あるいは、例えば募集量の枠が設定されるといった入札制度自体の問題なのか説明してほしい。
- JWPAは、以前本委員会において、風力の価格を低減させるためには入札制が最も効果的であると発言されており、本委員会の第2次中間整理においても風力は早期に入札制を導入することを検討するべきとされている。入札制よりも買取価格を低減させていく方が効果的と主張を転換している理由は何か。
- 導入量が増加すればコストは低減するという主張は全く説得力が無い。導入量以外に何が達成されれば、安くなるのか、教えてほしい。日本が世界で勝機がある部分は運転維持費の分野であるが、これも高過ぎる。O&Mコストを低減させるための具体的な施策を示していただかなければ、主力電源化の絵姿が描けない。
- 風力のコストは資本費が理解できない水準。モノ自体は世界で勝負が決まっている中で、コストダウンを図るためには工事費の低減が必要だが、この点は詰めることができるのではないか。
- 風力について、相応にコストが低減するポジティブな要因があり、2030年に向けて欧州並みの発電コストを目指すとしている一方で、価格低減シナリオは運転開始期限を勘案するとこの目標と符合しないが、どのように考えているのか。
- 風力業界による系統連系を「実潮流」にすべきとの御提案は、風力業界もオブザーバーとして参加している広域機関の委員会で議論がされることである。欧米でこれが採用されていて、日本で採用されていない理由が明らかにされなければ対応のしようがないが、いずれにしても広域機関の委員会で主張してほしい。

- 風力の中にも系統接続や環境アセスメントが終了しているにもかかわらず、2012年度から2014年度の認定案件で未稼働のものが80万kW程度あるが、この理由を教えてください。
- 風力については、マスタープランが魅力的であるが、進め方が問題である。風力事業者として何を先駆けて実施できるのか、マスタープランがあるとどのように安く実現できるのか、教えてください。

(地熱発電)

- 開発権の保証や系統接続の担保といった、洋上風力のセントラル方式と同様の制度を導入することで開発が進むのではないか。
- 地熱の一番のネックは、開発リスクとそれに伴うコストと理解したが、長期安定電源として期待は大きいため、今後はFITではなく、開発支援に重点を置くことが適切ではないか。
- JOGMECの支援だけでは限界があり、公的にリスクを負う組織を設置した方がより開発が促進できるのではないか。
- 現在の26円/kWhという価格では、開発リスクを担保することはできないということか。
- 地熱は、探査リスク等がなく、発電事業を実施できる場合、どの程度のコスト低減が見込まれるのか。
- 地熱は規模別で比較するとコストに大きな開きがあり、特に、出力1,000kW未満の小規模案件は非常に高く、FIT制度からの自立化が難しいと思われるため、支援は中規模以上の案件に注力するべきではないか。

(中小水力発電)

- 中小水力に関して、開発がもう一巡しなければFITから卒業できないとあるが、「一巡」とはどのような意味であるか。
- 中小水力のエネルギーミックスに対する導入進捗率は他の電源と比較しても高く、また安定電源でコストも安く、調整電源としての役割も期待されるため、競争力のある電源と評価できる。したがって、そろそろFITは不要ではないか。買取義務のない予見可能性のあるFIPへ移行できるのではないか。
- 中小水力は、一部コスト競争力の高い電源であることが示されたが、発電コストの低い電源について卸電力市場へ直接販売することを考えたときに、技術的な障害はあるのか。
- 中小水力は初期費用を支援することで、長期にわたって安価に発電することができるようになると考えられるため、FITではなく、開発支援にシフトするべきではないか。

(バイオマス発電)

- 大規模な発電所は輸入材を主な燃料としている中で、コスト低減の方策として国産材の使用量を増加させることを挙げているが、どの程度本気で考えているのか。2030年に向けた定量的な見通しを教えてください。
- 大規模バイオマス発電の10円/kWh台半ばという価格目標は、イニシャルコストと燃料費の割合はどのようなものをイメージしているのか。この割合がFIT買取期間終了後に発電事業を継続しないという懸念につながる。
- 大規模バイオマス発電について、燃料費がコストの7割を占める状況の中で、どのようにコスト低減を図るのか詳細に説明してほしい。
- 大規模バイオマス発電において、国産材の比率を上げる取組は評価できる一方、熱電併給は具体的にどのような形で実施しようと考えているのか。また、電力市場に直接販売できる技術や能力をもっていると思うが、そのハードルはあるのか。
- 大規模バイオマス発電について、コスト低減のために、RE100を志向する需要家への直接販売があるが、消費者や需要家によるパームオイル発電への社会的評価は厳しいものになっている。
- 国内の木質バイオマスについて、現在の燃料費を半額程度まで削減できる可能性があるとのことだが、これを達成するための方策である「革新的な木材生産システム」とは林業政策であり、燃料費の半分程度低減には相当確実性が無いと思われる。
- 小規模バイオマス発電について、木材生産システムの革新によって、燃料調達コストをどこまで下げることができるのか。また、FIT卒業後も自律的に事業を行うためには熱電併給が重要であるが、発電コストについてはどの程度パフォーマンスが上がるのか。あるいは、何らかの障害があるのであれば教えてください。
- バイオマスについて、林業振興や廃棄物処理はそれぞれの政策分野において支援すべきではないか。エネルギー政策上は、輸入材と国内材の間で差が無いことが原則であり、その外側でそれぞれの意義に応じた支援があるべきではないか。
- 将来的にバイオマス燃料の価格を引き下げるための具体的な方策やスケジュールについて教えてください。
- バイオマスは、50年、100年先を見据えたときに燃料調達が可能であるかは不透明であるため、FITで支援し続けるべきではない。様々な支援を要望されているが、林業として支援すべきものはこの場で議論すべき議題ではなく、食糧競合の観点からもバイオマスは問題になっている。

オブザーバー

(太陽光発電)

- 導入量が一定程度維持されるよう、対象となる規模についても配慮しながら、段階的にFIPへ移行していただきたい。

- FIT インバランス特例制度についても、FIP への移行と同様に大規模なものから段階的に廃止してほしい。
- 卒FIT 電源は当然インバランスリスクを負うことになり、FIP へ移行した電源も負うことが想定されるが、小規模電源についてはBG の形成の在り方など配慮が必要。また、インバランスを低減させるために発電量予測などで対応する必要がある。
- セーフティーネットとして必要な具体的な価格はないが、コスト目標の7円/kWh の達成に向けて、意欲のある事業者が市場から退出しないよう支援水準をコントロールすることが重要。
- 太陽光については、他の電源と比べると地域偏在性は小さいため、可能な限り需要地に近接した場所へ設置することが重要であり、地域別買取価格の設定は現時点では不要である。
- 工期の短縮化や欧州のベストプラクティスを取り入れること、モジュールの変換効率を向上させていくこと、工場の屋根など土木工事が発生しない箇所への設置、稼働期間を30~40年へ長期化することによって初期コストは低減する。
- ソフトコストの低減のためには、基本的には工事の効率化が重要。
- 運転維持費については、IoT を駆使しながら、低減に向けて取り組んでいく。
- O&M コストを低減させなければいけないのは事実であるが、そもそもO&M をきちんと実施していない事業者へどのように実施させるかが課題であり、何らかの支援をしていただきたい。
- 新築住宅の80%に太陽光を搭載するべきでというのは2030年の目標であり、いずれは全てに、と考えている。また、既築住宅への導入を促進するため、制度的に消費者の関心を高めてほしい。
- 現行FIT 制度下においても、余剰買取りとなっているものもあり、これは継続していただきたい。その上で、コーポレートPPAによってFIT 価格よりも高単価で買い取ってもらえることを目指したい。
- コーポレートPPA モデルの普及のためには、当該モデルを提案できる人材の育成と省エネ法や温対法のインセンティブなど需要家の意識改革が必要。
- 中小規模の設備については、評価ガイドを活用していただきながら、適正化することが重要。
- 中小設備を集約させるためには、何らかのインセンティブが必要。例えば、20年目以降のリパワリングに対する支援など、単なる投資ではなく、発電事業を継続して実施しようとする事業者への支援をお願いしたい。
- 変動再エネは設備利用率が低いためにkW で発電側基本料金が課されると負担が他の電源に比べて重く、特に非FIT になったときに厳しいため、将来的には託送料金制度の在り方について検討してほしい。

- 配電系統以下で完結するものについて、託送料金の地域内価格を実施することも普及策となる。
- 地域公共案件の普及のためには、荒廃農地の活用などの規制緩和が重要。
- 住宅用太陽光とヒートポンプ給湯器や蓄電池を組み合わせることで、セクターカップリングになる。
- 電力会社と太陽光事業者が敵対的であるとの認識は無く、旧一般電気事業者や新電力と手を携えて取り組んでいきたい。

(風力発電)

- 陸上風力及び洋上風力の導入量がそれぞれ 10GW に達するまで FIT を維持してほしいと要望したが、10GW には根拠はなく、大量に導入されなければコストは低減しないため、あくまで一定の目安。コストが削減できれば多少の増減はあっても良いが、各国のコストは自然条件や制度により異なるため、ある国で 5 円/kWh で事業化できるからといって、日本でも同価格でできるというわけではない。風車の輸送費は海外よりも遥かに高いように、風力を取り巻く様々な環境が改善しなければ、コスト低減は難しい。
- RPS 制度の下では 12 円/kWh で事業ができていたが、風車の主要材料である鉄や銅が 2002～2004 年に値上がりしたため、コストが増加した。導入量を増やすことによって、ヨーロッパ同水準にコストを低減させようとしている。
- 現在 8 年程度かかっている建設期間を 5～6 年程度に短縮することで、2030 年には価格を 10 円/kWh まで引き下げることができると考えている。
- O&M コストは、ある一定の量が確保され、また予防保全が実施されることで低減する。
- 入札はコスト低減効果があり、これに異存はない。風力の入札において 5 円/kWh や 6 円/kWh で落札した事例はあるが、価格の低減と導入量はパッケージで考える必要がある。
- 入札には価格低減効果はあるが、実現性の無い上限価格を設定すると、札入れできる事業者がおらず、導入が進まない。トップランナーの価格設定では導入が進まない。したがって、きちんとした方法で緩やかに価格・導入量を設定していただき、2030 年価格目標を目指したい。
- 欧州では近年、入札において補助無しで価格が決定しているが、事業化できるかどうか注視する必要がある。また、日本と欧州では電気料金が異なるが、業界として日本でもグリッドパリティを目指している。
- 欧州でも洋上風力の当初の価格は 30 円/kWh 程度であり、最近になって 5 円/kWh 程度に価格が低減している。欧州では、1991 年から洋上風力の買取が始まり、2015 年断面で入札制度が導入されるまで 24 年掛かっているが、日本では洋上風力の商用

化はできておらず、洋上風力を構築できる環境が日本には無い。今後3～5年程度で日本においても業界が成熟し、港湾整備とパッケージで、オランダ型のセントラル方式を進めることで、欧州並みにコストが低減する。

- オランダ型のセントラル方式が実行されないとしても、一定の導入が進めば日本でもコスト低減が進むと確信している。
- 買取義務は維持していただきたいが、再エネの優先接続など再エネ政策全体をパッケージで考える必要がある。
- インバランスは欧州でも再エネ発電事業者が負担しているため、鋭意検討したい。発電側基本料金の導入については、現在の方向性に異論は無い。
- 風力の未稼働案件については、内容を教えていただければ、調査したい。

(地熱発電)

- 風力のセントラル方式は大変参考になるが、温泉法と調和する地熱法というものを考えている。
- 開発リスクを低減できれば自立化できるため、開発支援にシフトしていただきたい。ただし、事業の予見性は必要であるため、買取義務は必要ないが、何らかの制度が必要。開発リスクが無くなった場合のコスト低減効果については定量的に詰めていないが、掘削が3～4割掛かるため、その費用が下がれば相当のコスト低減が可能である。
- 公的にリスクを負う組織については、細かい検討もされていない私案段階のものである。
- 小規模の地熱発電はFIT制度にはなじまず、中規模以上の案件を支援するべきというのは御指摘のとおりである。主力電源となるために、7,000kWの設備を想定しているが、1,000kW程度の設備も特殊な形でビジネスモデルになり得るため、これを否定するものではない。数十kW～数百kWの設備は、FITは念頭になく、別の補助金等を利用してもらえばよい。
- FIT価格については、最も公正なのはフォーミュラ方式であるとは考えているが、調達価格等算定委員会での議論を経て、現在の2区分の価格設定になった経緯がある。

(中小水力発電)

- もう一巡のプロセスが必要というのは、これまで個別案件ごとに水車を設計してきたが、技術の汎用化のためのプロセスをもう一巡回す必要があるというもの。
- 中小水力は既存設備の更新が多く、新規が少ないため、各地で新規開発をすることが重要。

- 現時点では FIP によって初期コストの回収が予見できるか読み切れていないため、試算する必要がある。
- 中小水力は、調査や地元合意を経て事業化までに 2～3 年かかり、設備は 100 年運転することもできるため、開発支援や初期費用に対する支援の効果は大きい。
- 卸電力市場への直接売電は、既に公営電力で行っている。他方、新規開発したものは小規模で分散しているため、水力としてある程度のロットが集まらないと、どのくらいのコストになって市場売電が可能になるかわからない。

(バイオマス発電)

- 輸入材を前提にしている発電所でも、国産材を燃料に取り入れる動きが会員企業でも出てきている。また、2030 年のエネルギーミックスを前提に、林野庁の 2025 年までの増産計画が達成すれば、1 割程度国産材を投入できる。さらに、長寿樹木の活用やバイオマス燃料としての伐採・植林の制度が構築できれば、国産材を更に増産できる。
- 輸入材を使用した大型発電所のコストは 16～17 円/kWh であるが、FIT 期間終了後は減価償却費分の 3～4 円/kWh の負担は無くなるため、燃料市場が成熟しコストが低減すれば、十分発電事業を継続可能である。また、FIT 期間が終了する頃には、再エネの価値が高くなっているはずであり、その意味でも自立化は可能である。
- 大規模バイオマスの発電コストの低減は、資料に掲載した①燃料費の低減、②発電効率の向上、③建設コストの低減の 3 つの取組の中で十分低減が可能。
- 大型発電設備の熱は使いにくいですが、熱電併給を進めるためには、建設当初から地域の冷暖房などで使用できるよう、立地地域と調整しながら進める必要がある。
- バイオガスの発電設備が FIT で支援していただいているのは一部の設備のみであるが、コストの 6～7 割を原料が占めており、家畜糞尿の収集にもコストがかかるため、コスト低減が十分ではない。また、食品残さや林地残材もその収集などに費用がかかるため、この点について政策対応をしていただきたい。
- 林業振興や廃棄物処理などエネルギー政策以外の部分については、しかるべき施策があるべきあり、御指摘のとおりである。
- コスト低減の方策については、各研究機関で様々な技術開発をしているが、まだその成果が出てきていない状況である。コスト低減の目安も今は持ち合わせてはいない。また、FIT 卒業後については、FIT 価格に織り込まれていない部分のコストが障害になる。

事務局

- 出力 50kW 未満の太陽光の取り扱いについては、まさに FIT 制度の抜本見直しの中で検討する課題であるが、入札対象区分よりも有利な価格設定をせず、安全規制も強化する方向性で進めている。
- 系統のマスタープランに関する B/C 分析は本委員会の所掌を超えているため、適宜整理をしてフィードバックさせていただきたい。

委員長

- 全体としては、各団体が FIT の維持を要望する中で、FIT が持つ要素のうち、買取義務があることと一定の価格が保証されることは別であるということが整理された。
- 太陽光については、大規模なものは買取義務を早期に無くしていき、小規模なものは需給一体型で使っていくという方向性が強く現れたのではないかと。
- 風力は、導入量を前提にした制度検討という業界の主張には違和感がある、という見方が強かった。コスト低減に向けては、この委員会の第 2 次中間整理のとおり、陸上・洋上を問わず、入札制を前提に進めていくことが適切である。
- バイオマスは、大規模なものは、国産材の比率を上げることや燃料費のコストダウンについての実現可能性が大きく問われた。小規模なものも同様に、燃料費をどのように下げるのかという点に加え、林業政策で対応すべき部分まで FIT で支援すべきなのか、という意見も多かった。
- 地熱は、事業化前の開発リスクを抑えることが重要であり、それによりリスク低減ができれば FIT のような売電支援は不要になるという方向の議論が印象的だった。他方、小規模なものについては、コストの観点から自立化には懐疑的という見方が強かった。
- 水力は、開発がもう一巡することと制度の移行との関係には疑問があったが、投資回収の目途さえ立てば、安定電源として早期に市場に統合できるのではないかと。小規模なものについては、コストの観点から見れば自立化は見通しにくいという指摘もあり、この点はよく検討する必要がある。

(2) 再生可能エネルギー政策の再構築に向けた当面の対応について

委員

(2015 年度認定の未稼働案件への対応)

- 未稼働案件への対応について、事務局案に賛成。適正コストに適正利潤を加えた、FIT 法の趣旨に則った価格を適用してほしい。
- 未稼働案件対応には原則賛成。ただし、条例アセス対象案件については、実態を踏まえて慎重に進めていただきたい。
- 2012～2014 年度認定の未稼働案件へ対応した際には経過措置も設けた 2 段階構成にしたが、2015 年度認定の未稼働案件については昨年から準備をしていれば十分対応できると考えられるため、経過措置を設ける必要はないのではないか。そうしなければ、2012～2014 年度認定案件との間で不公平になる。
- 2012～2014 年認定の未稼働案件について、全体のうちのどの程度価格が引き下げられることになったのか示してほしい。

(洋上風力促進 WG における検討の結果と再エネ海域利用法・系統整備の在り方)

- 洋上風力の系統承継について検討することに賛成。将来的に国が適切な系統を確保することによって、コスト低減に繋がる。また、プッシュ型の系統形成の検討を進めることにも賛成。
- 系統の承継条件も系統確保の主体のいずれについても系統増強を伴わないが、前者については透明性が課題であり、これが適切に対応されなければ後者の議論に進めない。
- 洋上風力の系統承継については事務局の方針が良いが、公募における選定事業者とは別の系統枠を保有する事業者が枠の承継を希望しない場合、当該系統枠が無駄になるが、現行制度上どのように整理されているのか。最終的な落札者が系統を利用できる方が制度として効率的である。
- 系統の承継が苦戦する地域は、そもそも区域指定してはいけないのではないかと。これまで風力事業者は先着優先を批判してきたにもかかわらず、既得権側に立ったときにこの考え方に依存するとなると制度としてワークしなくなるため、透明なルールを定めて、合理的な費用が確保できる範囲で譲渡されることが重要。
- 必要な系統容量をあらかじめ確保することは、洋上風力の区域選定が系統よりも先に決まる場合、マスタープランと整合させるのは難しい。両者をどのように組み合わせるかが重要。
- 洋上風力の年間導入量の見通しを明確に示すことが重要であり、この方向で運用を進めてほしい。他方、事業者に系統容量の確保を求めることは再エネ海域利用法が成立したことに伴う暫定的な措置であり、将来的には国があらかじめ系統を確保す

る形で対応をお願いしたい。

- 系統枠を国があらかじめ確保仕組みは制度として重要。先着優先の考え方が見直される前に効果を発揮するため、できるだけ速やかに進めてほしい。

(その他)

- 非化石価値取引市場を活性化させることで、賦課金の低減を図ってほしい。

オブザーバー

- 未稼働案件への対応は、事務局案に賛成。2015年度に受け付けた系統連系申込は非常に多いため、円滑に進めていきたい。
- 未稼働案件については、条例アセス対象案件へ配慮していただきたい。
- プッシュ型の系統形成については、洋上風力に限らず、発電+NWコストの最小化の考え方の下で、既存の系統容量がどのような場合に不足するのか分析した上で、既存系統を最大限活用しつつ、効率的な系統増強をする必要がある。
- 発電事業を実施する際には系統容量を確保するが、アロケーションをきちんと行わなければ、確保されている系統枠の数字だけが積み上がる。洋上風力における系統の承継も太陽光の未稼働案件においても問題の本質はこの点であり、系統利用ルールの中で、合理的に割り当てる仕組みを検討していただきたい。

事務局

- 2015年度認定の未稼働案件への対応については、既に認定取得から4年が経過しており、認定取得時点から環境アセスメントを実施していれば十分間に合うと考えられる。昨年、2012～2014年度認定の未稼働案件へ対応した際には、このルールの発表時期から施行日までの期間が短かったため、猶予措置を設けたが、2015年度認定案件については既に昨年ルールを公表していることを踏まえれば、むしろ猶予措置を設けないことが公平・適切であると考えている。
- 洋上風力については、系統承継の意向がない地域を促進区域に指定することはできない。洋上風力は、接続させる変電所に尤度はあるが、近隣で系統の譲渡の意向がない海域は区域選定できない運用になっている。

委員長

- 未稼働案件への対応は、国民負担や今後の新規開発を促していく観点から、大変重要な論点。本委員会では、昨年10月に2012～2014年度認定案件に対する具体的な対応について方針を取りまとめたが、パブリックコメントを踏まえて、施行までの期間が短いという点に配慮し、当初案に一定の修正を加えたものと理解。そのため、2015年度認定案件については、昨年の時点で既に具体案と施行期日を公表している

ことから、予定どおり適用除外や猶予措置を設けずに実施するという事務局案に大きな異論は無かった。事務局には、パブリックコメントなど必要な手続を進め、速やかに具体化していただきたい。

- 洋上風力のような立地制約の強い電源の導入促進は重要なテーマであり、洋上風力促進ワーキンググループで取りまとめられた事項をもとに、事務局において着実に取組を進めていただきたい。
- 引き続き検討課題となっている系統の確保については、①まずは、既に確保されている系統に関する契約が、公平な条件で承継されるようにする、②次のフェーズとして、区域指定と整合的な形で、必要な系統容量をあらかじめ確保できるようにするといった点の実現できるよう、他の委員会とも連携しながら、本日頂いた意見も踏まえて検討を進めてほしい。

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

電力・ガス事業部 電力基盤整備課 電力流通室

電話：03-3501-2503

FAX：03-3580-8591