



JAPAN
RENEWABLE
ENERGY
FOUNDATION

自然エネルギーの持続的な普及に向けた
政策提案 2014

2014年12月

公益財団法人

自然エネルギー財団

目次

要約.....	1
はじめに	3
1. 固定価格買取制度開始後の2年余りの成果	4
1) 固定価格買取制度の普及効果の比較	4
2) FITにおけるコスト低減効果	6
3) 自然エネルギーの便益についての検討	7
2. 自然エネルギー政策およびFIT制度の課題と解決の方向性	10
1) 自然エネルギー政策の見通しの不透明性	10
2) FITの制度の課題：コストと買取価格との乖離問題	12
3) コストと買取価格との乖離問題解決の方向性	14
4) 系統接続に関する諸課題	16
3. 資源エネルギー庁案についての検討	21
1) 出力制御ルールの変更について	21
2) 買取価格決定のタイミングについて	23
3) 滞留案件への対応について	24
おわりに	25

要約

○固定価格買取制度開始後の自然エネルギー電力の普及は、年率で 580 万 kW に達しており、過去に導入された RPS 等の制度の 10 倍以上に及ぶ導入効果があった。また、国内の電力量に占める自然エネルギーの割合は、年に 1%を超えて増加している。

○太陽光の販売・施工業者に対して財団が 2014 年 10 月～11 月に行ったアンケート調査に基づいて以下のことが明らかになった。

①普及に伴い、市場が活発化した結果、競争と技術進歩の進展および急速なコスト低減が観察されており、FIT が自然エネルギー市場の活性化とコスト低減に寄与している。

②一方で、多くの事業者は今後の市場展望について「縮小する」とみており、「政府の導入目標の不透明性」を事業リスクと考えている。

このアンケート結果は、事業者の投資意欲を継続させていくためには、自然エネルギー普及の意欲的な長期目標値の設定が極めて重要であることを示している。

○FIT 制度の安定的運用も非常に重要な課題であり、本提言では、現行の FIT が、コストと買取価格とのかい離が起きやすい構造になっていることを明らかにし、改善の方向性を示した。

○2014 年 9 月以降に各電力会社から発表された「接続回答保留」に対して、新エネルギー小委員会系統ワーキンググループで各電力会社における接続可能量の検討が行われた。しかし、この検討にはいくつかの重大な問題があり、自然エネルギーの接続可能量を過小評価する結果となっている。

① 「エネルギー基本計画」においては、「原発依存度を可能な限り低減する」という基本方針を定めているが、今回の算定は、まもなく運転期間が 40 年に達する原発も含めてすべての原発が稼働するという前提に立って算定している。その結果、電力の最低負荷時の需要に対し、北海道電力や九州電力などでは供給の 5 割～6 割を原発が占めるという結果になり、その分、自然エネルギーの接続可能量を小さくしている。

②地域間連系線については、運用容量のわずか 5～16%しか活用されないという算定になっており、全国的な系統の活用により自然エネルギー電力を拡大する可能性が

算入されていない。

③需給バランスのシミュレーションにおいても、国際的に推奨されている、過去数年の実際の電力需要と風力・太陽光発電の実績値の同時刻時系列データを用いておらず、信頼性の乏しいものとなっている。

○資源エネルギー庁がとりまとめた太陽光発電・風力発電に対する出力制御ルールの変更案は、需給バランス維持のために本当に必要な場合に、機動的に出力制御することを可能にする遠隔出力制御システムの導入など、積極的な要素がある。

○しかし、無補償で無制限な出力抑制を行うことができる「指定電気事業者制度」の適用拡大は、事業採算性の見通しを不明確にし、ファイナンスを困難にするなど、自然エネルギーの拡大の大きな障害になる恐れがある。この制度を適用するのであれば、以下のような措置が、最低限、必要である。

- ①独立性と透明性を確保した接続可能量の算定手法とプロセスを定めること。
- ②諸外国で行われているように出力抑制に対する補償制度を導入し、事業採算性を見通しを損なわないようにすること。
- ③恣意的な制度運用を防ぐための公表と検証の仕組みを導入すること。

はじめに

固定価格買取制度が2012年7月に開始されてから2年あまりが経過した。わずか2年あまりであるが、普及効果の面、コストの面、系統連系といったさまざまな点において自然エネルギーをめぐる状況は大きく変わっている。こうした状況変化を踏まえて、当財団は、2014年8月に、「固定価格買取制度2年の成果と自然エネルギー政策の課題」と題したディスカッションペーパーを発表した。

その後、本ペーパーをたたき台として、さまざまなステークホルダーの団体および専門家の方々との議論を行ってきた。その議論を踏まえて、政策提案の第一弾としての本提言を発表するものである。

本提言では、ディスカッションペーパーでも論じた自然エネルギーの普及動向やコスト動向についても最新の情報を加えてアップデートしている。さらに、ディスカッションペーパーにおいて、課題としたもののうち一部を取り上げて、さらに個々の課題について新たに得られた情報を踏まえながら、さらに深掘した分析を行い、その課題解決の方向性を示している。

また、本提言の公表直前に、資源エネルギー庁が新エネルギー小委員会での検討を踏まえた固定価格買取制度の運用見直し案を定めている。本提言では、可能な限り資源エネルギー庁案に関する重要な論点についても扱うように努めたが、時間的な制約から十分な検討はできていない。これらの点については、内外の専門家の知見なども踏まえ、改めて検討の結果を公表していく。

更に、8月のディスカッションペーパーにおいて、課題として取り上げた問題のうち、風力発電の停滞問題について、またFITの法改正も含めた全般的な制度のあり方に関する議論も、今後の政策提案において論じることとする。

2014年12月

公益財団法人 自然エネルギー財団

1. 固定価格買取制度開始後の2年余りの成果

1) 固定価格買取制度の普及効果の比較

固定価格買取制度(以下、FITと略記する)は、そもそも自然エネルギー電力を急速に拡大させるために導入された制度である。したがって、FITの評価の第一のポイントは、自然エネルギーの普及に貢献したかどうかである。この点について、過去に導入されていた制度と比較しつつ検討する。ここでは、普及効果の指標として、年平均の自然エネルギーの発電設備の導入量を用いる。

まずFITの導入効果を見ると、最新の公表数値(2014年8月末までの導入量)によれば、FIT導入後26か月間に導入された自然エネルギー発電設備の総量は1,256万kWである。これを1年間(12か月)に換算しなおすと年率580万kWで増加している計算になる¹。

これを以前に国内で導入されていた他の制度と比較すると、FITの相対的な普及効果がわかる。比較対象として、「電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法」に基づくRPS制度(2003年4月～2012年6月)がある。RPSは、政府が電力会社に対して自然エネルギーの電源から毎年度一定の電力購入を義務付ける制度であった。これに基づいて、電力会社は自然エネルギー電源との長期の購入契約を締結し、普及を促進してきた。また、RPSと同時に、風力発電、バイオマス発電、太陽光発電等に対して設置補助金制度も実施されていた。この2つの制度による年間普及効果を試算すると、年間導入量は平均52万kWであった。

また、2009年からは、太陽光発電のみに対して余剰電力分のみ固定価格での買取り(余剰電力買取制度)が始まり、設置補助金と組み合わせて普及のさらなる促進を図ってきた。この制度による年間導入量を算出すると年平均76万kWであった。

以上、制度別に年間普及効果の実績をみると、RPS+設置補助金制度では、年52万kWの増加、太陽光発電余剰電力買取制度+設置補助金制度では、年76万kWの普及効果、FIT+住宅用太陽光設置補助金制度では、年580万kWの増加になる。このように、国が導入してきた過去の制度の実績に比べて、2年前に開始されたFITが高い普及効果を有していることは明らかである。

¹ なお、2012年度と13年度の2か年は、10kW未満の太陽光発電に対してのみ設置補助金制度があったので、当該2年間は純粋にFITのみの効果とは言えない部分もあることは留意すべきである。2014年度からはこの設置補助金は廃止されているため、これ以降はFITのみの効果であるといえる。

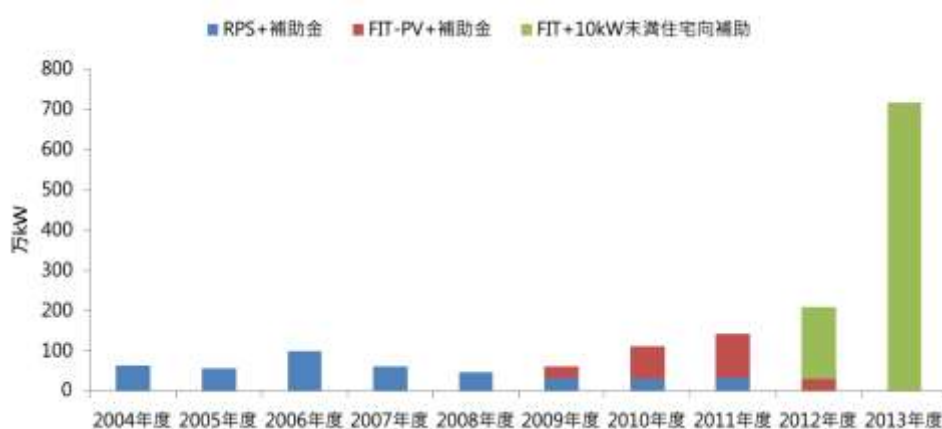


図1 制度別の自然エネルギー設備の年間導入量推移

FITの普及効果の高さは、設備導入量のみならず、発受電量全体に占める割合にも変化をもたらしている。2012年度以降、発受電量に占める自然エネルギーの割合が急速に増え始めている。太陽光や風力といった自然エネルギー等(水力発電除)による発電量が全体に占める割合は、FIT導入前は長らく1%前後と停滞していた(図2)。しかし、FIT導入後、大きくトレンドが変化した。2013年度のみで前年度比0.9ポイント増、14年度上半期では、前年度同期比1.4ポイント増を記録している。

以上、設備導入量効果および自然エネルギー比率の上昇への寄与の2つの視点から見れば、FIT導入後わずか26か月であるものの、その普及促進効果の大きさは明らかであろう。

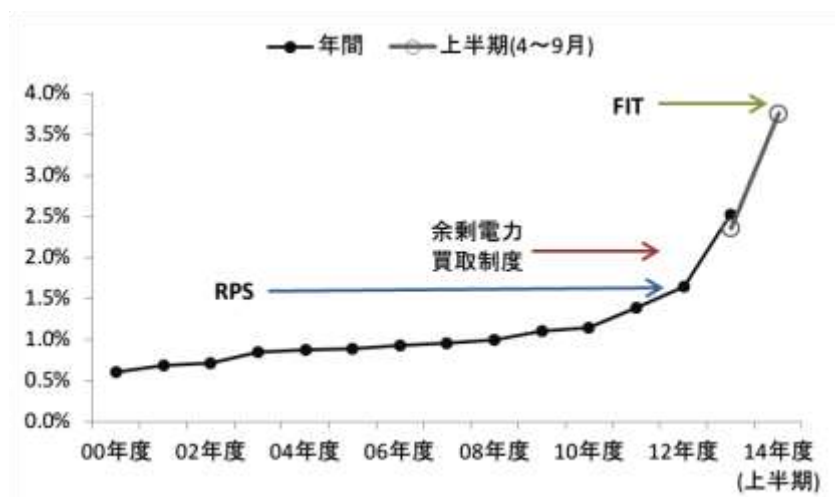


図2 発受電量に占める自然エネルギー等の割合の推移

出所：資源エネルギー庁(2014)「エネルギー白書2014」，
資源エネルギー庁「電力調査統計」より作成

2) FIT におけるコスト低減効果

普及の加速に伴って、先行して導入が進む太陽光においては、急速なコスト低減がみられる。2014年10～11月に当財団が太陽光発電システムの販売・施工業者等に対して行ったアンケート調査(以下、「財団調査2014」と略記)の結果によると、FIT導入後、太陽光の販売・施工会社間の競争が活発化しており、技術進歩、製品の多様化等が起きていることがわかった(図3を参照)。こうした市場活性化による競争の促進は、コストの低減に大きく寄与していると考えられる。同調査から得られたデータによると、2013年度上半期から14年度上半期にかけておよそ7～15%の初期投資費用の低下がみられた(図4を参照)。



図3 FIT導入後の市場環境の変化に対する事業者の認識

出所：財団調査2014より

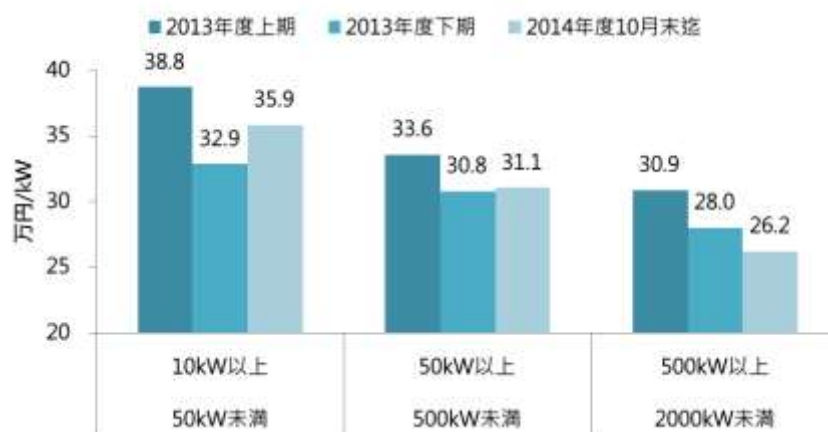


図4 太陽光発電の初期投資費用の変化

出所：財団調査2014より

3) 自然エネルギーの便益についての検討

自然エネルギー普及は、定量的に把握可能なものから、そうでないものまで幅広い便益をもたらす。定量的評価が可能な便益について試算すると、第一に火力発電の燃料費削減効果は、2013年度では、2563～3325億円と推計される。第二は、CO₂排出削減であり、2013年度は約740～1200万トンの削減をもたらしたと推計された。

表1 FITにおける費用と便益の比較

	費用 (億円)	定量的評価可能な便益				定量化困難な便益 燃料費変動リスクヘッジ 安全・安心
		火力燃料費削減効果(億円)		CO ₂ 削減効果(万トン-CO ₂)		
		LNG評価	石油評価	LNG評価	石油評価	
2012年度	1,782	684	～ 925	228	～ 381	-
2013年度	5,792	2,563	～ 3,325	738	～ 1,234	-

出所：FITの買取金額は、資源エネルギー庁「固定価格買取制度 情報公開用ウェブサイト」(http://www.fit.go.jp/statistics/public_sp.html)より算出した。火力燃料費削減効果は、燃料費単価を毎月のCIF単価(石油連盟統計情報より)に燃料削減量を乗じて、諸税を加えたものである。

FITにおけるCO₂削減効果の試算について、その削減コストが高いと主張し、自然エネルギーの便益の「信憑性」を問う議論がある。この主張は、買取金額から火力燃料費削減効果を差し引いた残りの金額すべてを「CO₂削減対策費用」としてとらえたものであり、この考え方に基づいて、2013年度単年度で見ると、1tのCO₂を削減するのに約2万円かかるとしている。

しかし、この主張は、いささか近視眼的で視野が狭いものと言わざるを得ない。第一に、このCO₂削減コストの試算は、FITにおける2013年度単年度の数字だけにもとづくものである。地球温暖化対策は中長期的に推進が必要なものであり、単年度の数字だけで施策の是非を判断できるものではない。実際、前節で述べたように、太陽光発電のコストは急激に低下しており、また買取価格も年々大きく引き下げられている。それによって、1kWhあたりの買取にかかる費用は低減していく。さらに見逃してならないのは、FITの買取価格の適用は、買取期間内に限られており、買取期間終了後に、それらの自然エネルギー発電設備が継続運転すれば、運転管理費のみの極めて安価な電力が供給できるということである。このとき、これらの自然エネルギー電力のCO₂削減対策費用はほとんどゼロになる。

いま、先進国には21世紀半ばまでに80%もの大幅な排出削減が求められている。世界的な対策の検討の中で、急速な普及とコストの低下が進む自然エネルギーに、排出削減の主役の一つとして大きな期待が集まっているのは、このためである。CO₂削減対策としてのFITの評価も、こうした位置づけの中で議論されなければならない。

第二に、CO₂削減コストが高いという試算は、自然エネルギーにはCO₂削減対策としての価値だけでなく、多様な価値があることを考慮していないことである。例えば、自然エネルギーは、純粋な国内資源であり、適度な利用範囲内であれば枯渇リスクがないので、永続的な利用が可能であり、為替や海外情勢による化石燃料のような燃料費の変動リスクがない。長期的には、化石燃料価格は上昇傾向にあることを踏まえれば(図5を参照)、こうした価格変動リスクをヘッジする効果についても評価されるべきであろう。

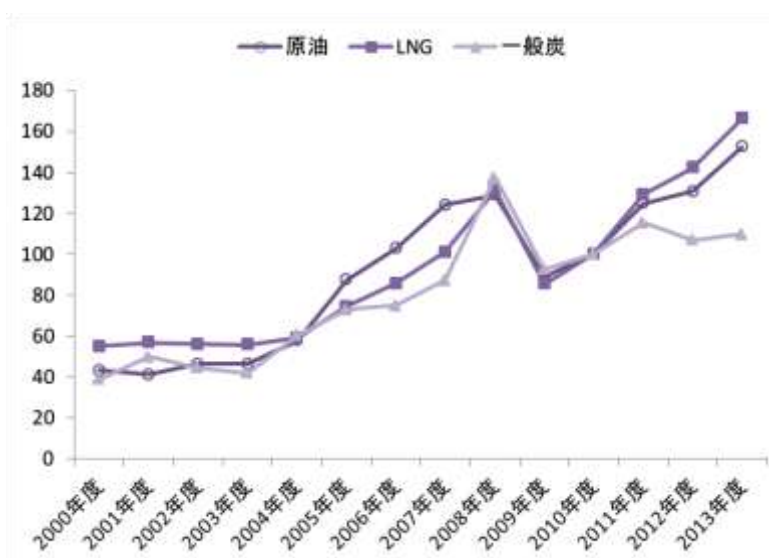


図5 化石燃料のCIF価格の相対推移
(2010年度価格を100とした場合)

出所：石油連盟「統計情報：原油・石油製品輸入金額」より作成

さらに自然エネルギーの重要な価値として、本質的に「安全・安心」なエネルギーである、ということがある。原子力のように、処理の目途がたたないような有害な廃棄物を排出しない。さらに、原子力のように、いったん事故を引き起こせば、民間企業では負うことが不可能な社会的に甚大な人的・環境的損害・被害をもたらすことがない。実際に、福島第一原子力発電所事故を引き起こした東京電力株式会社は、その事故費用(すでに11兆円を超えたと試算されている)の多くをまかなうことができず、事実上国民と電力消費者にその大部分の費用が転嫁されている²。あるいは、事故のリスクを立地自治体に引き受けさせるために国家財政を活用した交付金を自治体に給付する必要性もない。

逆に、自然エネルギーに対しては自治体が積極的に誘致あるいは自ら地域主導で開発

² 大島堅一・除本理史 (2014)「福島原発事故のコストを誰が負担するのか」『環境と公害』Vol.44, No.1, pp. 4-10.

導入しようとしている。一橋大学と朝日新聞との共同調査「全国市町村再生可能エネルギー実態調査」によると、55.7%の自治体が、明文化された方針のもと自然エネルギーを推進していることがわかった。方針を明文化していないが政策を実施している自治体も含めると、実に73.9%の自治体が推進に向けて動いている³。

自然エネルギーに期待しているのは自治体だけではない。市民レベルでの動きも活発になっている。自宅に太陽光発電を設置する人に加えて、市民で資金を出し合い、共同で発電所を建設・運営する「コミュニティ・パワー」「市民共同発電」の取組が活発化してきている点も自然エネルギーならではである。このように自然エネルギーは、地域や社会に根差した取組となじみやすく、そうした取組みのもとで高い社会的受容性をもつものといえる。

また、自然エネルギーの普及が進むことで、国内に経済波及効果が発生し、雇用が創出されることが見込まれる。環境省は、太陽光発電と風力発電の設備・工事・維持管理段階での経済波及・雇用創出効果について試算を行っている⁴。これによると、2030年までに、太陽光発電を6750万kW、風力発電を2880万kW導入していったときに、年々国内に投資が起こることによって、2030年時点で太陽光発電の設備・工事費・維持管理で合計約16.6万人の雇用が、風力発電では合計約6.0万人の雇用が生まれると推計している。なお、この効果は、自然エネルギーの発電が増えることによって、化石燃料の発電量が減ることによって、関連業種が受ける影響も加味したうえでの数字であり、正味の雇用増の効果を表している。

さらにこの雇用増効果の重要な点は、特に発電所建設の工事および維持管理の仕事の多くが、発電所が立地する地域で発生する可能性が高いということである。つまり、自然エネルギーが賦存する地域ではどこでも、その地域の自然環境に合わせた自然エネルギー発電に取り組むことができ、その結果上記に示した経済発展と雇用創出の機会を得ることが可能であるということである。こうした特徴もまた、他の電源にはない価値であるといえる。

³ 一橋大学自然資源経済論プロジェクト・朝日新聞合同（2014）「全国市区町村 再生可能エネルギー実態調査」(http://www.asahi.com/tech_science/saiene_enq/)

⁴ 環境省（2014）「平成25年度2050年再生可能エネルギー等分散型エネルギー普及可能性検証検討報告書」(<https://www.env.go.jp/earth/report/h26-01/>)

2. 自然エネルギー政策および FIT 制度の課題と解決の方向性

2014年8月に公表した「固定価格買取制度2年の成果と自然エネルギー政策の課題(以下、「成果と課題」という)」⁵においても言及したが、現段階で自然エネルギー政策において決定的に重要で解決すべき問題が3つある。第一に、自然エネルギーの市場展望の不透明性である。第二に、現在の FIT がコストと買取価格との乖離がおきやすい仕組みになっていることである。この点が自然エネルギーの普及コストを必要以上に高めてしまっている。第三に、現行の系統連系および給電に関する諸制度が自然エネルギーの普及に適合した形になっていないことである。以下では、それぞれの課題について検討し、解決の方向性を提起する。

1) 自然エネルギー政策の見通しの不透明性

FITのもとで、自然エネルギー投資に対する経済的条件が改善したため、民間の投資意欲は飛躍的に向上している。今後とも、民間企業・市民が自然エネルギーに投資をしていき、自然エネルギーを利用する設備を導入していくための環境づくりが必要である。

しかし、ここに来て、市場関係者の多くが将来の市場展望に自信がもてないでいることが明らかになった。財団調査2014によれば、今後3年間の市場見通しとして、縮小するとみている事業者が78%もいる(図6を参照)。市場が縮小するとみなされれば、民間投資は冷え込んでいき、市場競争は低調となり、技術進歩を通じたコスト低減が進みにくくなる可能性がある。

市場展望が重要なのは、それが企業の投資行動に影響を与えるからである。国が明確で、信頼性の高い定量的な目標値を設定することによってこそ、企業は将来的に自然エネルギー技術が市場に導入していくことが見通せるようになり、技術開発を積極的に進め、関連部材の工場建設など大型の投資を行うことが可能になる。

特に事業者を不安にさせているのは、電力会社による系統接続受付の回答保留が次々と行われる中で、政府から自然エネルギーの今後の市場展望に関する明確なシグナルが示されていないことである。財団調査2014の結果によれば、事業を進める上で、「政府の導入目標が不透明なこと」が系統連系の問題よりもリスクとしてとらえている事業者が多いことがわかった(図7を参照)。現在の政府の自然エネルギー普及に対する政策の推進姿勢が懐疑的にとらえられている証左であろう。

⁵ 「固定価格買取制度2年の成果と自然エネルギー政策の課題」：Discussion Paper, (http://jref.or.jp/activities/reports_20140818.php)

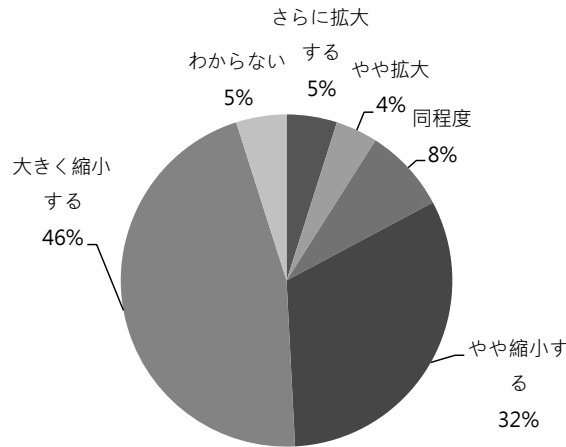


図6 今後3年間の事業見通し

(回答社数：122)

出所：財団調査2014より

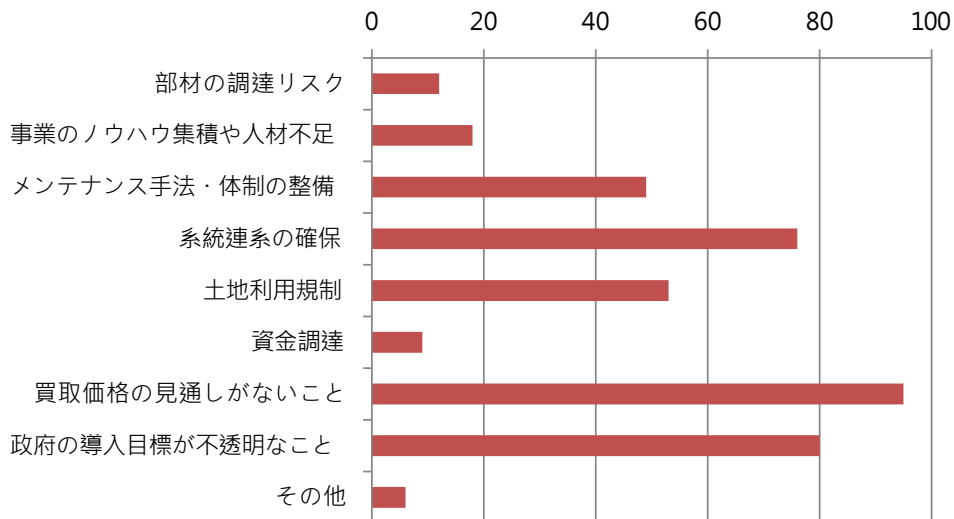


図7 事業を進める上でリスクとして強く認識していること

(回答社数：125)

出所：財団調査2014より

現時点(2014年12月)で存在する唯一の自然エネルギーの政府目標は、2014年4月に策定されたエネルギー基本計画の「これまでのエネルギー基本計画を踏まえて示した水準を更に上回る水準の導入」を目指すという文言のみである。2010年の目標水準は、福島第一原発事故前の議論をベースにしており、それを「更に上回る水準」という「目標」は決して積極的なものとは言えない。企業は、こうした政府の姿勢に事業リスクを感じていると考えられる。財団調査2014における事業者からの次のような意見が、そ

のことを如実に示している。

「太陽光発電は自然エネルギー活用が比較的安全に導入及び維持できる市場であり、リスクも見えやすい特徴があった。投資家としては見えるリスクは対応が可能であり、リスクではない。最大のリスクは見えない政府の姿勢がリスクであり、導入件数の低下(の要因)は政策にある。」

こうした懸念を払しょくするために、政府は速やかに中長期的な自然エネルギーの目標値を設定し、市場に対して明確なシグナルを発するべきである。その際は、足下の普及速度を維持・加速させることで達成可能で、また、気候変動の危機回避をめざす世界の努力に貢献する大幅なCO₂削減目標と整合する意欲的な目標値を設定すべきである。足元の普及速度については、すでに、国内の電力量に占める自然エネルギーの割合は、年に1ポイント前後の増加が実現している(2013年度0.9ポイント、14年度上半期1.4ポイント)。この年1ポイントの増加速度を維持すれば、2020年自然エネルギー電力20%は十分達成可能であり、2030年目標はさらに意欲的な目標値を検討すべきである。

脱原発をめざすドイツは、2025年までに40～45%、2035年には55～60%という高い自然エネルギー導入目標を掲げているが、原発を維持する英国やフランスも積極的な導入目標を決めている。英国は、2020年までに電力の30%を自然エネルギーで供給することを目指しており、風力発電の急速な導入が進んでいる。「原子力大国」のフランスも、2014年10月に、熱や燃料全体を含むエネルギー全体における自然エネルギーの割合を、2030年に32%とするという目標を決定した⁶。

このように、原子力政策の如何に関わらず、電力供給の30～40%以上を自然エネルギーで供給するという目標は、欧州各国のいわばスタンダードになっているといえる。一方、米国でもカリフォルニア州のように2020年までに33%(水力発電を除く)という高い目標を掲げ、着実に導入を進めている州もある。日本でも、一刻も早くこうした意欲的な導入目標をかかげ、企業や事業者に明確な展望を示すべきである。

2) FITの制度の課題：コストと買取価格との乖離問題

自然エネルギー普及の際の最大の論点の一つは、その普及のための費用負担である。ここで普及のための費用負担とは、FITによる自然エネルギー電力の買取費用のうち電力消費者に追加的に負担をしていただいている部分、すなわち賦課金である。賦課金の大小を左右する大きな要素として自然エネルギー電力の買取費用がある。そこで、以下では、今後の自然エネルギーの普及拡大を大幅に進めていくことを前提に、この買取費用増大の抑制について議論をする。

⁶ なお、この目標を定める立法過程の議論では電力では40%という数値も挙げられている。

前述のように、太陽光発電の導入スピードが速く、かつ初期投資コストは急激に低下している。にもかかわらず、現在の FIT の制度運用においては、初期投資コストの低下にあわせた買取価格の調整がされにくい枠組みになっている。結果として、このコスト低下が賦課金の抑制につながりにくい形になっている。この点については、財団の「成果と課題」ですでに指摘している。

現行の FIT の制度枠組みの課題は以下の2点に集約される。

第一に、設備認定段階でその時点の買取価格を確保できるため、実際の発電所のコストと、買取価格との乖離が大きくなりやすい。設備認定は、設備の仕様や地権者の同意といった書類提出によって比較的容易に取得できる。この時点で事実上買取価格が確保できてしまうので、その価格で事業を行いたい事業者が先行的に設備認定を取得する。この仕組み自体は、事業計画の初期段階で買取価格を確定させることが可能になるので、発電事業者にとっては事業リスクを軽減する意味で有効であった。しかし、買取価格が急激に引き下げられたこともあり、設備認定申請が殺到し、すでに買取価格を確保した認定容量が膨大に積みあがることになった。

このとき、次のことが問題になる。太陽光発電は、導入量に応じてコストが下がることが現実に観察されている。太陽光発電モジュールの価格は、過去 30 数年間、累積導入量が 2 倍になるにしたがって 22% 下落している⁷。

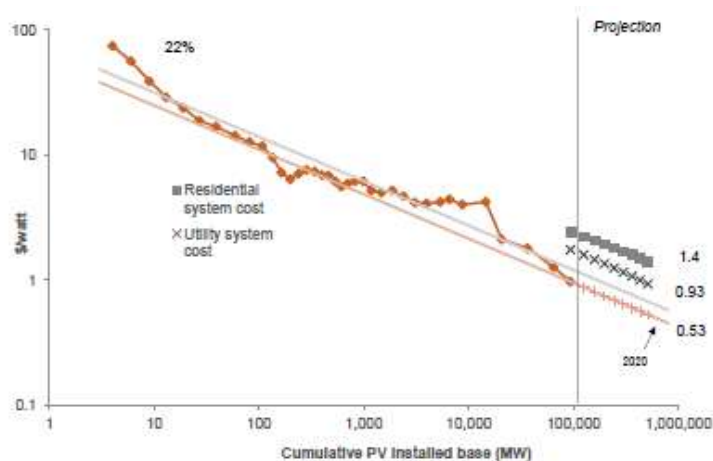


図 8 太陽光モジュール価格と累積導入量との関係

出所：Channell, et al (2013)

したがって、認定された容量の太陽光発電が導入された場合、相当程度のコスト低減が実現することが予見される。しかし、現行の制度枠組みではいったん設備認定を取得すれば、認定時点の買取価格が確保されるので、それ以降はいくらコストがさがったとしても買取価格は認定時点のものとなる。ここに大きなコストと買取価格との乖離が

⁷ Channell, J., Jansen, H. R., Syme, A. R., Savvantidou, S., Morse, E. L., and A. Yuen (2013) Energy Darwinism: The Evolution of the Energy Industry, Citi GPS p.48.

生じやすい仕組みがある。

第二に、買取価格の改訂が年1回と硬直的であることである。2012年度から14年度まで3か年の価格の改訂は1年に1回行われてきた。他方で、太陽光発電の初期投資費用はそれ以上のスピードで下がっている。理想的には初期投資費用の下落に合わせて価格を下げなければならないが、年1回の価格改定しか行われていないので、コストと価格の乖離は激しくなってしまうのである(図9)。

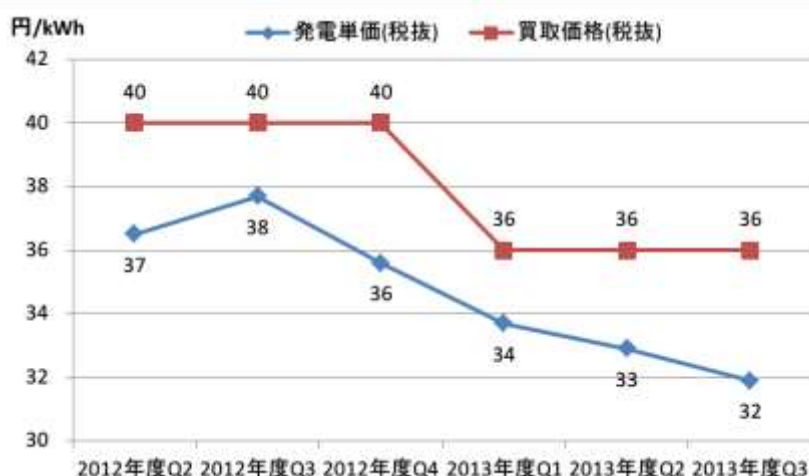


図9 太陽光発電(10~50kW)の発電単価と買取価格の比較

出所:資源エネルギー庁(2014)「最近の太陽光発電市場の動向および前回の

ご指摘事項について:第13回調達価格等算定委員会資料」のデータを元にIRR6%で算出

3) コストと買取価格との乖離問題解決の方向性

コストと買取価格の乖離を解消する制度設計が今まさに求められている。この点を修正する「理論的な方法」は次のとおりである。第一には、発電事業者が、その買取価格を確保できるのは当該発電所のコストが確定する段階にすること、第二には、コストの下落が確認された場合には、それを自動的に買取価格の変更に反映することである。しかし、この2点を実際の制度運用に適用するには制度上多くの問題がある。したがって、下記に示す問題を解決しながら、事業者の事業性を確保しつつ、最適な制度設計を模索していく必要がある。

①買取価格決定時点の変更

発電事業者が買取価格を確保できるのは当該発電所のコストが確定する段階にすることが理論的な方法ではある。ここで、コスト確定時点とは発電所の工事着工時点と考えられる。しかし、工事着工の定義やその客観的確認方法が難しいなど実際に制度とし

て実施する場合には問題になる。これに対し、工事終了後、運転開始した時点で買取価格が確保できる仕組みにするという案があるが、これには以下の問題が指摘できる。

発電事業者側からすると、工事着工前には、当然電力会社からの連系接続承諾を受けておかなければならない。しかし、現状では、発電事業者が接続の本申込みを電力会社にしてから、接続回答を受けるまでの期間がまったく見通せない。このため、接続回答が出てくるまでに時間が経ってしまい、その間に買取価格が変更されてしまう可能性がある。

さらに、買取価格の予見性がないことが発電事業者にとってはリスクとなる。現行のFIT法の運用においては、毎年度末に次年度の買取価格を決定する。このため、1年先の買取価格が予見できない。図7に示したように、事業者は買取価格の見通しがないことを大きな事業リスクと認識している。この2つの不確実性のなかで、運転開始時に価格が決定する仕組みにすると、運転開始までに時間のかかる案件について大きなリスクとなる。これらのリスクは必然的に資金調達コストを引き上げることになるため、結果としてコストの上昇を招く恐れがある。

このように、現行の制度運用においては、運転開始時時点の買取価格の適用を行うための条件が揃っていないといえる。したがって、運転開始時点の買取価格適用を行う条件として、まずは予見可能性を高めるための制度改正が求められる。第一の予見不能性については、接続申込みから接続回答までの期間について、まったく規定されていないことが問題といえる。ドイツの再生可能エネルギー法(2012)では、事業者から必要な情報提供を受けた後、系統運用者は遅くとも8週間以内に、接続を行う予定およびその手順、接続ポイントを検証するための情報と系統データ、接続費用の詳細を提供しなければならない、とされている。日本では、こうした接続手続きの期間について法定上の規定がない。この点が問題点といえる。

第二の買取価格の予見性については、より長期の買取価格の見通しを与えることが求められる。しかし、法律で規定された「当該供給が効率的に実施される場合に通常要すると認められる費用」について1年先以降の費用が見通せないことを理由として、毎年度定めることとしている。いずれにしろ、これらの不確実性に対して手当てがないなかで、運転開始時の価格を適用することは自然エネルギーへの投資を阻害することになることについて留意すべきである。

②柔軟な価格調整メカニズムの必要性

第二の解決の方向性は、年度内においてもコストの変化に対応して買取価格を柔軟に調整することが求められる。これによって次の効果が期待できる。まず、コストと価格との乖離をなくし、不要な政策コストの削減をすることができ、国民負担を軽減することにつながる。さらに、柔軟な価格調整は、発電事業者による駆け込みを緩和する効果もある。これまでのように1年度に1回急激に価格を調整すると、その調整幅は大きい

ため、事業者の得られる収入は大きく変化する。このため、発電事業者にとっては駆け込むインセンティブが強くならざるをえない。他方で、より細かく価格調整されるならば、発電事業者にとっては駆け込みによって得られる利益は小さくなる。

それでは具体的にどのような価格調整の方法があるか。現行法の枠組みで言えば、半年に1回の価格調整機会があるので、現行法の枠組みを前提にするならば、この半年に1回の価格調整機会を活用すべきである（ただし、この仕組みでも、現行の制度のように一ヶ月に数千万kWが殺到する事態を回避することができず、年1回の駆け込みが年2回に分散される懸念は残る）。

4) 系統接続に関する諸課題

自然エネルギー財団が公表した「成果と課題」で整理したように、自然エネルギー電源の系統接続に関する問題は、系統全体における制約問題と個別発電設備の連系制約問題に分けられる。前者は、大量の風力発電や太陽光発電からの電気が供給された場合、その発電出力が電力需要を超える可能性が懸念されている問題である。後者は、ある自然エネルギー電源が電力会社に対して系統接続を申し込んだ場合、連系するポイントまでの接続線の敷設費用だけでなく、それよりも上流にある系統(特別高圧送電線)の増強費用まで請求されるケースが増えている問題である。

本提言においては、系統全体における制約の問題について述べる。この問題は、2014年9月末以降に、九州電力、東北電力、四国電力等の電力会社が自然エネルギー電源の接続回答を保留する問題として顕在化した。今回の接続回答保留問題について、当財団は、「自然エネルギーの本格活用に向けた準備の遅れが根本原因である」との基本的な問題点の指摘を行っている⁸。国では、2014年10～12月にかけて、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新エネルギー小委員会系統ワーキンググループ(以下、系統WGと略記)において、電力各社における自然エネルギー電源の接続可能量についての評価検討が行われた。

系統WGでは、既存の電源設備を前提として、そこに新たに自然エネルギーが増えたときでも、系統内の需要と供給のバランスがとれるかどうか、という考え方に立った検討を行っている。この基本的な考え方に立ち、自然エネルギー電源の接続可能量の算定方法を定め、各電力会社はその方法にもとづいて各社の接続可能量を算定している。なお、並行して接続可能量の拡大方策のオプションを整理することとされた⁹。

接続可能量の算定において、まず問題となるのは、算定の前提条件および算定方法が

⁸ 自然エネルギー財団『「接続保留問題」を克服し、自然エネルギーを日本の基幹電源に』(2014年10月)

⁹ 資源エネルギー庁(2014)「再生可能エネルギーの接続可能量の算定方法に関する基本的な考え方について(案)」(第1回系統ワーキンググループ：2014年10月16日)

妥当かどうかである。系統 WG で示された算定の基本的な考え方は表 2 に整理したとおりである。

表 2 接続可能量の算定の基本的考え方

項目	基本的考え方	
評価期間	算定断面	1 年 (8760 時間)
需要	需要想定・ 需要カーブ	2013 年度実績(余剰電力買取による太陽光発電の自家消費分を考慮した実際に需要)
供給側 (自然変動)	風力・太陽光	2013 年度実績をもとに、太陽光と風力の合成出力を月別、時間帯別の最大出力で(2 σ)で評価する。
	合成最大出力の 発生日	一部予測を取り入れて、雨天/曇天の日は最大出力が発生しないと予測する。
供給 (ベース)	原子力・地熱	震災前過去 30 年間の設備利用率平均×設備容量
	一般水力	調整池式水力・貯水池式水力は、他の再エネ発電時はできるだけ抑制する。
供給 (調整)	火力	安定供給可能な最低出力まで調整する。
	揚水式水力	最大限活用する。
その他	再エネ出力調整	500kW 以上の風力、太陽光については、年間 30 日を上限として考慮する。
	地域間連系線の 活用	現行制度下で各社が自主的な取組みとしてコミットできる分は、接続可能量に含める。また、各社の自主的な取組みを超えるような更なる活用については拡大策のオプションとして検討。
	実績ベースによる 8760 時間の 需給解析	算出された接続可能量をもとに、8760 時間の需給解析をした場合、太陽光の出力抑制日数・抑制量等を参考として示す。

出所：資源エネルギー庁 (2014) 「各社接続可能量の算定結果(暫定)」(2014 年 12 月 16 日：第 3 回系統ワーキンググループ資料)をもとに作成。

以下に述べるように、この算定方法は、あくまでも日本における現行の系統運用の中で可能な範囲を模索するものである。財団のみならず多くの人々が指摘するように、地域間連系線の活用、発電出力予測の活用、需要対策など、自然エネルギーの導入を先駆的に進めてきた国や地域の知見と経験がこれまで日本の系統運用に活かされてこなかったことが、接続回答留保問題の根本的な原因である。であるならば、現行の運用ルールにとらわれず、中長期視点から欧米諸国の系統運用の知見を最大限取り入れ、接続可能量の検討を行うべきである。こうした面での検討が行われていないことは、今回の算

定結果の妥当性を損なうものとなっている。

以下では、系統 WG で行われた接続可能量の算定の方法および前提条件において、今後の接続可能量の評価において重要と考えられる三つの点について述べる。

第一に、各電力会社のベース供給力の算定において、原子力発電の設備容量をどのように設定すべきか、という点である。系統 WG に報告された各電力会社の算定では、各社が保有・受電する原子力発電設備をすべて計上し、ベース供給力として稼働する想定をとっている。

2014年4月に策定された新たな「エネルギー基本計画」は、その冒頭に「震災前に描いてきたエネルギー戦略は白紙から見直し、原発依存度を可能な限り低減する。ここが、エネルギー政策を再構築するための出発点であることは言を俟たない。」と計画策定の大前提を述べている。更に本文中においても、「省エネルギー・再生可能エネルギーの導入や火力発電所の効率化などにより、可能な限り低減させる」と明確に規定されている。

こうした基本計画の趣旨にのっとれば、本来、系統 WG における算定でも、ベース供給力として見込む原子力発電の設備容量は、自然エネルギーが最大限に導入されるように、「可能な限り低減する」べきである。

にもかかわらず、系統 WG での算定では、原子炉等規制法において、原則運転終了すべきと決められている運転期間 40 年を既に超えるか、今後 5 年以内に超える 5 基の原発(表 3 で□で囲んだもの)も供給力として含めている。さらに、現在建設中の大間原子力発電、島根原子力発電 3 号機も含まれている。

このような設定を行った結果、昼間最低負荷に占める原子力発電の供給力の割合は、北海道電力で 56.9%、九州電力で 55.7% など極めて大きな割合を占め、その分、自然エネルギーの接続可能量を小さくしている。

原子力発電施設をすべて供給力として見込むことは、「エネルギー基本計画」の趣旨にも反するものであり、極めて問題が多いと言わざるを得ない。

そもそも、原子力発電については、東日本大震災前に定められた規定をもとに長期固定電源として優先給電の対象としているが、今後もこうした位置づけを継続するべきなのか、原子力の優先給電の是非についてもまったく議論されていない。確かに、新エネルギー小委員会で、他の電源も含めた優先給電のルールを検討することは困難と考えられる。しかし、系統 WG における自然エネルギー電源の接続可能量の検証では、原子力発電の設備容量についても様々なケース設定を行い、それによって、自然エネルギーの接続可能量がどのように変わってくるかについての検討が行われるべきではないだろうか。

表3 系統WGの接続可能量算定において稼働想定されている原子力

	北海道	東北	北陸	中国	四国	九州
稼働想定している原子力発電所	泊1 泊2 泊3	東通 女川1 女川2 女川3 柏崎刈羽1 東海第二 大間	志賀1 志賀2 敦賀1 敦賀2	島根1 島根2 島根3	伊方1 伊方2 伊方3	玄海1 玄海2 玄海3 玄海4 川内1 川内2
設備容量(万kW)	207	389	171	265	202	526
設備利用率	84.8%	69.8%	71.3%	76.1%	83.1%	83.4%
評価供給力(万kW)	176	235	122	202	168	439
昼間最低負荷に占める割合	56.9%	29.7%	48.3%	36.4%	63.5%	55.7%

出所：資源エネルギー庁（2014）「各社接続可能量の算定結果(暫定)」(2014年12月16日：第3回系統ワーキンググループ資料)をもとに作成。

注：□で囲んである原子力発電所は2020年までに40年の運転期間に達するものである。また、各電力会社で稼働想定している原子力発電所は、自社保有分に加えて他社受電分も含む。

第二の問題は、地域間連系線の活用をどのように織り込むかである。第3回系統WGにおいては、各電力会社から地域間連系線の活用について自主的に約束して接続可能量に加える分のほか、地域間連系線の空容量の一部について活用できた場合の太陽光発電の接続可能量の増加を示している。各社の想定をみると、それぞれ連系線の利用可能量についての考え方が異なっている。さらに、自然エネルギー電源の連系線活用分については、安全性をみた連系線の運用容量に対してわずか5～16%にとどまっている。

2012年7月の電力システム改革の基本方針において、「③連系線の運用見直し」として「連系線の利用を拡大するため、空き容量算定方法や運用方法の見直しを実施する」とある。これを受けて、制度設計ワーキンググループでは、広域的運営推進機関(以下、広域機関)において定める送配電等業務指針における地域間連系線等の利用ルールについても検討を行っている¹⁰。こうした制度議論を参照しつつ、地域間連系線を最大限活

¹⁰ 資源エネルギー庁（2014）「事務局提出資料～広域的運営推進機関のルールについて～」

用した場合の最大限の自然エネルギーの接続可能量の算定を行うことが求められる。

第三の問題は、接続可能量の算定において、太陽光発電と風力発電の最大出力と需要の関係をどのような方法で評価するかである。最大出力については、太陽光と風力のそれぞれの最大出力で評価するのではなく、時間別の合成した出力で評価すべきである。これは、系統 WG 第 2 回の論点 1 で議論され、今回の算定に反映されている。しかし、需要量との比較については、毎月の太陽光・風力の合計出力の上位 5% 値(2 σ)をとり、これを当該月の晴天時の需要と比較する方法が採用された。つまり、太陽光・風力の合計出力の上位 5% というかなり高い出力がその月の晴天時に毎回発生するという想定である。このような手法は国際的にも推奨されていない。IEA Wind Task 25 による風力大量導入における電力系統の設計と運用に関する報告書¹¹でまとめられている各国における解析手法(数十分あるいは 1 時間ごとにその時々々の需要実績と、太陽光・風力との合計出力の予測との関係を見る手法) およびその知見を活用し、適切な太陽光・風力の接続可能量の評価を行うべきである。

以上、述べてきたように、系統 WG で行った接続可能量の算定は保守的であり、特に原子力の設備容量の想定と地域間連系線の活用については大きな問題が残っている。

第 9 回制度設計ワーキンググループ、(2014 年 10 月 30 日)を参照

¹¹ IEA Wind Task25 (2009) Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power, (日本語版: 近藤潤次・安田陽訳(2012)「風力発電が大量に導入された電力系統の設計と運用」)

3. 資源エネルギー庁案についての検討

前節では、現状の運用を踏まえて、自然エネルギー政策にかかる重要な課題を3つ取り上げてその対策の方向性を議論した。他方で、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新エネルギー小委員会でもまた、FITの制度的課題について議論が行われ、12月19日に開催された第8回小委員会では、資源エネルギー庁の制度改善提案がなされた。そこで検討された案(以下、エネ庁案と略記)のうち、出力制御(抑制)ルールの見直し案、価格決定のタイミングおよび滞留案件への対応について、以下に検討する(なお、このエネ庁案は、今後、パブリックコメントにかけられることとなっており、財団では、その内容について更に検討を進めて行く予定である)。

1) 出力制御ルールの変更について

エネ庁案では、前述した系統WGでの接続可能量の算定を踏まえ、電力の需給バランスを維持し、系統安定性を保ちながら自然エネルギーの導入を拡大するための方策として、出力制御ルールを変更することとしている。

まず、最初に指摘しなければならないのは、出力制御は、自然エネルギーの導入が相当規模に増え、需要よりも自然エネルギーの供給力のほうが大きくなる可能性がでてくる場合に、様々な対応策をとったうえで、「最後の手段」として採用すべきものだということである。しかし、前節で指摘したように、系統WGで算定された接続可能量は、地域間連系線の活用や気象データを活用した発電量予測などの手法の導入を想定せず、また老朽原発全ての稼働も見込むなど、様々な限界や問題点を含むものである。これらの点を解明し、接続可能量の拡大に関する十分な検討がないまま、出力抑制の拡大を進めるのは妥当な方向とは言い難い。

ドイツやスペインなど自然エネルギー導入の先進国でも出力抑制の仕組みはあるものの、実際に抑制された量は極めて少ない。電力需給バランスを確保する最終的な手段として、的確な出力抑制を発動できる仕組みを整えることは必要だが、既に諸外国に多くの実例があるように、系統運用を柔軟に行えば、その発動が必要になることは決して多くないのである。

エネ庁案では、(1)500kW未満の設備における出力抑制対象電源の拡大、(2)遠隔出力制御システムの導入義務付け、(3)出力抑制上限値を日単位から時間単位に変更、(4)指定電気事業者制度の4点の出力制御ルール見直し提案が行われた¹²。

これらの提案のうち、遠隔出力制御システムの導入義務付け、出力抑制上限値の時間単位への変更は、自然エネルギーの導入を先進的に進めている国や地域で以前から行わ

¹² 資源エネルギー庁(2014)「新たな出力制度システムを活用したバランスのとれた再生可能エネルギーの導入等について(案)」第8回新エネルギー小委員会 資料2

れているものであり、導入過程において事業者に過度の負担を課すことがないようにするなどの配慮は必要だが、本当に必要な場合だけに機動的に出力抑制を行うことを可能にするという意味で、基本的に望ましい改善と考えられる。ただし、500kW未満の設備における出力抑制対象電源の拡大については、特に住宅用太陽光発電を対象にすることの是非について更なる検討が必要と考えられる。

エネ庁案の中で、最も大きな問題を有しているのは、指定電気事業者制度の適用を拡大する方向が示されたことである。指定電気事業者制度とは、自然エネルギーの接続可能エネルギー超過が見込まれる電力会社について、経済産業大臣が「指定電気事業者」に指定する制度である¹³。この指定電気事業者に指定された電力会社は、その接続可能エネルギーを超えても接続を求める自然エネルギー事業者に対して、無制限かつ無補償の出力抑制を行うことができる。

この制度には、以下のような問題点がある。

第一に、そもそも、指定の前提となる接続可能エネルギーの算定の妥当性について、第三者がチェック・検証する仕組みがないことである。今回行われた系統WGでの検討は、前述のように極めて不十分なものであるが、このような場での検討すら、制度的に確立したものではない。今後も、運用方法の見直し、原発の廃炉など、送電網の整備など、様々な要因で接続可能エネルギーは大きく変化する可能性があるものの、それを誰がどのような形でチェックし、検証するのかといったプロセスについて何の規定もない。

第二に、この制度では、電力会社が無補償で出力抑制を無制限に行えるため、自然エネルギー事業者の事業収益が大幅に減少すると認識される可能性がある。電力会社は将来の出力抑制の見通しを公表するとしている。しかし制度的に、無制限の出力抑制が無補償で行い得る、という仕組み自体が、実際に抑制が行われるかどうかにかかわらず事業リスクを高めるものとなりうるものであり、金融機関からのファイナンスに大きな支障が生ずる可能性を否定できない。

FITは、一定の期間、固定価格での買取を確実にすることで事業の採算性を明確にし、自然エネルギーの導入を促進する制度である。無補償で無制限に出力抑制を行える本制度は、FITの根幹を脅かす可能性がある。

第三に、電力会社が本制度における出力制御を適切に行い、自然エネルギー電源に対して過剰な出力抑制を行わないように監視をする仕組みが用意されていないことである。このような制度を拡大していくのであれば、最低限、運用状況の報告や情報公開とその監視に関するルールが定められるべきと考える。

指定電気事業者制度は、これら多くの問題をはらむものであり、この制度の適用を拡大していくことは、自然エネルギーの普及にとって大きな障害となるものである。このような制度を運用するのであれば、最低限、以下の点が必要である。第一に、独立性か

¹³ 電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法施行規則第6条7項

つ透明性を確保した形での接続可能量の算定手法およびプロセスについて定めるべきである。第二に、一定量以上の出力抑制に対しては、補償を行う制度を導入すべきである。ドイツ、ポルトガル、アイルランドなどの諸外国では、風力発電の出力抑制について、補償規定が存在している。諸外国における出力抑制のルール等を参考にしつつ、事業者の投資意欲を削がないルールとすべきである。第三に、指定電気事業者が恣意的な出力抑制を行わないよう、その実績および抑制を行った根拠等を公表すべきであり、毎年その状況を国の審議会等で検証すべきである。

2) 買取価格決定のタイミングについて

エネ庁案では、電力会社と自然エネルギー発電事業者との間の接続契約を締結した時点で買取価格が決まるという案が提示されている。さらに、電力会社側のみの事由で、接続契約まで時間がかかった場合に対する自然エネルギー事業者の保護策（以下、例外措置と呼ぶ）が加えられた。電力会社側の事由のみで接続契約に至らない場合は、接続申込みから9か月後の時点の買取価格を適用するという案である。つまり、この例外措置は、当該年度6月末までに接続申込みをすれば、当該年度の買取価格を適用するというものである。これは事実上4月から6月末までの3か月間に接続申し込みをした案件は、これまでと変わらない運用方式が適用され、7月から次年3月末までに申し込んだ案件は接続契約時点となる規定となっていると考えられる。

表4 買取価格決定のタイミングについての整理

価格決定 タイミング案	運転開始 時近接度	効果	弊害
接続契約時 (原則)	△	事業化確度は高い。 資金調達しやすい	運転開始までの時間かい離がやや懸念 される。
接続申込時から9 か月後の価格適 用(電力会社事由)	×	電力会社の作業の 遅れを考慮してい る。	6月末に大量に駆け込み発生の可能 性。コストと価格のかい離発生の懸念 が大きい。

この例外措置にはいくつかの問題点がある。第一に、例外措置の適用を受けることが発電事業者が電力会社からの不当な接続工事負担金の請求を受けた場合、「電力会社側の事由のみ」にあたらぬ可能性があり、この場合は例外措置の適用を受けられない可能性が高い。第二に、例外措置に該当することを電力会社が証明することとしているが、電力会社による恣意的な運用が行われる懸念が生ずる。第三に、当該年度の買取価格は毎年3月末に公表されるため、例外措置の適用を受けるには、接続検討申込みを買取価格の公表から3か月間以内にしなければならない。これは、接続申込みを、3か月以内

にすることを事実上誘導することになる。第四に、接続申込みが3月末から6月末に集中する状況が生まれると、従来以上に設備認定の認定申込みが短期間に集中し、現実の審査が立ち行かなくなる可能性がある。また、駆け込み認定が年度末から6月末にずれただけで、問題の根本は解決されないと思われる。その結果、6月末に駆け込んだ事業者と電力会社との接続契約は進まず、コストと買取価格のかい離問題は温存されてしまう可能性があるのではないかと懸念される。以上のように、本例外措置には潜在的な問題があるといえる。

3) 滞留案件への対応について

上記接続契約後に価格決定した場合においても、その後のプロセスがスムーズにいかなければ、コストと買取価格とのかい離が大きくなる要因となる。そのため、発電事業者と電力会社との接続契約後、速やかな工事着工に向けた動きが必要である。その意味において、新エネルギー小委員会で提起された滞留案件への対応は必要な論点である。

2014年12月時点で、事務局で提案されている滞留案件への対応案は次のとおりである。第一に、連系承諾から、接続契約締結や工事負担金の支払いまでの各期間について、時間的制約を設ける等の措置も必要に応じて検討する、としている。第二に、接続枠確保の時点を接続契約時点とし、また工事負担金を1か月以内に支払うことである。

本制約については、いたずらに停滞している案件に対して適用する必要性はある一方で、電力会社による恣意的な運用により、事業者側が過剰な工事負担金を請求されたり、あるいは必要以上に急かされることがないようにしなければならない。そのため、行政側で適切なガイドラインを作成し、電力会社による恣意的な運用が行われ、本来進むはずの事業の阻害にならないよう、十分な運用上の留意が必要である。

おわりに

FIT 施行後 2 年経て、ようやく日本の自然エネルギーへの投資が増え始め、自然エネルギー市場が成長をし始めている。太陽光発電がかなり先行して普及しているものの、バイオマス発電および風力発電についても、設備認定量がそれぞれ 130 万 kW を超えてきている。さらに風力発電の場合、環境アセスメント中であり、今後設備認定を受けると予想されるものが 629 万 kW ある¹⁴。潜在的な事業開発案件も含めてみると、FIT が自然エネルギー事業者に対して良好な市場環境を提供しており、それによって国内の自然エネルギー普及は離陸し始めることができたといえる。

同時に FIT による市場創出によって、様々な事業者の参入が起り、事業者間の競争が活発化していることもうかがえる。こうした競争環境創出もあいまって、太陽光発電の初期投資コストの急激な低減がみられる。こうした様々な政策効果についても適切に評価すべきである。

同時に、この 2 年間で自然エネルギー政策上の様々な課題があきらかになった。本提言ではその中でも、①市場展望の不透明性の問題、②コストと買取価格とのかい離問題、③系統全体の制約問題にしばって課題の分析と今後の提案を行った。

一方、いくつかの電力会社による「接続申込への回答保留措置」の導入及びその後の対応の経緯は、日本における電力系統の運営が自然エネルギーの大量導入を可能にするという観点からは全く不十分な状態にあることを明らかにした。こうした状態の改善に向け、これまで欧米で培われてきた自然変動電源を系統に統合するための様々な知見を活用していく必要がある。自然エネルギー財団においても、この点についてさらに検討を進めて行く。

コストと買取価格のかい離問題への本質的対処には、柔軟な価格調整メカニズムの導入が必要であるが、現状では、現行法上の制約等があり、必要な事業者への予見可能性を付与できない仕組みになっている。今後は、自然エネルギーの拡大をする観点から、FIT の枠組みを改善する法律改正も視野にいたした検討を行う必要がある。

その他の残された課題として、2014 年 8 月のディスカッションペーパーでも指摘したように、潜在的に風力発電等への投資需要はありながら、2 年経過しても設備認定までいかない状況も深刻である。この点についても分析を進め、環境および地域に配慮しつつ、迅速な事業開発がすすむよう、規制のありかたを検討していく。

¹⁴ 環境影響評価情報支援ネットワーク「手続き中の環境アセスメント事例」(<http://www.env.go.jp/policy/assess/3case.html>) より財団集計 (2014 年 11 月)。ただし、本集計数値内には、すでに設備認定済みの設備も一部含まれている可能性がある。