

基本政策分科会（第47回会合）でいただいたご質問へのご回答

令和3年8月4日

再生可能エネルギー規制総点検タスクフォース

大林ミカ、川本明、高橋洋、原英史

Q1. 柔軟性・国際連系線・慣性力

- ・欧州諸国は国際連系線で囲まれているが、日本は国際連系線に囲まれていない。
- ・再エネ、とりわけ太陽光・風力については、間欠性電源であり、安定供給のためには慣性力を補完する必要があり、独り立ちしにくい電源である。
- ・柔軟性だけでは安定供給が図れないのではないか。

再エネの補完性と周波数安定性への貢献

- ・太陽光・風力発電は、相互に補完特性があり、周波数制御機能なども有しており（欧米のグリッドコードはこうした再エネの周波数制御機能を施行、日本では未だ検討中）、周波数安定性に貢献することが可能である。

柔軟性の重要性

- ・柔軟性重視への転換は、特定の地域・国における動きではなく、IEAの「ネットゼロシナリオ」（2021年）でも報告されている通り、世界全体での流れであり、カーボンニュートラルに向けて不可欠な考え方である。日本での政策検討に十分反映されていない懸念を有している。
- ・柔軟性とは、発電設備の出力調整や揚水運転、送電網の効率的運営やDRなど、多様な需給調整手段を合理的に組み合わせる対応力を指す。さらに将来的には、蓄電池の整備、運輸や熱とのセクターインタグレーション、グリーン水素や合成燃料の製造など、新しい需要の創出も含めた、「柔軟な需要」によっても提供される。
- ・なお、これらは、2030年、2040年、2050年と、再エネの導入段階に応じて分けて議論されるべき対応策であり、まず2030年レベルでは、供給レベルでのグリッドコードの変更・導入、並びに送電網の運営ルール変更などの対策が適応され、同時に、中期長期に向けた、送電網の増強、系統側蓄電池の整備、さらにグリーン水素・燃料の製造へと、対応が進められるべきである。

慣性力への対応

- ・慣性力については、資料5スライド8に示した通り、同期機による「アナログ慣性力」に加えて、風力のイナーシャ制御機能や系統設置蓄電池のインバータ制御による「デジタル慣性力」の併用が事故時の周波数低下量の低減と周波数回復時間の短縮に寄与する。従って、再エネ主力電源時代にも、慣性力への対応ができないということはない。
- ・面積、人口、需要電力量、最大需要電力、英国本島との連系線容量など全てが北海道と同等のアイランド島（アイランド+北アイランド）は、原子力（ベースロード）がなく、柔軟性が高いことから、2030年に再エネによる電力量供給率を70%に高めることを目標として、需給運用の高度化に加えて、デジタル慣性力・調整力の活用を進めている。
- ・なお、アイランドと日本は違う等の主張がなされることがあるが、電力系統運用は規模が小さいほど安定性確保が難しくなることを明記しておきたい。

国際連系線について

- ・日本の電力市場は欧州数か国分の規模があるため、日本全体の広域的運用がより進むことにより、欧州のような運営は可能になる。現状の日本における再エネの柔軟運営の実施については、国際連系線は必須条件ではない。「国際連系していないから日本では再エネ導入に限界」との意見は、系統運用技術的に根拠が薄い。

- また、「日本は島国だから」は、同じ「島国」の英国やアイルランドも積極的に新しい国際連系線を導入しようとしている事実を指摘したい。
- 仮に国際連系線がないことが再エネ大量導入の障壁であるとするならば、2050年を見据えた、アジア諸国との国際連系線構築を検討すべきであろう。

Q2. ベースロード電源、調整電源、事業者の安定供給責任

- 柔軟性確保を重視したとしても、ベースロード電源が不要であるとはまでは言えないのではないかと。また、ベースロード電源は安定的に発電可能な安価な電源である。
- 変動型再エネが20%以上となっている現状でも、調整電源の確保が重要となっているが、調整電源をどのように確保しようと考えているのか。
- 安定供給に責任を持たない個別の事業者が増えることを懸念するが、その点についてはどう考えるか。

ベースロード電源

- 再エネ主力電源時代に、時々刻々と変化する需要電力に供給電力を追従させるには、システムとして柔軟性を確保することが必要である。燃料種によって柔軟性（1分当たりの出力変化率）が異なるが、これは需要電力の変化率に対応して組み合わせることが可能である。但し、全く柔軟性のない発電設備（ベースロード）は、他の発電設備の柔軟性に頼ることになり、全体としての柔軟性（安定性）確保を困難にする可能性が高い。現状の優先給電ルールにおいて、九州エリアでは原子力の4機稼働に伴い、より限界費用の低い再エネの出力抑制が増加しており、ベースロード電源重視の方針から柔軟性重視の方針に変更する必要があると考える。
- また、コスト検証ワーキンググループの試算結果によると、ベースロード電源は必ずしも安価な電源とは言えず、ベースロード電源を重視する理由とはなり得ないと考える。

需給調整市場、安定供給

- システムの柔軟性のために、調整電源が必要であるというのはご指摘のとおり。日本でも2024年度から需給調整市場が全面的に動き出す。調整電源となる電源は同市場のみから収入を得るわけではないが、同市場が調整電源への投資動向に影響を与えることになり、まずは同市場が適切に運用されることが必要である。
- 調整電源が火力に限られるわけではないことに十分留意すべきと考える。前述のとおり、太陽光・風力発電は、相互に補完特性があり、周波数制御機能なども有しており（欧米のグリッドコード、日本は検討中）、周波数安定性に貢献することが可能である。更に、必要時は出力可能値の数%を低減して運転を行うことにより、周波数低下時の出力増加を行うことも可能である（デンマークのグリッドコード）。また海外事例では水力発電も調整電源としての利用が拡大している。2030年、2050年にむけて、発電設備の柔軟性のみならず、需要側の柔軟性との組み合わせ、さらには系統設置の蓄電池システムなどにより、安定供給が可能である。
- 電気事業者が電気事業法の下での規律を守りながら電力市場に参加することは重要である。また、安定供給責任は、第一義的には送電事業者が負うものである。発電・小売事業者は、事業者規律の下で、市場において合理的な行動を取ることで、間接的に安定供給に貢献する。

Q3. 国益・国産化

- T Fは与党内に置かれた有識者会議であるにも関わらず、国益を考えず、偏った物言いをしている。
- 太陽光を義務化した場合、中国製の太陽光を使うのか。エネファームであれば日本製だが、その点国益についてどう考えるのか。
- 2025年、2030年で太陽光パネルやパワコンの国産化率がどれぐらいか教えて頂きたい。

- ・「国益」の定義は幅広いが、当タスクフォースは、以下の3点からエネルギー政策における「国益」を捉えている。
- ・第1に、エネルギー政策と安全保障を考える際に重要な概念の一つに、エネルギー自給率がある。再エネは、化石燃料や原子力と比べてエネルギー自給上の価値が圧倒的に高く、それが「再エネ最優先の原則」の根拠の1つである。再エネをできる限り増やすことは、エネルギーの海外依存から脱することに繋がり、エネルギー安全保障を高める。
- ・第2に、既に日本を代表するエネルギー消費企業から、国内で再エネの大量導入を実現できなければ、グローバルなサプライチェーンから締め出され、ひいては海外に拠点を移すことも考えざるを得なくなるのではないかと、という懸念の声が上がっている。国内で再エネ電力を安価かつ自由に調達できる環境を整備することは、日本全体の産業競争力を高める。
- ・第3に、エネルギー関連機器が国産であることは望ましいが、現実には太陽光パネルや風力発電機市場では、日本メーカーの存在感は縮小してしまっている。この是非を議論するならば、2000年代まで世界最大の太陽光パネル製造国であった日本が、どうしてその座から滑り落ちたか、産業政策の総括から始めるべきである。今後も再エネ関連の産業分野の成長性は極めて高いため、浮体式洋上風力や壁面設置の太陽光パネル、関連サービスなど、今からでも産業競争力を高めるよう努力すべきである。また、再エネのバリューチェーンは幅広いと、日本国内に太陽光産業だけで24万人以上の雇用があることも忘れてはならない（IRENA, 2020）。
- ・最後に、当タスクフォースは規制改革担当大臣決定により内閣府に設置された行政組織の一種であり、与党の組織ではない。首相の方針の下、国民のための政策提言を行っており、意見が偏っているとは考えていない。政府内の会議体で意見が対立する際、大いに健全な議論を行うべきである。

Q4. エネルギーミックス、再エネ目標値の妥当性

- ・エネルギーミックスは有るべき論で語るべきではなく、時間的なことを考えると36%~38%が限界ではないか。
- ・どういうストーリーで太陽光を増やしていくことが可能と考えているのか。
- ・政府の方針として、2050年カーボン・ニュートラルや2030年の温室効果ガス排出量の46%減といった目標が宣言されている。こうした長期方針を前提とした目標の設定の場合には、従来からの延長線上で考えるのではなく、むしろバックキャストでの目標設定が必要である。
- ・欧州諸国や米国や中国などで設定されたり議論されたりしている目標、ならびに、IEAやIRENAなどの各種国際機関が公表しているシナリオは、再生エネを主軸に据え、特に変動型再エネが大宗を占めるものである。これは単なる積上げ計算ではなく、チャレンジングではあるが十分達成可能な、カーボン・ニュートラルに向けたエネルギー政策の礎となる考え方である。
- ・タスクフォースでは、こうしたことから、日本が国際競争力や安全保障を確保し、またカーボンニュートラルを実現する手段として、第6次基本計画において「再エネ最優先の原則」や「再エネ主力電源化」が確立される必要があり、また素案ではそう記述されていると考えている。
- ・そうして、国内にも経済同友会の2030年再エネ40%、他企業団体の45%以上、50%以上を求める声明など、素案の36-38%目標より野心的な試算や提言が多数ある。実際に、先日の基本政策分科会でも、太陽光や風力の賦存量が莫大であること、荒廃農地が28万ha存在することを説明した。タスクフォースとしては、この導入を阻害している規制を一つ一つ改革してきたつもりであり、より高い目標の実現が不可能とは考えていない。
- ・むしろ実際には、政府が2015年の第4次、2018年の第5次で示した、2030年までに22-24%の再エネ目標は、2020/2021年に達成間近になっており、現行目標は低かったことになる。基本政

策分科会は、この事実も踏まえ、なぜより高い目標を示すことが不可能なのか、証明する責任があるのではないかと問う。

Q5. 太陽光・風力の導入の評価

・太陽光と陸上風力で土地が競合するのではないかと問う。

・参考資料5 スライド3、4に示した導入ポテンシャルは、環境省調査などに基づきお示したもののだが、太陽光と風力の土地の競合はないと考えている。風力発電は基礎部分のみの土地しか必要とせず（地表は直径4m程度のタワーのみ）、更に風車間はウェイクの影響を避けるため300～1,000m離して設置する。このため、面を使用する太陽光の端に風車を設置する、風車間に太陽光を設置するなど共存は可能である。現在は、それぞれ別事業として建設されているが、太陽光と風力の出力は補完関係にあることなどから、両者を意図的に近接して建設した事例が日本でもすでに20カ所以上あり、更に増加傾向にある。

Q6. 英国における洋上風力への反対・洋上風力の社会受容性

・英国等では、景観や生態系への影響から訴訟が頻発し、許認可取り消しになったり、計画取下げとなった例がいくつか出ている。
・自然環境との調和・社会的受容性といった観点は、今回のキャパシティ評価の際にどう評価したのか。

英国における洋上風力への反対

・英国では過去20年の洋上風力開発・発展の歴史の中で、4つの紛争ケースがあった。正しくは、「英国では、鳥類学、海運・航海、文化遺産への影響や、累積環境影響を考慮する際の手続き上の誤りなど、環境への影響が認められたために、洋上風力発電所が同意を拒否されたり撤去されたりしたケースが、20年以上にわたって4件（うち1件は司法審査を経て）発生した」というのが適切な表現である。これら4件は、2012年のDocking Shoal, 2015年のNavitas Bay, 2020年のThanet Extension, 2021年のNorfolk Vanguardである（Norfolk Vanguardについて2021年2月に高裁で承認却下）。

・英国でこうした事例が起こる理由の一つは、英国ではまずサイトリース権が事業者にもたらされ、環境影響評価を含む手続きのプロセスがそれぞれのサイトごと事業者毎に行われるため、他の欧州諸国で行われているようなセントラル方式での環境影響の統合的な評価ではなく、サイト毎のバラツキが起こる可能性が大きいということが背景にある。現在、英国では、一部のプロジェクトが拒否されているが、すでに24GWのプロジェクトが認可され、10GWが稼働中、7GWが建設中、さらに7GWが認可後に建設開始されようとしており、深刻な状況にはないと考える。

日本における洋上風力導入の可能性

・参考資料5 スライド4に示した着床式洋上風力発電のポテンシャルは、環境省「令和元年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報」に基づくもので、自然的条件制約、社会的条件制約を考慮し、離岸距離30km未満、水深50m未満を集計したものである。発電設備が生態系や景観に与える影響を考慮し、調和を図っていく上では、例えば環境影響評価手続の充実が重要となる。オランダなどの例では、国が一定の環境影響評価を実施するなど、国が積極的に関与している。日本でも、セントラル方式により国が前面に立った環境影響評価や系統連系対応が進み始めている。

Q7. 「再エネ比率が高過ぎると計画停電が頻発する」という認識で基本計画が書かれているんじゃないかという懸念について、具体的にエネルギー基本計画のどこを読み、このような懸念をお持ちになったのか。

- ・エネ基にそのような記載はないのはご指摘の通り。前回第46回基本政策分科会にて、基本政策分科会委員からこのような趣旨の発言があったため、意見を述べさせて頂いた。
- ・なお、変動型再生可能エネルギーの導入が増加しているデンマークやドイツは、年間平均停電時間が日本よりも短いあるいは同程度で、変動型再生可能エネルギーが増加しても安定供給が図られている（電力広域的運営推進機関「電気の質に関する報告書-2019年度実績-」、および欧州エネルギー規制機関協会（Council of European Energy Regulators: CEER）「CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply Data update 2015/2016」）参照）。※両報告書によると、2015年は日本21分、デンマーク21分、ドイツ22分。2016年は日本25分、デンマーク19分、ドイツ24分。

Q8. 容量市場

・容量市場については、それを設けないことも含めて十分に検討されてきたおり、その功罪を比較して導入すべきだという結論に至ったが、これまでの議論のどこに欠陥があったのかを具体的に示して頂きたい。

・更に、容量市場が無くても絵は描けるが、それはある種のスパイクが頻発する世界を許容するという事。昨冬のスパイク発生時にはTFはスパイクを強く批判しており、スパイクを認めるのか、それとも他に具体的な新しい提案があるのであれば示して頂きたい。

- ・当タスクフォースの最大の意見は、あらゆる容量メカニズムは現在の日本には時期尚早であり、その前に公正な競争環境の整備を徹底すべきということ。
- ・容量メカニズムについては、先んじた先進諸国でもその是非について様々な議論があり、価格スパイクの容認から、小規模な戦略的リザーブ、大規模な容量市場など、その形態は多様である。その大前提は、公正な競争環境の整備であり、これが不十分な段階で容量メカニズムを導入すると、既存電源や既存事業者への不当な補助となりかねないことは、欧州などでも繰り返し指摘されてきた。
- ・日本はこの状態に陥っている懸念があり、容量メカニズムの検討の前に、先物市場・先渡し市場の拡充など、基本的な市場制度を機能させることを優先・徹底すべきである。その上で、十分な情報公開の下でアデカシーを精査し、将来的な供給力不足が懸念される場合にも、戦略的リザーブなど限定的な措置から始めるべきである。
- ・なお、昨冬のスポット価格高騰は、一般的に起こり得る価格スパイクではなく、3週間にわたって価格高騰が続いたという、異常事態であった。kWではなくkWhが不足したことからも、これは容量も過不足とは無関係であり、寧ろ公正な競争環境が整備されていなかったことが、大きな要因と考えられる。

Q9. カーボンプライシング

カーボンプライシングは、社会の行動の変化や削減コストの最小化のためには有効であり、適切な炭素税や排出量取引の導入は経済成長にも繋がる、導入の遅れは国際競争力や日本の産業立地競争力を低下させる可能性がある、との考えがある。財源確保の意味でも炭素税は重要ではないかと考えるが、炭素税の価値について考えをお聞きしたい。

- ・電力・エネルギー市場の脱炭素化に向けた政策フレームワークとして、カーボンプライシングの導入を迅速に行う必要があると考えている。

- 現状では「非化石」価値にプラスの価格をつけて取引する一方で、化石燃料については、なんらペナルティ（炭素排出等に対するマイナスの価値）が課せられていないため、積極的に普及すべき再生可能エネルギーの利用が、逆に割高になってしまうという弊害が生まれている。環境価値を取引するこうした仕組みは、カーボンプライシングなど、外部化された炭素排出コストを内部化させる制度があってこそ成り立つものである。

Q10. 再エネ促進策の必要性の是非

• 再エネの条件が悪くなく、コストも下がるのであれば、再エネの政策はいらないのではないか。参考資料のP7では、蓄電池や系統増強の追加費用無しに再エネ45%導入が可能と示されており、今考えている系統のマスタープランの検討等の政策は不要だということであり、蓄電事業についてもそんなことは不要だという話になり、再エネ導入に繋がらないと思うが、それに関してどう考えているのか。

- まず、変動型再エネの導入速度と制度と対策のあり方について、時系列を考えなくてはならないことは、議論するまでもない。
- 現状の電力市場や系統運用のあり方、再エネ供給制度についても、変動型再エネの拡大を実施するための最適な運用や制度整備がなされていないことを認識すべきであり、それが、当タスクフォースが、「再エネ最優先の原則」を述べている理由である。
- 「再エネのコストは将来的にもごく高水準にならざるをえない」「蓄電池や系統増強で莫大な投資をしない限り、再エネ拡大はできない」を前提とした議論がなされているようにみえるため、ご指摘の資料を提示している。
- 再エネの割合を45%とすることは、既存インフラでも可能との研究結果を引用したが、それは、45%の再エネを導入するための環境は整っており、実現可能性は十分であることを示す趣旨である。そのことをもって、インフラや蓄電池等への投資や技術開発が将来にわたり不要と主張しているわけではない。2050年カーボンニュートラルを見据えれば、45%以上の再エネ導入が不可欠であり、2030年以降の電力システム構築のためには、2020年代からの積極的な投資は必要。広域系統のマスタープラン等は、そのために必要な検討と考える。

Q11. 公正な競争環境

「公正な競争環境の整備こそが、市場を通じた安定供給の大前提となる」とされているが、具体的にはどのような環境整備が市場を通じた安定供給に寄与するのか。「発電分離」が安定供給に寄与するものだとすれば、その具体的なメカニズムは何か。

- 自由化後の安定供給の要は、市場メカニズムの最大限の活用と送電会社の中立化である。そのためには、健全な市場設計や構造改革がなされ、公正な競争環境が整備されなければならない。
- 現状の日本の制度では、送電会社の独立性は不十分（法的分離）であり、また発電市場でも小売市場でも寡占状態が続いており、競争は十分に生じているとは言い難い。実際に、新電力への競争阻害的な行為やカルテル容疑が生じている。
- 従って、支配的事業者の行動に関する情報公開の徹底、裁量的なグロスビディングに代えたスポット市場への強制玉出し、電力・ガス取引監視等委員会による監視の強化など、多様な競争政策を講じるべきである。電取委から、支配的事業者に関する「内外無差別的な取引環境の整備の完徹」が示されたところだが、これも速やかに実施すべきである。
- 発電分離については、発電部門と小売部門の部門間取引の透明化の第一歩であり、内外無差別な取引を検証するためにも有効である。両部門が独自に合理的な取引行動を取ることで、市場を通じた効率的な需給調整が実現され、安定供給に寄与する。但し、発電分離のみ行えば十分という

ことではなく、その後も電取委による監視を続け、不十分な場合には、発電所の売却等のより構造的な措置が必要になる可能性がある。

最後に、再エネの統合コストについて、昨日のコスト検証WGでは、「再エネの統合費用」と称して、『火力のバックアップの費用』などが入れ込まれているが、これは、もともと火力発電事業のコストで、再エネが入ろうが入るまいが発生している費用である。つまり、再エネが増えることによって火力発電がビジネスチャンスを失ったとしても、既に火力発電に投資した発電事業者の損失となるもので、追加費用ではなく、回収できない固定費である。この他にも「日本版再エネの統合費用」には、国際的・科学的議論から考えても再エネに関係のない費用が積み上げられており、十分な精査が必要である。

了