

新エネルギー小委員会におけるこれまでの議論の整理

平成27年9月4日
新エネルギー小委員会

目次

1. はじめに	2
2. 電源の特性や実態を踏まえた、バランスの取れた再生可能エネルギーの導入拡大 ...	3
3. 再生可能エネルギーの導入拡大と国民負担の抑制の両立	8
4. 長期安定的に電力供給の一翼を担う、低コスト・自立電源化の実現	14
5. 再生可能エネルギー導入拡大に向けた広域的な系統利用システム・ルールの構築 ...	18
6. その他	24

1. はじめに

- 再生可能エネルギーは、温室効果ガスを排出せず、国内で生産できることから、資源の乏しい我が国のエネルギー自給率向上や温暖化対策に寄与するエネルギー源である。また、現時点では設備が高コストであるなどイニシャルコスト面で課題があるが、バイオマス以外は燃料費を必要としないなどの特徴を有する。加えて、再生可能エネルギーは地域に密着したエネルギー源であることから、地元企業や地方自治体など地域の主体が参画し、地域社会や自然環境との調和などの地域との共生を確保しつつ導入することで、地域における新しい産業の立地や雇用創出などの地域活性化に貢献することができる。
- これらの優れた特徴を持つ再生可能エネルギーであるが、現在の導入状況・事業実態などに鑑みると、そのメリットを十分発揮するには至っていない。現在、我が国における総発電電力量に占める再生可能エネルギーの割合は12.2%（水力を除くと3.2%）である（平成26年度実績¹）。投資回収に見通しを与えることで再生可能エネルギーへの投資を短期間で大幅に増加させる原動力となった、固定価格買取制度の導入により、制度開始前（平成23年度）に比べて3年弱で再生可能エネルギー電源（除く大規模水力）の設備容量は約9割増加した一方で、太陽光に偏った導入が進み、接続保留問題をはじめとする系統制約の問題や、賦課金の上昇（平成27年度で約1兆3,200億円の見込み）に示されるとおり国民負担の増大などの問題も顕在化してきた。
- こうした状況の中、平成26年6月に設置された本小委員会（新エネルギー小委員会）においては、同年4月に閣議決定された「エネルギー基本計画」を踏まえ、これまで計12回にわたり再生可能エネルギー施策の総点検を行うとともに、施策の実施に伴って追加的に必要となった措置についても、適宜検討を行ってきた。
- 特に、平成26年9月に生じた九州電力などの接続保留問題に対しては、本小委員会の下に系統ワーキンググループを設置して太陽光の接続可能量の検証を行うとともに、本委員会において、柔軟な出力制御システムの構築や指定電気事業者制度の拡充、国民負担抑制のための認定手続きの運用改善などの対策案を取りまとめた。これを受け、平成27年1月22日付け経済産業省令などによる措置が実施され、各電力会社による接続保留の解除が行われてきたところである。
- 今般、エネルギー基本計画を踏まえ、エネルギー政策の基本的視点である、安全性を大前提とした、安定供給、経済効率性及び環境適合について達成すべき政策目標を想定した上で、平成42（2030）年度のエネルギー需給構造の見通しが示された。この長期エネルギー需給見通しにおいては、再生可能エネルギーについて、各電源の特性に応じた最大限の導入拡大と国民負担の抑制とを両立することとしており、その上で我が国の総発電電力量に占める再生可能エネルギー電気の割合は、平成42（2030）年度に22～24%となる見通しである。
- この見通しを踏まえ、再生可能エネルギーの導入を今後更に進めていくためには、現在、あるいは将来的に直面する様々な課題を乗り越えていく必要がある。そのため、本小委員会では、これまで講じてきた施策に加えて、更に講じるべき施策の検討のため議論を行ってきたところであり、今回、今後の施策の方向性の具体的な検討に向けて、委員から頂いた主な指摘事項を論点毎に整理することとする。

¹ 電気事業連合会「電源別発電電力量構成比」より

2. 電源の特性や実態を踏まえた、バランスの取れた再生可能エネルギーの導入拡大

電源毎の特性や導入経緯・実績を踏まえ、バランスのとれた導入拡大を進めていくべきとの方向性については、大きな異論はなかった。また、このために、リードタイムの長い電源については、一定の政策的支援や配慮が必要であることについても、特段の異論はなかった。これらに関する、今後の検討課題と主な指摘事項は以下のとおり。

(1) 再生可能エネルギー導入政策のあり方

- 個別事業者や各地域のみならず、全国大での全体最適をどのように作るかが一番大事。基本は、それぞれの電源が持っている社会的な便益を、コストに見合う形で最大化すること。再生可能エネルギーの社会的な便益としては、環境問題、エネルギーの不確実性への対応、システム全体の安定性としての地産地消といったものが挙げられる。
- 電源毎のポテンシャルをきちんと把握し、ポテンシャルがあるのに導入が伸びない電源については、その課題を把握して対応を考えるというアプローチが重要ではないか。
- 電源間の導入量のバランスを確保するためには、価格だけでなく他の要素もしっかり勘案すべき。
- 長期エネルギー需給見通しにおいて、安定的な再生可能エネルギーである地熱、水力、バイオマスは積極的に拡大し、他方、火力のバックアップが必要な太陽光、風力は、一定コスト内での導入という方針に沿って政策を考えるべき。
- 系統の中に太陽光や風力などの自然変動電源を入れていくためには、火力によるバックアップだけでなく、連系線の活用など、柔軟性 (flexibility) と呼ばれる再生可能エネルギーの変動部分を吸収するための措置を検討していくことが必要ではないか。
- 電力市場において需要側の選好によって再生可能エネルギーが選択される市場環境の整備により、再生可能エネルギーの市場を拡大し事業者を育てていくという観点が必要。
- 規制改革などの要望については、各々の要望内容を本当に必要なものかどうか精査した上で、必要なものは対応すべき。
- 再生可能エネルギーの特許所有者の上位 20 社のうち 11 社が日本企業であり、日本企業が強みを持つ技術を活かすという産業政策の観点が必要ではないか。
- 現行法では、産業の振興も目的として位置づけているが、実際の評価としてどれほど効果的であったのかを検証し、国民負担の低減の観点からの軌道修正の必要性も検討されるべきではないか。
- 各再生可能エネルギーの導入拡大に向けて、技術革新と人材育成に取り組むことは、各電源に共通している課題である。
- 再生可能エネルギー導入推進の目的は、①温室効果ガス削減、②エネルギー自給率向上（輸入化石燃料を代替）であることを再確認すべき。また、これらの目的達成のための費用対効果（例えば、CO₂排出量を 1 トン削減するために要する費用など）について、再生可能エネルギー電源種別毎に比較検討すること、および再生可能エネルギー以外の対策と比較検討することが必要。

(2) 電源別の意見

①太陽光

<太陽光発電の意義など>

- 太陽光発電は、イニシャルコストは高いが、エネルギーコストはほぼゼロであるため、

設備コストの回収ができた後は電力市場で極めて高い競争力が持てる電源。

- 太陽光が急速に入ったことで消極的な評価が生じているが、設置場所を選ばない点、分散型エネルギーの要である点、昼間の最大需要への対応の観点から長期的な導入拡大が必要である点を明確にし、その意義を評価すべき。物理的ポテンシャルや事業参入の容易さ、施工期間の短さなどを考えれば、日本の再生可能エネルギー導入は引き続き太陽光がある程度牽引していく必要があるのではないかと。
- 太陽光発電の中には、市民電力や学校などの防災拠点の非常用電源として地域に根ざした活用が進められているものもある。
- 太陽光発電については、セル・モジュール、PCS、基礎・架台などのコストダウンを早期実現し、買取制度に依存しない自立したエネルギー産業を目指すべきではないか。
- 固定価格買取制度の成果として、太陽光発電導入にかかるコストがどれだけ下がってきているかというコスト低下状況を公開することが必要。

<導入管理の必要性>

- 毎年、施工可能な太陽光の上限は7～8GW程度と言われている。それ以上認定を行うことは、実質的にはその年度内に運転開始できないにもかかわらず認定により高い価格を認めるようなものであり、是正すべきではないか。
- メガソーラーが急増しているが、景観の問題や、設置のための大規模な森林伐採の問題といった新たな環境問題に対して、対応を行っていくべきではないか。
- 現在、太陽光発電事業に対して、環境アセスメントは法的には義務づけられていないが、トラブルも増えてきている。長期の安定的運転や環境保全のために、一定規模以上の太陽光発電事業については、新たに環境アセスメントの対象とするか、あるいは環境アセスメントに準ずる新たな制度を導入し、系統連系枠を確保する前に案件の適格性を判断すべきではないか。
- あまりにも導入スピードの速い太陽光は、量にキャップをかけるべき。

②風力

- 風力事業者も、開発に当たって、住民の合意形成のための努力をするべきではないか。
- 風力発電の立地に関して、手続や規制などを示したガイドラインを作成すべき。
- 風力発電の立地に関して、導入促進と環境保全を両立するためには、環境アセスメント手続の見直しよりも、国として開発可能な適地をゾーニングして積極的に示していくべき。
- 電力系統の広域運営や、地域内基幹送電線の整備・増強、地域間連系インフラの強化を行い、系統連系可能量の見直しを行う必要がある。
- 洋上風力については、欧州との物理的・人的リソースの違いなども念頭におき、建設に必要なアクセス船やSEP船（自己昇降式作業台船）などの船舶、これらを停泊するための港湾の整備、海底ケーブルの敷設、海域利用権限調整について、事業者の連携のもと、国の政策として支援すべき。仮に事業者主体で行うのであれば、これらの費用を調達価格に含めることを検討すべき。また、ゾーニングを行うとともに、漁業権との調整期間の短縮化も必要。
- 風力については、低周波や訴訟の問題がかなり出てきており、最初に環境アセスメントをきちんと行うことは長期の信頼性の観点から重要。環境アセスメントの事務手続の短縮や合理化を行いつつ、できるだけ社会との信頼感を作りながら事業を進めるべき。
- 施工期間短縮のため、環境アセスメントの迅速化、開発・建設・O&Mに関する法令・制度の緩和と基準などの弾力的運用にも取り組んでいくべきではないか。

- 現状、環境アセスメントは4～5年かかるため、設備認定と系統アクセス検討を方法書手続段階に前倒ししてほしい。また、リードタイムの長い電源の調達価格については、年度毎の見直しでなく、中長期的な適用価格の見通しを示すべきではないか。
- 長期における制度の安全性、健全性、安定性がこの分野への十分な資金提供の上で重要な観点。また、洋上風力など日本に初めて入る技術についてはなかなか民間だけではリスクを取りづらい。その場合には、国と民間の間のリスク分配のあり方や、市場が長期安定的に推移するための政策についても検討を行う必要がある。
- 風車事故時の対応における時間的・金銭的な問題を考えても、風力事業を行う国内企業が育つことが重要である。
- 発電コストの低減に向けて、風車の大型化や高性能化、ウインドファームの規模拡大、スマートメンテナンスの開発と活用、高性能風況シミュレーションの活用に取り組む必要があるのではないか。

③地熱

- 国立公園における地熱に関する規制の緩和、手続の簡素化、環境アセスメントの更なる迅速化について取り組むべき。
- 環境アセスメントに長期間を要することや山間地の開発であることが多く、開発のリードタイムが10年を超えてしまうため、系統連系可能枠について、最適な電源構成に基づく秩序ある割当計画が望まれる。また、中長期的な調達価格の見通しを示すべきではないか。
- 初期の開発リスクが高く、開発の障壁となっているため、国主導でポテンシャル調査を行うべきではないか。
- 地熱発電技術の技術開発の更なる拡充と人材育成を行うべきではないか。
- 地熱発電や水力発電は、開発のリードタイムが長く、継続的に事業が生まれる訳ではないため、技術継承の観点から国として計画的な人材の育成が必要。
- 温泉事業者や地域住民の合意を得るため、丁寧な事業計画・環境保全計画の説明が必要であり、予算などの支援を行うべきではないか。
- 地熱の一番のネックは自然公園法の規制と温泉事業者との調整。
- 送電線・変電設備整備のための支援制度を創設すべきではないか。
- 地熱発電は長期的にわたるため、地域を巻き込んで会社を設立するなど、地域と共生することも大事。

④中小水力

- 農業用水としての利用が少ない非かんがい期などにおける新たな水利権取得について、手続の簡素化が行われたところであるが、こうした弾力的な対応への見直しを引き続き進めるべき。
- 官公庁が水力発電を開発する場合、発注段階で初めて設備が決定するため、その後に設備認定を取ることになるが、そもそも設備認定を受けていない工事案件を発注することが困難であるため、工事着手前に設備認定が受けられることを可能とすべきではないか。
- 地域別に何らかの誘因が無いと開発が進まないことから、多様な開発モデルを具体化し、地域にとっての利点が目に見えるようにすることが開発の加速化に必要。
- 開発に係るリードタイムが長いので、接続申込時にはローカル系統が逼迫する懸念がある。また、中長期的な価格の見通しを示すべきではないか。
- 開発実務を担う人材を育成する必要がある。電力土木技術者の不足という課題に関して

は、電力土木技術者は一般電気事業者内には確実にいると思われるため、一般電気事業者と他事業者の交流や協力体制の構築が必要ではないか。

- 中小水力発電について、融資がつかないという声もあるが、例えば自治体などが主体になっても信用力が不足しているのか、例えば環境省の実施しているグリーンファイナンス（温暖化対策に資する設備の設置に対する融資への利子補給制度）のような制度の利用などにより補足できるところはないのかという観点もある。

⑤バイオマス

<制度的論点>

- バイオマスプラントは、地元の調整、原料収集の調整、諸手続などが必要であり、計画から稼働、系統連系まで時間がかかるため、調達価格を一定期間維持すべき。
- バイオマスについては、国産は自給率、林業再生、地域雇用、廃棄物処理など、様々な複合効果が期待できる。他方、輸入バイオマスは二酸化炭素排出権枠（カーボנקレジット）を買ってくるのと等しく、輸出国における生態系の問題や再生可能エネルギー導入の阻害などを生じさせる可能性がある。そのため、地元の間伐材などを利用する事業と、海外の安い輸入チップを利用している事業とでは、調達価格の区分けのみならず、今後の制度見直しにおいても切り分けて考えるべき。
- バイオマスについては、燃料に輸入バイオマスなどどういったものを入れているか、あるいは途中の輸送におけるCO₂についてどのような配慮をしているのかなど、社会の目が厳しくなっている中で、業界全体の信頼感を得るための対応が重要。
- 固定価格買取制度は国民負担に依存しているため、輸入チップ依存度の高い事業に固定価格買取制度の高い価格を適用することは不適切。輸出国の開発バランスの問題もありうるため、ある程度国内のバイオマス資源の利用量を一定量担保するなどの制限が必要ではないか。
- 国産バイオマスの導入促進は重要かつ意義ある取組である一方、実態を踏まえて効果的に推進していく必要がある。そのため、まずは輸入バイオマスによってバイオマス発電事業の裾野を広げつつ発電量の安定化を図り、併せて国産バイオマスの供給者・発電事業者双方にとって無理のない供給契約を結べるような環境整備に取り組んでいくという考え方も重要ではないか。
- 国内チップの利用のみでは足元を見られて価格がどんどん上がってしまうため、輸入ペレットや輸入チップも積極的に導入し価格競争を促すべき。
- バイオマスの熱電併給は持続的・経済的で地域内のエネルギー自給にも資するため、インセンティブが得られるような施策を実施すべき。
- 各種検査にかかる初期費用などの軽減のための規制緩和などの配慮が必要。

<その他>

- バイオガス発電については、メタン発酵施設から発生する消化液の有用性への評価が一般化すればその価値が上がり、売却により全体の発電コストの低下につながることから、有用性の認知拡大に対する支援が必要。
- 温暖化係数の高いメタンを活用するメタン発酵ガスは、活用を促進すべき。
- 地域に根ざした主体が連携しながら、その地域の未利用資源をしっかりと活用すべき。たとえば木質バイオマス発電であれば5,000kW級で10人程度の雇用が出る。地方でこれほどの雇用が生まれる例は他にあまりなく、数少ない地域活性化対策のひとつではないか。
- 国内未利用材の活用のためには、林道の整備や移動式のチップ製造車両の導入など、バ

イオマス事業の周辺環境の整備を進めるべき。

- バイオマスはベースロード再エネとして期待されている一方、例えば現在の主流になっている間伐材の利用などは、既設の火力発電所での石炭混焼などに使われることが多く、ベースロード電源比率の上昇にはあまり寄与しないということにも、政策検討の際には留意する必要がある。

⑥再生可能エネルギー熱

- 再生可能エネルギー電源で発電した電気でお湯を作るのと、最初から再生可能エネルギー熱を使ってお湯を作るのは、社会的な価値は同じはず。むしろ、コストパフォーマンスは後者の方がはるかに良いことが多いので、この熱利用の観点を落とさないようにすべき。
- 家庭におけるエネルギー利用の半分は熱であることから、熱をつくり出す新たなエネルギーも非常に重要。熱をつくり出すことをサポートするような固定価格買取制度のような制度があっても良いのではないかな。
- 熱については、実際どこにどういう形で熱需要があるのかなかなか分からないため、そうした需要の把握、統計情報の整備が課題。

3. 再生可能エネルギーの導入拡大と国民負担の抑制の両立

固定価格買取制度を通じて再生可能エネルギーの導入が拡大していく中で、賦課金などを通じた国民負担が増加傾向にあることから、今後は、再生可能エネルギーの導入拡大と国民負担の抑制を両立していくべきとの考えに異論は見られなかった。国民負担の抑制の観点から、現行のFIT法には問題があるとの指摘が多かったが、制度の安定性とのバランスにおける具体的な制度設計や、マーケットメカニズムの導入、更に詳細な論点については、議論が必ずしも収れんしておらず、なお一層の検討が必要となると考えられる。これらに関する、今後の検討課題と主な指摘事項は以下のとおり。

(1) 国民負担の受容性など

- 再生可能エネルギーは、自給率の向上やCO₂削減につながるもの。国民全体で支える方向へ舵を切ったところであり、負担については、全員が納得可能なものであるべき、あるいは、しっかりと情報公開された場で検討された水準の負担となるということが重要。
- 今後の再生可能エネルギーのあり方について、将来予想される負担額も含め、国民に対してしっかりと説明を行い、認識を十分に得たうえで次の制度の導入を進めていくべき。
- 国民負担については、その金額の大小のみを考えるのではなく、雇用創出効果、国内電源、自立電源の確保、燃料費の節約といった他の政策目標や便益も含め総合的に勘案することが必要。
- 負担の受容性は単に負担額では決まらない。ドイツでは、賦課金総額ではなく、再生可能エネルギーの導入を進める上で効率的な負担になっているかという視点が重要との話を聞いた。また、ドイツなどで社会的受容性が高い理由として、買取制度の下で個人や中小規模事業者が投資を活発に行い、制度の恩恵を受けているという事情があるという話があった。我が国でも、そうした個人や中小規模事業者の投資をより増やす環境を生み出すための施策をとるべきではないか。
- 製造業の競争力強化は、国の成長戦略の最も重要な要件。再生可能エネルギーはエネルギー自給率向上、環境価値などに繋がる一方、長期の国民負担を伴う。エネルギーコストの上昇は日本の競争力を削ぐものであり、固定価格買取制度による電気料金の負担の拡大は競争力上リスクという認識を共有すべき。
- 再生可能エネルギー拡大に伴う国民負担の増大の問題は、遠い将来の話ではなく既に顕在化した問題。将来に禍根を残す可能性のある問題として真剣に向き合うべきテーマ。
- 一月 300kWh が標準家庭とのことだが、オール電化住宅などであれば一月 1,000kWh は一般的であり、約3倍負担しているのが実情。この負担感はかなり大きい。
- 中小企業の多くは近視眼的に将来を考えざるを得ないため、再生可能エネルギーのコストが一般電源と同等になるのを何年も待ち続けるほどの余裕はない。固定価格買取制度による賦課金の負担の抑制は喫緊の課題。
- 長期エネルギー需給見通しに基づけば、賦課金はkWh 当たり大体4円程度。今後、万が一、原発の再稼動に障害がある場合、発電にかかる燃料費の削減が進まない中で、再生可能エネルギーの賦課金ばかりが膨張し、電気代が上昇していくことを中小事業者は危惧している。
- 賦課金の将来的な額が不明な中、国民が本当に再生可能エネルギー導入の負担を許容しているといえるのかは分からない。再生可能エネルギーの導入量に計画性と予見性が持てる制度として、賦課金額にも上限を設定すべきではないか。

- 買取費用の原資を電気代へ上乗せるだけではなくて、系統整備費用などに予算を使うなど他の財源の検討も選択肢としてきちんと考えていくべき。
- 買取費用の税金による補てんについては、税収が落ち込んだ場合、制度そのものが破たんすることも念頭におくべき（スペインの事例）。
- エネルギーミックスで示されるコスト水準を更に下回るようなコスト削減を目指していくべき。
- 太陽光以外の電源についても、太陽光と同様、量産効果による一定のコスト削減が図れるのではないか。
- 各電源のコストについて、国際水準と比較して割高な原因を特定し対応することが大事。
- 固定価格買取制度の賦課金、系統増強費用、蓄電池の設置、調整電源に要する金銭的負担がどの程度になるのか、また事業者や家庭における金銭的負担の上限はどの程度なのかを見極めたうえで、再生可能エネルギーの導入量を決めるべき。

（２）認定制度

①既認定未稼働案件への対応の必要性

- 固定価格買取制度はビジネスベースで回すものだが、国民や事業者が費用負担するという大きな信頼関係を持っているシステム。間隙を縫って利益を増幅させるような案件に対しては、認定の取り消しも検討することが必要。
- 既に認定されている案件についても、制度の趣旨を大幅に逸脱するものについては、公共の利益の観点から適正化を図るべき。
- 運転開始に至らない太陽光発電の存在は制度全体に暗い影を投げており、個別の聴聞を行っていくというのは事務の手間も大変であるとともに、見通しもなかなか立たない。例えば、既存案件についても、調達価格の仕切り直しや、報告徴収・聴聞の強化、ある時期から一定期間以内に一定の条件が満たされない場合には認定を取り消すなどのある程度思い切った制度改正が必要ではないか。
- 運転開始時までに必要な手続について、事業者がコントロール出来ない、事業者の帰責ではない事象により当初目指していた運転開始時点から遅延している案件については、不利益を被ることが無いよう、何らかの配慮が必要。
- 停滞案件については、本来は発電が開始できるであろう期間を想定し、それまでに発電が開始しない場合は、帰責性を考慮し、基本的には粛々と対応すべき。
- エネルギーミックスを踏まえると、認定量ベースでは既に太陽光に追加余力がないことは明白。それならば、認定取得後に稼働に至っていない事業について厳しく対応するルールの策定が、逆に太陽光発電マーケットの発展につながっていくのではないか。
- 運転開始に至らない太陽光が系統容量を押さえる状況を生まないように、海外の例のように、一定期間の系統容量の確保のため、事業者に対して、最終的に連携費用に充当する一定額のデポジットを義務づけるなど、空押さえ対策を講じるべき。

②認定制度のあり方

- 開発する際に多数の関係者からの同意が必要となるバイオマス発電や、環境アセスメントが必要となる地熱発電や風力発電などと、開発期間の比較的短い太陽光発電は、設備認定や売電単価決定方法において区別するなど、電源種別毎に認定制度のあり方を検討すべき。
- 固定価格買取制度を起爆剤として産業活性化につなげるため、高い波及効果を持つ技術について、設備認定により戦略的に優遇するような認定基準づくりをすべき。

- 認定を受けたものの、聴聞や取消しの対象となる案件が数多くある。これらにより、固定価格買取制度の予見性を高めるのに支障が生じるのであれば、認定要件や、認定方法、制度全体の見直しなども検討していく必要があるのではないか。
- 事業者の変更については、そもそも設備を転売した場合でも価格が変わらないという仕組みに理由がなく、また転売目的の事業者が接続枠を確保し続けることが他の事業者の参入を阻害することから、SPCのような資本関係があるもの以外に譲渡する場合については何らかの対応をすべき。
- 先般の運用改正により、設備認定を取得したパネルを変更すると調達価格が見直されることとなったが、メーカーによるパネル価格の引き上げなどが生じているなど、改正時に想定していない事態の発生もあることから、事業者の意見を反映して、より良い制度の設計に努めるべき。
- 設備認定から運転開始まで、一貫してモニタリングや開示が出来るようにするなど、事業化の確実性が把握できるような認定制度の在り方を考える必要がある。
- 現在国がやっている認定業務について、部分的に民間も活用されているところであるが、効率性の観点から、委託範囲の拡大も検討すべきではないか。

(3) 買取制度見直しのあり方

- 買取制度の大枠を維持しながらコストの低減をどう図るかが課題であり、そのために太陽光の導入をコントロールする一方、他の再生可能エネルギー導入の推進策を考えるべき。
- 国民が受容可能な範囲で、長期的に持続可能な形で再生可能エネルギー導入を進める制度に見直すべき。また、将来の再生可能エネルギーの導入量や国民負担の水準を見通せる制度とすべき。
- 買取制度の継続性確保や再生可能エネルギー産業の中長期的な育成のため、急激で偏った導入拡大ではなく、中長期的な視点で最大限の導入を達成できるような制度の在り方を検討すべき。
- 国内にのみ目を向けるのではなく、他国の制度設計とも比較して、日本の制度設計が劣後しないようにすべき。
- そもそも再生可能エネルギー導入のリスクを緩和し普及を促す呼び水として、固定価格買取制度を導入して予見可能性を高めているが、リスクが無くなったわけではなく、単にリスクを電気の需要家につけ変えただけの話。将来賦課金がどれほど増えるか分からず、かなり積み上がる可能性もある中で、消費活動が萎縮するなどのいろいろな弊害が見られ始めているという点を固定価格買取制度の負の側面として十分認識しておくべき。
- 既に 7,000 万 kW を超える太陽光が設備認定されている中で、今後太陽光の発電コストが低下したとしても、賦課金を支払う電力使用者にとってのメリットには繋がらない。こうした技術革新などによるコスト削減効果が実際に電力の使用者の負担軽減につながるよう、固定価格買取制度の抜本的見直しが不可欠。
- 固定価格買取制度で先行した諸外国において、ことごとく制度見直しが行われたということは認識すべき。我が国もこれ以上の深手を負う前に、固定価格買取制度の廃止も含めた抜本的な見直しに着手すべきではないか。
- あまりにも導入スピードの速い太陽光は、認定の停止や価格決定方式の変更などによって導入量に上限を設けるべき。なお、実際に工事は着々と進むため、導入量には影響しない。
- 風力や地熱などリードタイムの長い電源については、エネルギーミックスの水準に向かって RPS 制度や系統連系の拡充など、固定価格買取制度以外の方法というのも視野に

入れてほしい。

- 制度変更の際には、調達価格など特定契約内容の事後的変更が可能かどうかについて検討を行うことが必要。
- 制度の見直しにあたっては、変更内容の遡及適用は避けるべき。事業の予見可能性が損なわれて参入意欲を減退させるのみならず、制度自体の安定性と信頼性を損なうことにもなりかねない。
- 制度変更の遡及適用が国の制度の信用リスクに関わるという指摘があるが、プロジェクトファイナンスの中において、長期にわたり制度変更リスクがゼロだと見ていることの方が違和感がある。

(4) 調達価格

① 導入量に応じた価格決定のあり方

- 導入量とコストは当然リンクしているはずなので、再生可能エネルギーの導入目標や導入見込量に基づいた価格決定方式にすべき。
- 我々が欲しいのは安い再生可能エネルギー。再生可能エネルギー電気の価格が低下していないというのが大きな問題であり、導入のスピード、種類、量などにより入ったものをしっかりとコントロールできるような制度設計が必要。

② 価格設定方法

- 調達価格決定後のコスト構造の変化に対して、何らかの是正の仕組みを取り入れる必要があるが、事業者からしてみれば固定価格買取制度で収入の見通しが立つ中で、利益を増やすため、できるだけコストダウンを図るとというのが当然の行動であり、そうした部分まで排除してしまう仕組みは好ましくない。
- 再生可能エネルギー導入量をコントロールするフェーズに入るべきであり、適正利潤を基にするのではなく、目標導入量を達成するために必要な調達価格を設定するなど、導入量に応じて機動的かつ柔軟に調達価格を設定できる仕組みとすべき。(例えば、ドイツのスライディングスケールのように、一定の算定式に基づき、導入量が一定の水準を超えた場合には、以後の新規の調達価格が自動的に下がるような仕組みを考えられないか。)
- 調達価格を半年毎に改定するなど、価格改定の頻度を上げるべき。
- 価格決定方式を変更する場合、再生可能エネルギー電源毎に、一定程度導入が進むまでは現状の調達価格の算定方法を維持し、導入が進んだものは価格に競争原理を働かせるなど、既に大量に導入されている再生可能エネルギー電源と、まだ、導入が進んでいない再生可能エネルギー電源とで扱いを変えるべき。
- 導入量を勘案した売電単価決定方式は一案だが、採用するのであれば、将来の導入量がロードマップ的に推測できるような認定・導入状況の開示が必要。
- 導入量に応じた価格決定はすべきだが、エネルギーミックスや現在の導入状況など、価格決定の基準をどうするか決めるべき。
- 総括原価のような規制の緩い価格設定方式ではなかなかイノベーションは起きないことから、政策的に技術開発を促すような調達価格にするという考え方はあって良いし、それが実は産業力の強化にも繋がるのではないか。
- 最も効率の良い事業者のコストや設備の国際価格を考慮して調達価格を決定すべき。
- 固定価格買取制度は、事業リスクを全く取らなくても事業が成立するような仕組みになっている。再生可能エネルギー事業の効率性を高めていくという方向を指向するのであれば、何らかのリスクを事業者に負わせることや、マーケットメカニズムを導入するこ

ともひとつの方法。

- ドイツで行われているような自家消費にも賦課金をかける取組やフィード・イン・プレミアム（再生可能エネルギーの卸電力市場価格にプレミアムを付けて買い取る制度）への移行などの例を、これからの議論に活かしていくべきではないか。
- 調達価格の設定は総括原価方式ではなく需要対応型にし、マーケット対応型と組み合わせるべきだが、事業プロセスは電源毎にまったく違うため、実際の価格設定は難しい。
- スペインやドイツなどで導入された入札制度など、価格決定に競争の観点を導入するべきではないか。
- 2009年に余剰電力買取制度が開始された当時は、量産効果と競争が十分に機能すれば3～5年のうちに48円という調達価格は半減するという議論がなされていたが、今振り返れば、これは実現しておらず、やはり総括原価的な価格設定方式に問題があったのではないか。

③調達価格決定のタイミング

- 認定済み太陽光が長期に未稼働のまま存続できる事態をできるだけなくすべきであり、調達価格の適用時期を運転開始時とするなどの検討が必要。
- 設備の運転開始時点で調達価格を決定するようになればメーカーのコスト削減努力によるメリットが電気の利用者に還元されるのではないか。
- 風力、地熱、バイオマス、水力といった電源は、開発のリードタイムが長いため、事業性を左右する調達価格の決定タイミングを今よりも前倒しするなどの配慮が必要。

（５）電力多消費産業の減免制度

- 産業競争力、雇用確保の観点からは、賦課金の減免措置の拡充も必要。
- 減免制度については、国民負担が大きくならないようにすべき。また、減免対象者は、一定の電力量で裾切りをしているが、国際競争力などの観点からは、むしろ中小企業を減免対象とするのもひとつの可能性。
- 原発の再稼働が進まなかった場合など、燃料費の上昇による短期的なコストにどう対応していくかも重要で、例えば減免制度見直しの検討も必要ではないか。
- 現在の減免制度は、税金などを原資とする予算で補填しており、持続可能性に疑問がある。そのため、税金ではなく、減免対象以外の電気の使用者の負担により減免制度を支える制度に転換していくべきではないか。
- 減免制度については、省エネ努力がきちんと評価されるインセンティブのある減免措置を作っていく必要がある。
- 電力多消費型産業への減免制度は、電気料金の単なる補填と解釈できるが、各産業の特性や事業者の規模なども勘案した場合、産業振興策としてより良い制度設計ができないか検討すべき。
- 減免制度には様々な意見があると思うが、電力消費が不可欠な産業もあり、一律に減免制度は不要だとすべきではない。

（６）電源ごとの課題

①バイオマス（再掲）

- バイオマスプラントは、地元の調整、原料収集の調整、諸手続などが必要であり、計画から稼働、系統連系まで時間がかかるため、調達価格を一定期間維持すべき。

- バイオマスについては、国産は自給率、林業再生、地域雇用、廃棄物処理など、様々な複合効果が期待できる。他方、輸入バイオマスは二酸化炭素排出権枠（カーボנקレジット）を買ってくるのと等しく、輸出国における生態系の問題や再生可能エネルギー導入の阻害などを生じさせる可能性がある。そのため、地元の間伐材などを利用する事業と、海外の安い輸入チップを利用している事業とでは、調達価格の区分けのみならず、今後の制度見直しにおいても切り分けて考えるべき。
- バイオマスについては、燃料に輸入バイオマスなどこういったものを入れているか、あるいは途中の輸送におけるCO₂についてどのような配慮をしているのかなど、社会の目が厳しくなっている中で、業界全体の信頼感を得るための対応が重要。
- 固定価格買取制度は国民負担に依存しているため、輸入チップ依存度の高い事業に固定価格買取制度の高い価格を適用することは不適切。輸出国の開発バランスの問題もありうるため、ある程度国内のバイオマス資源の利用量を一定量担保するなどの制限が必要ではないか。
- 国内チップの利用のみでは足元を見られて価格がどんどん上がってしまうため、輸入ペレットや輸入チップも積極的に導入し価格競争を促すべき。
- バイオマスの熱電併給は持続的・経済的で地域内のエネルギー自給にも資するため、インセンティブが得られるような施策を実施すべき。
- 各種検査にかかる初期費用など軽減のための規制緩和などの配慮が必要。

②風力（再掲）

- 発電コストの低減に向けて、風車の大型化や高性能化、ウインドファームの規模拡大、スマートメンテナンスの開発と活用、高性能風況シミュレーションの活用に取り組む必要があるのではないかと。

（７）その他

- 再生可能エネルギー発電機器のコストや発電コストの削減を促すインセンティブを生み出すシステムの検討を行う必要があるのではないかと。
- 住宅用太陽光は、太陽光発電設備の投資余力のある世帯が売電による利益を得る一方、余力の無い世帯は賦課金による負担ばかりさせられる点で不公平な制度ではないかと。
- 大企業など、資金力のある人がその優位性をもってマーケットを支配するのではなく、創意工夫のある人がしっかりと活躍できるような市場を考える必要がある。それには融資が非常に重要であり、融資がしやすい制度設計が必要。
- どの再生可能エネルギー源についても、建設が進み発電量が増え、関連市場が形成されてこそ、発電コストが下がり国民負担の軽減にも繋がっていく。産業として自立できることが重要。

4. 長期安定的に電力供給の一翼を担う、低コスト・自立電源化の実現

再生可能エネルギーを固定価格買取制度に依存し続けることなく、長期間にわたり、安定的に低コストで発電する社会システムを支える自立電源としていくための基盤構築を進めていくべきとの考えに大きな異論はなかった。また、再生可能エネルギーは地域に密着したエネルギー源であることから、地域における新しい産業の立地や雇用創出などの地域活性化と、地域社会や自然環境との調和などの各地域の実情に即した円滑かつ着実な導入を両立した、地域に根ざした再生可能エネルギーの導入を実現していくべきとの考えにも大きな異論はなかった。これらに関する、今後の検討課題と主な指摘事項は以下のとおり。

(1) 長期安定・低コスト・自立電源化

①適切なメンテナンスの必要性

- 住宅用太陽光などにおいては、どれだけメンテナンスまで気を配っているか疑問であり、メンテナンスを支えるような全体的な制度設計が重要。
- メンテナンスは、風力や太陽光はある程度の実績が積み上がっており、それに基づけばしっかりとできるはず。
- 長期安定電源の確保という視点から、保守点検について資格を義務づけたり、資格者による保守点検がされている事業に減税などの一定のインセンティブを付与したりする制度の創設も一案。二次マーケットの創出やインフラファンドなどの組成にも繋がる。義務づけの場合は、元々導入当初は資格者による保守点検は強制されていなかったため、制度変更をする際には、一定期間は義務ではなく任意という形にすることが望ましい。
- メンテナンスについては、実務的にもファイナンスの段階で、適切なメンテナンスができることが条件に入っているし、そうあるべき。
- 固定価格買取制度後も見据えると、長期メンテナンスの視点が非常に大事。家庭の太陽光の余剰電力を大量にネットワーク化していくビジネスモデルの形成が進んでいくことが望ましい。

②廃棄

- 太陽光発電システムが大量導入されたことにより、数十年後に大量の廃棄が予想されるため、その適切な処理の促進や、リサイクルに関する技術開発などを行うべきではないか。再生可能エネルギー発電設備は比較的人口が少ない場所に設置され、事業が継続されない場合には放置されてしまうという危険があるため、発電事業者が廃棄費用を事業期間中に積み立てることは非常に重要であり、積み立てる際には税制上経費性が認められるなどのメリットがあることも重要。
- 廃棄について、事業中に廃棄費用の積み立てを行うことが重要だが、最悪放置された場合には、事業者ではなく自治体による撤去も考えられるため、その場合には積立金を自治体が使える枠組みが必要。(廃棄物処理法では最終処分場について同様の規定がある。)
- プロジェクトファイナンスを組んだ場合、レンダーからの融資条件として必ず、廃棄コスト積み立てという要求がくる。加えて、プロジェクト終了時や延長時にはもう一度もとの土地状態に戻すという土地の所有者に対しての保証も入る。こうしたことが規則になれば、廃棄問題の解決に資するのではないかと。
- 経済的判断から、当然どの事業者も安く作ろうとするので、設置する時点で廃棄費用をコミットさせるなど、制度として担保する必要がある。

③買取期間終了後の扱い（2019 年問題）

- 再生可能エネルギーは、運転費用が安く、CO₂の発生もないなど、長期的には重要なエネルギーであり、買取期間終了後も持続的に発電が継続できるような方策・環境整備を行うべき。
- 買取期間終了後の固定価格買取制度の対象電源の扱いが現時点では決まっておらず、買取期間終了後に一斉に供給が途絶えると、供給力が急激に下がってしまう事態も想定されることに留意すべき。
- 買取終了後は、ZEH（ネット・ゼロ・エネルギー・ハウス）普及などとの連動による自家消費インセンティブ、エネマネシステムとの連動による自立型システムとしての定着を志向する方向を打ち出すなど、買取期間終了後の固定価格買取制度の対象電源に対する環境整備についても検討を行うべきではないか。

④その他

- 運転開始済み発電設備のセカンダリマーケットについては、現在も商業ベースで行われており、今後の育成のためには新たな経済的インセンティブをつけるというよりは、適切なメンテナンスのガイドラインづくりや評価者の育成などの手法が望ましい。
- リパワリング時は、それまでの20年間の風況データや日射量のデータといったものがあるはずで、投資判断も確実にできるため、リパワリングは推進すべき。
- 太陽光と蓄電システムとの統合といった新しい技術や制度的な進化など、太陽光は長期的ビジョンを持って新しいステージに移行すべき。

（2）地域との共生

①地域活性化との関係

- 再生可能エネルギーは、東日本大震災及び原子力災害の被災地において復興計画上の重要な位置づけを占めており、政府としてもその実現に向けた最大限の支援をすべき。
- 発電と熱供給の組み合わせ、蓄電池による不安定性への対応などによる地域に密着した先進的な取組が実際に行われており、将来の地方と再生可能エネルギーとのかかわり方の非常によいモデルである。
- 技術を持っている人、自治体などで全体コーディネートできる人や融資をする地域金融機関などがしっかり輪を作って再生可能エネルギーを進めることが重要。都道府県や広域の単位で、地域のエネルギーの状況や問題をシェアするような「地域エネルギー協議会」のような組織が必要ではないか。
- 地域活性化の観点からは、①地域の自治体や事業者などとの効果的な連携、②地域のポテンシャルに応じた未利用資源の徹底的な活用、③コミュニティビジネスとして収益の地域への還元、の3点が重要。
- 地域との共生の観点からは、各地域が主体的に導入を促進している電源について系統などの費用負担の一部を行政が援助したり、優先接続させたりするなど、地域が求めている電源の促進を図る仕組みを導入するのも一案。
- 再生可能エネルギー導入によるその地域への経済波及効果は重要だが、ポテンシャルの比較的少ない地域では、得られる経済効果が小さく、他地域での再生可能エネルギーの導入拡大により賦課金の上昇に直面するだけであることから、経済波及効果を考える際には、地域単位ではなく、全国大の視点でメリットとコストのバランスを考える必要がある。

②分散型エネルギー自体の意義

- 電気の送電ロスが存在を考えると、スマートシティのような小規模で回せる分散型のエネルギーは、無駄が少ないことから、積極的に推進すべき。
- 地産地消について、ただ電気を売ればいいということではなく、需要を喚起する仕組みの導入など地消側も再生可能エネルギーとリンクしたようなシステムができた方がよい。
- 系統の負担をかけずに再生可能エネルギーの比率を伸ばすための様々な方策のひとつとして、自家消費を拡大するための方策を検討すべき。
- スマートシティの実験的な取組が進んできているが、住民のライフスタイルと自治体の地域計画などの連携が不十分な事例が見られる。技術とライフスタイルと自治体の将来像をしっかりと繋いで本格的に定着させていくことが必要。
- 地産地消は送電ロスが小さくなるなどのメリットはあるが、そもそも送電ロスは5%程度。小規模系統は出力の平滑化効果や変動の吸収力が弱く、それを補うための設備やシステムに追加コストが発生し、地産地消での再生可能エネルギー導入の費用対効果は悪化する。第一には日本全体での全体最適を追求すべきであり、地産地消での再生可能エネルギー導入を再生可能エネルギー政策の根幹とすべきではない。
- 固定価格買取制度による地域への再生可能エネルギー導入は、結局国民負担に支えられているもの。電気だけでなく熱を含む効率的なエネルギー供給システムの構築や、固定価格買取制度によらずに地域で発電した再生可能エネルギー電気に環境価値を付加して中央の大企業に購入してもらうといった、全国大の視点でもっと費用対効果の良い仕組みを促進させるような制度設計が必要。

③自治体への立地案件の情報共有の必要性

- 事業者が立地を考える際、適切な情報開示がないと、一部の地域に立地が集中し、結果的に（ローカル制約問題に起因して）接続制限の問題が生じる。また、市町村などが事業の動向を把握できず、立地規制の運用に当たって支障が生じているなどの声もある。このため、自治体に対して早めに事業者の動向を知らせる方策が必要ではないか。
- 設備認定情報は、地方公共団体が関連の法規制あるいは許認可などへ活用する際に不可欠。関連の法規制・許認可などは、法人のみならず個人事業にも及ぶため、法人だけでなく個人事業主についても情報が必要。また、提供項目についても、処分の対象者になりうる代表取締役氏名または事業主氏名、さらに運転開始予定日まで提供すべき。その方法については、セキュリティに配慮しつつ、検索機能などを付与するなど使い勝手のよい簡便なシステムにすべき。
- 太陽光は環境アセスメントの対象外であり、立地地域の住民との軋轢も散見されるので、自治体が提供された情報をうまく活用し、トラブルを未然に防げるような環境整備が重要。
- 個別自治体が認定などの情報を得られるだけではなく、例えば日本を7～8のブロックに分けて、個々の地域のエネルギーの状況などに関して自治体間で情報交換できるような場があった方がよい。
- 自治体への情報提供の今後の具体的な検討に当たっては、これまでの情報提供の取組の効果がどうなっているかということと、自治体の方の要望の背景となっている具体的な課題の整理を行うことが重要。

④自治体への権限移譲

- 固定価格買取制度に係る権限を地方自治体に移譲することは適切でない。賦課金負担は広く国民全体で賄われており、国が全国一律の基準で設備認定することが適当であるとともに、電力会社に対する指導などについても予見可能性、公平性、電力会社などの負

担軽減の観点から国による統一的な対応がなされるべき。

- 事業者サイドから見た場合、許認可の取得時などは、コンタクトする官庁が国・地方で分かれず、ひとつの方が利便性が高い。
- 地方分権あるいは地方の固有のニーズに応えた再生可能エネルギーの導入は非常に重要だが、他方で、法の定める認定要件などが全国一体的に運用されることも同時に重要。
- 自治体をまたがる判断や電力会社の指導、対応の平準化や公平性、自治体のキャパシティ、効率性といった観点から、多様な検討が必要。例えば、国が権限を持つにしても、その立地を受け入れる自治体の意見を聞く、もしくは立地に対する否認権を与えるというようなプロセスを入れるということが妥当。

5. 再生可能エネルギー導入拡大に向けた広域的な系統利用システム・ルール構築

再生可能エネルギーの導入拡大のためには、既存の電力系統を最大限に活用し、電力会社単位ではなく、日本全体で最も効率的に再生可能エネルギーを電力系統に受け入れるための広域的な系統システム・ルールの構築が必要との考えに大きな異論はなかった。他方、系統も有限の資源であることから、運用ルールの見直しなどにより連系線や既存系統の最大限の活用が可能となっても、さらに系統設備の増強を行う必要があるかどうかについては、追加的な国民負担も踏まえ、なお一層の検討が必要になると考えられる。これらに関する、今後の検討課題と主な指摘事項は以下のとおり。

(1) 接続ルール

- 実現可能性のない案件で接続可能量の枠が押さえられたままになっているものについて、電力会社と発電事業者間のみに解決を委ねるのも時間がかかってしまう可能性があるため、速やかに解決されるよう行政側でこのような空押さえ案件への対応のガイドラインを示すべきではないか。
- 電力会社と発電事業者の接続契約の締結に関し、契約解除要件や、契約解除に係る逸失利益の補償、発電事業者が破産した場合の扱いなど、契約の規定内容を巡って難しい協議を強いられている事例があるが、FIT法の接続拒否事由によりどころが無く、協議が長期化しているなどの問題が発生していることから、現状を踏まえ、接続ルールの再検討をする必要があるのではないかと。
- 長期にわたる開発を要する電源について、現状の制度だと、設備認定を得た後に系統連系枠の確保を可能とする仕組みとなっているが、これを系統連系枠の事前確保ができるような制度にすれば、長期の開発案件が実現の方向に向かうのではないかと。
- 運転開始に至らない太陽光が系統容量を押さえる状況を生まないように、海外の例のように、一定期間の系統容量の確保のため、事業者に対して、最終的に連携費用に充当する一定額のデポジットを義務づけるなど、空押さえ対策を講じるべき。(再掲)

(2) 出力制御の運用

①技術

- 太陽光や風力発電の発電量の予測精度を高めるため、気象予測を精緻化すべき。
- 再生可能エネルギーの出力変動を安定させるため、大型蓄電池のコストダウンを強力に進めつつ、その活用を進めるべき。
- 今後時間をかけてデータを積み重ね、予測の精度を高めつつ、広域連系や需要調整機能の高度化により実質的に再生可能エネルギーの接続可能量を増加させることで、安定的な運用と接続可能量の増加の両方が実現できるようにすることが望ましい。

②制度

- 出力制御については事業性の観点からの懸念も指摘されているが、そもそも導入設備容量のkWではなく、むしろ発電量のkWhを最大化していくということが目的であり、出力制御は必要であることを広く理解してもらう必要がある。
- 優先給電が最適な運用の足かせにならないようにすべき。例えば日によっては、再生可能エネルギーを制御する方が経済的になることもあると思われる。そういう場合には、再生可能エネルギーを制御することで最適な運転が実現できるはず。

- 接続容量の枠を入札によって配分する仕組みを導入するべきではないか。
- 出力制御ルールにおいて、制御対象が多い中で、公平性と必要最小限の制御を両立させるというのは至難のわざであるため、実運用を考えれば、「必要最小限」を余り言い過ぎず、ある程度出力制御の実施については送配電事業者の裁量に任せるべきではないか。
- 出力制御のルールについては、地域や日による順序の違いや、指示に即応できる設備を持っているかどうかなど、考慮事項が多い。事業の予見性と制度運用の透明性を担保し、ファイナンスを確保しやすくするためにも、一定の運用ルールを定めるべきではないか。
- 出力制御の順序においては、太陽光でも需要地に近くて送電網をほとんど使わなくてもいい太陽光と、メガソーラーで遠いところにある潮流が非常に複雑になるような太陽光では、おのずとその取り扱いが違ってきてもいいのではないか。統一的に順番を明確化するよりも、公正な主体などにより地域性に応じて出力制御の順番を決められるようにすべき。
- 出力制御するときの電気の価値は非常に下がっており、一方で非常に高い価格で再生可能エネルギー電気が買われるというのが固定価格買取制度なので、例えば調達価格の高い電源から出力制御を実施していくというのもひとつの視点。
- 出力制御については、10年オーダーぐらいで経験を積まないと上手くいかないと思われるため、今後、近視眼的に個々の出力制御を批判するような議論をしていくのではなく、もう少し長い目を見た議論や制度にすべき。過度なペナルティを課すべきでなく、法律の柔軟性が必要。
- 制度を見直す際には、制度全体として過渡期であるということを念頭に、法令改正は大枠に留め、細かい設計はより柔軟な形式で定めるなど、法的な柔軟性が確保されるべき。
- 将来、出力制御が頻繁に行われると、それが正しい出力制御だったかどうかの紛争が多発する可能性があるため、その紛争回避、または早期解決の仕組みが必要。
- 出力制御においては、コストの観点も必要。たとえば石炭火力を止める場合、維持コストやキャパシティ・ペイメントが掛かるため、その部分の国民負担は増える。
- ローカル系統制約についても、年中ローカル系統制約があるわけではないため、系統の方の要請、例えば熱容量が足りないから一時的に制御するというような運用も可能ではないか。
- 今までの大規模発電、大量送電での送電ロスをなくすべきで、再生可能エネルギー導入に伴う系統増強費用を抑えた地産地消型の仕組みを目指すべき。
- デマンド・リスポンスなどの需要対策もやるべき。
- 家庭用太陽光について、出力制御でイメージが悪化し、導入にブレーキがかかってしまっているとすれば問題で、誤解を払拭していく必要がある。

③説明・公表

- 出力制御に関しては情報公開と透明性あるルール策定を早急に行うことが重要。
- 出力抑制のシミュレーションは電力会社のみならず業界団体も行っており、どういう想定の違いがあってどういう数字の違いがあるかは把握すべき。
- 日本でも今後ますます競争的な電力市場になっていくとすると、米国で一部投機家が行ったように、市場価格のつり上げのために先物市場での送電線の空買いや発電所の買収・一括停止を行うなど、電気の流通が不正に左右されてしまう可能性もある。こうした可能性を考えても、電力自由化の下では出力制御の見通しの公表は極めて難しいし、実際1日のうちの需要の見通しもよく外れるため、ある程度権威ある機関が出す場合には、それに対するリライアビリティなど慎重に考えて実施すべき。
- 出力制御の合理性の証明は難しい問題。予測がなかなか当たりにくい現状で、前日に予

測しなければいけない。予測のずれを認めないような固い制度をつくってしまうと今後に大きな禍根を残す可能性があるため、慎重に議論してルール作りをすべき。

- 出力制御については事業性の観点からの懸念も指摘されているが、そもそも導入設備容量の kW ではなく、むしろ発電量の kWh を最大化していくということが目的であり、出力制御は必要であることを広く理解してもらう必要がある。(再掲)
- 出力制御に関する情報公開では電力システムのセキュリティにも十分配慮すべき。

④経済的手法の検討

- 出力制御の問題点は、経済性と物理的な抑制が完全に 1 対 1 になっていること。出力制御されると、その結果として収入が減る構図になっているため、制御の公平性の議論になってしまう。しかし、不公平というようなもののかなりの部分は、経済的な不公平であるため、例えば発電事業者間の抑制量の差を、金銭補償関係によって経済的にならすことができれば、問題は小さくなる。
- 30 日ルール対象の人でも、あくまで契約でそうなっているわけで、契約を変えて設備を整えた上で 360 時間に移行したいという人も出てくるはず。その移行のインセンティブを削がないようなルールも考える必要がある。

(3) 事後的に接続可能量が変化する場合の対応

- 接続可能量というのはあくまで現状の前提に立ったマクロの数字と捉えるべきものであって、例えば年に 1 回見直す程度が望ましい。各地域での大きな状況を示すものだという程度が一番適切な捉え方。
- 指定電気事業者制度の管内で導入が伸びていないことに鑑み、事業の予見性の向上という観点から出力制御の透明性、ルールの明確化、様々な環境変化の中で接続可能量の見直しをどう行うかが重要。
- 接続可能量が見直された場合、現状では恐らく他電源より価格が高い太陽光のみで、拡大された接続可能枠を埋めてしまう可能性があるため、費用対効果の観点から、他の再生可能エネルギーが育つのを待つという手もある。
- 今後接続可能量が見直しにより増えた場合、それを再生可能エネルギーに使うというのがこの法律の趣旨。現行法の解釈としては、出力制御を減少させるために活用させるというのが、この法律の現在の状態の素直な解釈。空いた枠を誰が取るかという議論となると、この法律が本来予定していないものとなるのではないか。
- ただですら 30 日、360 時間、無制限の 3 つのルールが混在していて、その中で最適化するのには至難であるため、そうしたものをもっと増やすようなことはやめるべきであり、事後枠は指定電気事業者制度の下での抑制緩和のために使うべき。
- 無制限・無補償の出力制御を受容した上で投資を決定した事業者に対し、事後的に接続可能枠を付与するというのはおかしい。空いた枠をどう使うかについては、安定供給の観点並びにエネルギーミックスの観点から、どのような電源を入れるかをよく議論した上で、その時点で接続要請をしている事業者の中で分けていけばいい。
- 電源構成の変化により接続可能量を見直すときには、廃炉などで空いたベースロード電源枠を不安定な再生可能エネルギー枠に変更するということについては、更なる賦課金負担の増加に繋がる点も念頭に置いて、慎重になるべき。
- 空押さえの解除により生じる事後枠については、地域が有効に活用できるよう、事後枠の要領等の情報を迅速に情報公開し、後続の事業者が円滑に参入できるようにすべき。
- 接続可能量はローカル制約などを捨象して需給バランスに基づき計算されており、また、理想的な状態を前提としていて数値どおりに実施するのは困難であることから、概念と

しては卒業すべきではないか。接続申込量が接続可能量に達した段階で指定電気事業者に指定しているが、その段階まで接続申込を受け入れると完全に手後れとなる恐れがある。バンキングもボローイングも許さず、30日ルールとするならば、問題にならない程度のうちに全て指定ルールにするなど先に手を打っておかないといけない。

(4) 出力制御のバンキング・ボローイング

- 出力制御を行う送配電の立場に立つと、年間で運用する場合、安全サイドに立ってしまい、上限を最大限に有効活用できない可能性がある。長期的な視点から見て公平を保てるのであれば、バンキングやボローイングなどを活用し、さらに契約変更などにより既存の接続済案件にも適用すべき。
- 出力制御量と接続可能量はバターの関係にある。バンキングやボローイングが系統運用を楽にし、出力制御を低減できるのであれば、可能な限り認めたい。
- 出力制御は最後の手段であり、バンキングやボローイングでさらに結果的に出力制御量が増大することになれば、発電事業者にとっては不利益になる。事業性にも大きく影響を与えるため、現行法では認められないと考えられ、たとえ法改正を行うとしても適切な制度ではない。
- 既存事業者に対してバンキングやボローイングを適用することは、各事業者が事業化決定時点において予期していなかった事態の発生を意味し、金融機関を含む事業者の参入意欲を減退させ、さらには各種政策に基づく予見可能性や、各種政策の安定性への信頼を損なうおそれもあることから、上限を設けるといったルールを含めて慎重に検討する必要がある。
- バンキングやボローイングは、遡及適用せず新規参入者のみに適用されるのであれば許容できるが、事業者の採算性確保のため、バンキングやボローイングが可能な量に限度をつけることと、繰り越しの年数に限度をつけることの2点が必要。
- バンキングやボローイングという考え方自体に反対はしないが、システムの整備など、実務的な費用対効果で見る必要がある。

(5) 先着優先ルール

- 現在の先着優先のルールは安易で非効率的であるため、今後見直していく必要がある。この見直しは非常に多大な調整力を必要とするものだが、国民経済の観点にたち、委員会としてもそのメッセージは伝え続けるべき。
- 変動費、運転費がゼロに近い再生可能エネルギーは、市場において競争優位に立ち取引は活発化する可能性があるため、先着優先ルールの見直しをすべき。

(6) 系統整備とその費用負担

① 系統整備の必要性

- 地域間連系線などの利用ルールの見直しや増強は不可欠。これらは風力発電のためだけではなく、我が国全体の電力の安定供給や国土強靱化にも資するものであるため、中長期的なエネルギー政策の一環として国が中心になって整備していくべき。
- 今まで連系線への投資は少なすぎた。他方で、適地が一部地域に集中している風力の電気を流すために連系線の投資を行う場合、コスト最小と言えるか、きちんと考える必要がある。連系線の増強は選択肢のひとつ。例えば北海道で電気を使って製品を作り、それを東京まで持ってくる方がコストが低いということがあるかもしれない。
- 国民負担を抑制しつつ受入量を増やすために、系統増強でなく、例えば蓄電池、CO₂フリー水素などの開発を進めるなどの戦略を考えてはどうか。

- 日本の連系線は弱いと言われているが、もとの設計思想は大規模な事故の波及をなるべく抑えるという過去の経験に基づくもの。連系線を増強する場合、日本全体のシステムをもう一度抜本的に考え直す必要があり、目先の再生可能エネルギー導入のみでなく、非常に長期かつ広い視点で議論する必要がある。
- 連系線整備について最初に考えるべきは安定供給、次に送電投資によって効率化した結果として電気代が下がるというような効果。経済効率化などによって大半のコストが賄えるような連系線の増強が、最終的に再生可能エネルギーの普及にどれだけ資するかという順序で考えるべき。
- 電力自由化に向けた再生可能エネルギー系統運用ルールの議論においては、時間軸を認識し、システム改革が完了するまでの過渡期の段階において、市場改革の流れやペース、効果を見ながら着実に議論を進めていく必要がある。系統間で電力の融通を可能とするだけでは、地方が電源立地地域のままで終わってしまっていて、本当に発展するのか疑問であるため、地域で電力を消費できる需要対策も考えるべき。

②費用負担

- 系統対策を円滑かつ計画的に進めていくためには、事業者負担とすべき範囲と国民あるいは需要家負担とすべき範囲についての合意が必要。当面は原因者負担の原則に則って適切に対処されるべきだが、将来的にはエネルギーミックスや電力システム改革の議論を踏まえ、その他の系統安定化コストや調整電源コストなどと併せた費用負担のあり方を検討すべき。
- 電気料金を負担する需要家保護の観点からも、太陽光に限らず原因者が特定できる場合は、原因者負担の原則を守るべき。
- 系統増強において国民負担とする場合、電気料金だけでなく、税金負担なども含め、国民負担の最善の在り方を考えていくべきではないか。
- 経済性の良い場所で発電するというインセンティブを保つことは重要であるため、発電所から送電網へのアクセスについては事業者負担にすべき。また、その発電所が入ることによって上位系統のコストが増加した場合も、例えば一時的に事業者が負担して、後に電力会社から支払いを受けるなどの工夫が必要。
- 風力・地熱発電の導入拡大を促すために、現在北海道・東北で行っている S P C（特定目的会社）を用いた地内送電線の整備手法を踏まえ、多角的な手法を検討しつつ、国の主体的な関与のもとで、北本連系線を含む送配電網などの増強を進めるべき。
- 当面の対応として入札方式が導入されるのは良いこと。他方、発送電分離の議論をしていく中で、系統増強の費用負担をどうするのかという根本的な議論を進め、遠からずしっかりとルール化することが必要。
- 系統増強などのコストは、個別に発生する負担であること、経済性の良い場所で発電するというインセンティブは強く保持すべきことから、調達価格に含めるべきではない。

（※）ネットワーク側の系統増強の費用負担の在り方については、総合資源エネルギー調査会基本政策分科会電力システム改革小委員会第13回制度設計ワーキンググループにおいて、受益と負担の関係、効率的な送配電網の実現、事業者の予見可能性の確保という観点を踏まえた明確なルールを定めるべく、議論が行われたところ。今後この議論を踏まえガイドラインを作成する予定となっている。

③ローカル系統増強

- ローカル系統増強のための入札手続きにおいて、小水力やバイオマス発電など、民間で進まない中で自治体が先駆的に取り組んでいるような案件が対象となっているが、地域

振興・地域活性化の観点からは、自治体に取り組んでいるものまで入札に入らなければならないというのは違和感。

- 送電網増強工事費負担金が高く、計画していた太陽光発電の建設を断念せざるを得ない事態が発生しており、再生可能エネルギー事業者間で工事費用の分担が行えるよう入札方式などの仕組みを普及すべき。
- 再生可能エネルギーは全国各地に広く分布しているが、消費量が少ない地域などは系統が細いため、ローカル系統制約に直面している。こうした地域でも再生可能エネルギーの導入が可能となるよう、計画的な系統インフラの整備が必要である。

④系統運用のあり方

- 連系線の増強の議論だけでなく、連系線の利用拡大についても、マージンの扱いなど含めて抜本的に考えるべき。
- 需給ひっ迫時や災害時などの緊急時の利用のための一定の枠を確保するという考えられているが、そういった緊急時の利用を優先するルールを明確にした上で、広域連系の設備の平時の有効活用についても検討する必要がある。
- カリフォルニアの場合は、系統接続の依頼を行う際に、デポジットとして最低でも約5万ドル支払い、それを用いて、系統運用者が、発電所が送電網にどのような影響を与えるかを検討する仕組み。日本でも、もう少し詳細に系統に与える影響を調べるシステムを作れば、需給のインバランスによる障害はなくなるのではないかと。
- 連系線のマージンが過大だと、既存設備を有効に使えなくなる。安定供給の観点から慎重な議論が必要というのは十分理解できるが、作ろうと思えば膨大なコストを要するものを安易にマージン確保という理由で取引の阻害要因としないように、第三者も含めて監視した上で、適正なマージンの量の確保など、利用ルールを作る必要がある。電力広域的運営推進機関で行われるルール作りについて、国としても監視が必要。
- ゲートクローズ後の連系線利用は、非効率的。まずはスポットの段階で市場メカニズムにより連系線を使い切れるような制度設計を目指すべき。

6. その他

(1) 買取義務者

- 競争中立性という観点からは、買取義務者を誰にするかは検討課題。
- 電気事業法の第2弾改正に伴い、FIT法では、小売電気事業者に買取義務を課す形になっているが、電気の整形費用なども踏まえれば、送配電事業者が買取りした方が適切であるケースも想定され、送配電事業者による買い取りも検討すべき。その上で、一般電気事業者同士や新電力との間で、接続拒否や買取拒否などの要件について、平等の扱いとすべき。
- 買取義務者を誰にするかという議論において、例えば送配電業者にする場合に、果たしてきちんと新電力が電力を調達できるのかといったような問題も含めて、市場のあり方という点がひとつの大きな課題になる。

(2) 電力システム改革との関係

- 固定価格買取制度は根本的にはマーケットメカニズムに相反するものであり、政策意図のもとでそうした制度にしているわけだが、他方で電力システム改革との整合性は非常に重要であり、いかにうまく電力システム改革の流れに沿わせ市場対応型の制度に見直していくかということについてはしっかりと検討していく必要がある。
- 電力システム改革の過渡期において、新規参入した事業者は、必ずしもすぐ市場の中で平等に競争ができるわけではなく、そうした多様な主体への対応をどうするかという視点は再生可能エネルギーの議論においても重要。
- 電力システム改革における市場の整備にあたっては、市場で競争を担う主体を育て、多様な主体が電力供給体制に組み込まれていく必要がある。
- 発送電分離後、卸売市場が成熟し競争環境が整ってきたとき、投機筋が台頭してくる可能性があるため、そこも前提にした上で規制をつくっていくべき。
- 自由化後、火力を含め長期的にどう安定供給を行っていくか。電力システム改革の第一の目的は、市場メカニズムを利用した安定供給。経済合理性に基づく安定供給を阻害する現行の優先給電ルールは見直すべきではないか。

(3) インバランス

- 特例①、特例②のいずれのケースも特定供給者（再生可能エネルギー事業者）は発電量変動などによるインバランス負担を負わず、一般送配電事業者や小売電気事業者の負担を通して、最終的には電気の需要家が負担をする。このような手法では電力コスト引き下げという目的を達成できない可能性が高くなる。国民負担の抑制、並びに原因者負担の原則の観点から、特定供給者のインバランス負担について再考すべきではないか。
- 今後はインバランスに対応する蓄電池などの技術開発政策が重要。普及政策は国民負担であり留意すべきだが、技術開発施策はやって良い。我が国独自の技術の輸出にもつながる可能性があるため検討すべき。

(4) 回避可能費用

- 電力システム改革が進む中、回避可能費用のマーケットリンク化は当然。
- 再生可能エネルギーの導入状況に応じてその電気の価値は変わってきており、それに応じて本来、負担も見直していかなければならないが、そこが硬直的なところに現在の固定価格買取制度の負担の過剰感がある。電気の価値を本来あるべき時間ごとに見るのが理に適っているし、その点で卸電力取引価格を基準にして考えるというのもひとつのやり方。

- そもそも、電力システム改革との整合以前に、賦課金という国民負担の下で制度の穴を突いてサヤ抜きして利益を得るなど言語道断であり、一刻も早く是正されるべき。
- 今の回避可能費用の計算の仕方を前提として、サヤ抜き目的でない形で、発電と取引の条件を色々と工夫しながら契約を結んでいるものがあり、何らかの配慮すべきように思う。他方、今後そのままが良いかというと、本来のあり方に戻すべきであり、契約の仕方や期間などにおいて対応可能な範囲内でやるということだと思う。
- 制度が想定しなかった利益をあげている事業者を守る激変緩和措置は、その期間、国民が不要な負担を強いられなければならないため、不要ではないか。最も配慮されるべきは負担者である国民であり、サヤ抜きをするような事業者ではない。
- 新電力は相対的には再生可能エネルギー電源割合が多く、一般電気事業者よりも大きな価格変動リスクを負う可能性があるため、経過措置はあるべき。競争条件の公正さを担保するという観点から一定の柔軟性を与えるべきであり、例えば経過期間中、新規の参入者を含め、複数の経過措置案から選択することを認めるというのはあってもよい。
- 激変緩和措置の適用期限については、市場の成熟がない中で市場連動に移ってしまうことが懸念。5年程度の移行措置、あるいは小売全面自由化というのをひとつの目安とすることは了解しつつも、市場の成熟を図る措置を伴うことを明確に条件とすべき。
- 卸電力取引所で取引される電力量が全体の20%に占めるように誘導策を講じることが必要。その上で、卸電力取引所で取引される電力量が全体の20%を継続的に超える状況となった時点以降、回避可能費用の算定を市場価格指標とし、それまでは現行の回避可能費用の算定方法を変更しないという考え方もある。

(5) 再生可能エネルギー表示の扱い

- 再生可能エネルギーを経済的に自立したエネルギーインフラとしていくため、小売自由化を踏まえて、再生可能エネルギーの特徴のひとつである環境価値が市場においてしっかり評価されるように、電源構成表示を義務付けるべき。
- 小売電気事業者の環境価値の取扱いについて、実際はコストのほぼ全てを消費者が賦課金として広く負担しているのに、一方で小売が全ての環境価値を得るとするのはおかしい。
- FIT電気であっても、回避可能費用の部分は小売事業者が負担しているという意味では、FIT電気のCO₂排出係数を含め、その環境価値の評価、表示のあり方を検討すべき。
- これから消費者が電力を選択していくに当たっては、小売において電源構成を明らかにすることが非常に重要。その際、CO₂や放射性廃棄物が出ないという再生可能エネルギーの環境価値の表示を消費者は望んでいる。
- ドイツなどのように、固定価格買取制度の対象外で一定の条件を満たした再生可能エネルギー電源に関して、発電源証明を付与する制度を導入した上で、グリーンな電力としてそれを選好する消費者や事業者に販売するという仕組みは、固定価格買取制度対象外ということで国民負担の抑制に繋がりがつつ、再生可能エネルギーの導入促進に繋がるのではないかと。

(6) 発電事業者の意識啓発

- 責任ある電源として再生可能エネルギーが導入されていくためには、消費者に対して発電事業者が供給の責任をしっかりと負うべきであり、発電事業者のそうした意識を啓発すべき。
- 電力自由化により、新しい事業者が大勢入ってくるが、これからのCO₂削減議論やエネルギー政策において、そういった主体も含めて日本の将来に関する情報共有や議論が

しっかりと進むよう、業界団体を発展させる動きがあるべきではないか。

(7) 事業情報公開

- 国民負担に基づく以上、再生可能エネルギー発電事業者は、透明性確保や責任明確化のため、事業主体、発電量、コスト構成、事業利益、連絡先などの情報を公開すべき。
- 接続申込をしたら全ての情報を公開すべきではないか。発電事業者にとっては電源種別や系統接続の申込対象の変電所情報が分かった方が良く、立地自治体にしても、事業者名や建設予定の発電所情報が分かることは重要。
- 環境アセスメント対象の場合は計画段階の情報が全て公開され、一般電気事業者の場合は電源の計画が公開されることと比較すると、その他の再生可能エネルギーの事業情報が公開されないのは不自然。もともと情報公開法では行政情報の原則開示を求めており、不開示とするには相当程度の具体的な理由、開示による損害発生の蓋然性の存在が必要。
- 当初の価格決定の際はIRR 6%で想定していたはずが、実際はかなり大きな収益を得ているという事業者もいる。こうした事業者は、自発的にその収益の一部でも、広域系統充実のための基金など、CSR的取り組みに使うことが望ましい。
- 地域のエネルギー協議会といった場でデータを基に意見交換などができるように、自治体だけではなくて一般市民も認定データにアクセスできるようにすべき。

(8) ロードマップ

- エネルギーミックスの将来像や温室効果ガス削減目標を考えれば、再生可能エネルギーを巡る多様な課題をどう解決していくのか、時系列のロードマップを作ることが重要。
- 今後の再生可能エネルギーのあり方について見通しが立たないということ自体が、ファイナンスや住民合意の支障となっているのではないか。今後の制度の変遷について、中長期的な見通し、スケジュール感の公表が必要ではないか。