

持続可能な 電力供給とは

日本のエネルギー政策に関する評価

ブルース C. バックハイト
2015年4月

要約

東日本大震災及び福島第一原子力発電所事故を受けて、日本におけるすべての原子力発電所は、改正された新規規制基準を満たし、自然災害などに対し安全に運転できる能力を示すことが要求されるようになった。現在も全ての原発が停止中であり、原子力規制委員会の審査を終え、再稼働の許可が下りるのを待っている状況である。その結果、電気事業者による全発電量に対する原発の発電量は、かつての約30%から2%にまで落ち込んでいる。2012年の化石燃料起源の発電量は、全発電量の90%に上っている¹。2012年、日本の化石燃料起源の発電量は、2011年と比較すると21%増加している。増加が最も大きいのはLNGの消費であり、石炭消費の増加分はそれよりも小さくなっている。

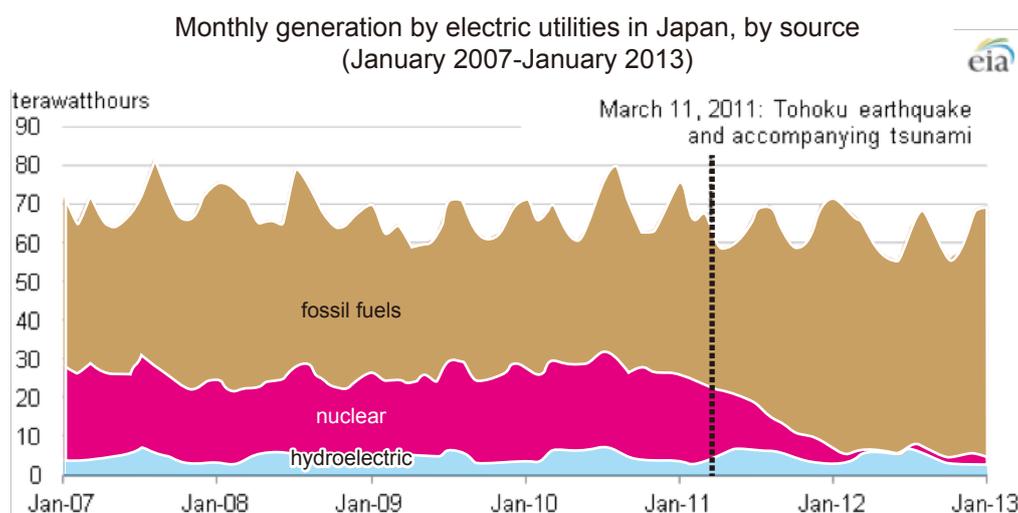


図1 電気事業者による月ごとの発電量（燃料別）
出典：EIA²

化石燃料の輸入価格の急騰と大幅な円安によって日本の化石燃料価格が上昇し、そのことが毎月数千億規模の貿易赤字を生み出す要因となっている。日本政府は2014年4月、「エネルギー基本計画」を改定し、日本におけるエネルギー開発及び利用の方針を示した。「エネルギー基本計画」では、エネルギー政策の原則として、「3E+S」、すなわち、「エネルギーの安定供給」「経済効率性」「環境への適合」、そして「安全性」を実現するとうたっている。この改定計画では、長期的に再生可能エネルギーの研究及び導入が徐々に進むであろうという見込みの中で、石炭火力発電と停止中の原子力発電所の再稼働がベースロード電源を提供するものであるという考え方が示されている。また、計画では、国際的に高効率の石炭火力発電を輸出していくことを世界のCO₂排出削減の手段として推進している。

1. 残りの発電量は、既存の水力発電による。
2. 米エネルギー省情報局、ブルームバーグ LPに基づく。
<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=10391>

一方、アメリカ政府は、2013年6月に発表した「気候行動計画」³の中で、石炭火力発電を継続的に利用することを抑制し、ガスコンバインドサイクル発電をつなぎの橋渡し燃料として利用しながら再生可能エネルギーを速やかに導入していき、低炭素型の社会へ導いていく方針を定めている。この計画の中では、環境保護庁（EPA）によるいくつかの新しい規制案が提案されている。これが最終決定されれば、アメリカにおけるエネルギー開発及び利用に大きな変化を引き起こすことになる。その変化とは、日本の改定「エネルギー基本計画」に記されているものとは全く異なる。2014年1月、EPAは新規の化石燃料起源の火力発電からのCO₂排出量の規制案を提案した。提案された規制は、特に新規の石炭火力発電所の建設を事実上禁止するものである⁴。そしてEPAは、2014年6月には、既存の化石燃料起源の火力発電所の規制案も示した。その内容は、多数の既存の石炭火力発電所を廃止にし、残った石炭火力発電所の効率向上を求めるものであり、さらに、既存の天然ガス火力発電所の利用、再生可能エネルギーの導入、エネルギー効率向上を促進するものである。提案に関する最終決定は2015年6月に予定されている。

本レポートは、気候ネットワークの依頼を受けて、エネルギーの選択肢や論点について評価を行うものであり、特に電力に焦点をあてて、日本の「エネルギー基本計画」や政策議論の中で十分に考慮されていない点も含めて評価を行う。「エネルギー基本計画」は、いくつかの実証的に誤った事実認識に基づいており、日本の3E+Sの検討と関連するさまざまな要素を考慮できていない。本レポートでは、誤った事実認識によって見過ごされている多くの論点について確認し議論する。まず、「エネルギー基本計画」では、日本の再生可能エネルギーの急速な拡大の可能性が過小評価されている。固定価格買取制度（FIT）の現在直面している課題を踏まえたとしても、既に設備認定され建設準備段階にある事業の数は、再生可能エネルギーの供給が十分可能であることを証明している。それらは、FITが現実的に改正され、系統の制約が減じられれば、計画中の新規石炭火力発電よりも早くまた低コストで建設することができる。また、「エネルギー基本計画」では、過去約20年にわたって見られる石炭及び核燃料の価格変動についても過小評価されており、そのような変動を補うリスクプレミアムの構築などが考慮されていない。さらに、古い石炭火力発電所や原子力発電所を継続的に利用することに伴って上昇することになる維持管理コストや、その上に追加される安全対策コストについても考慮されていない。

本レポートではまた、日本のエネルギー分野の運用実績に関する透明性の欠如の問題も取り上げており、既存及び新規に計画される発電所に関して、現在の水準よりもかなり多くのデータが公表されれば、この重要な分野においてより良い政策を展開することができると提案している。アメリカの「気候行動計画」では、既存の火力発電所の熱効率の向上が要請されているところであり、日本についても同様に既存の火力発電所の効率向上の可能性について技術的な評価を試みようとしたが、評価に必要なデータが公開されていないため検証できないという問題に直面した。「エネルギー基本計画」では、この透明性の確保の問題について、計画策定段階で検討すらされなかったということは重大である。

3. <http://www.whitehouse.gov/sites/default/files/image/president27scclimateactionplan.pdf>

4. 提案されているCO₂排出規制は、10万kW以上で33%以上の設備利用率の発電所には1000lb/MWh（グロス）の、また、2.5～10万kWの小規模で33%以上の設備利用率の発電所には、1100lb/MWhとされている。そのため、二酸化炭素固定・貯留技術（CCS）を備えた発電所しか認可されないことになる。

太陽光発電

「エネルギー基本計画」では、再生可能エネルギーについて有望なエネルギー源であると認識し、規制の合理化や更なる研究開発を通じて利用を促進していく方針を示している。しかしながら、「エネルギー基本計画」は、再生可能エネルギーは「現時点では安定供給面、コスト面で様々な課題が存在する」と結論付けている。また、小規模の太陽光発電については分散型発電としての将来的な役割を認めつつも、次のように指摘している。

「発電コストが高く、出力不安定性などの安定供給上の問題があることから、更なる技術革新が必要である。中長期的には、コスト低減が達成されることで、分散型エネルギーシステムにおける昼間のピーク需要を補い、消費者参加型のエネルギーマネジメントの実現等に貢献するエネルギー源としての位置付けも踏まえた導入が進むことが期待される」

更なる技術開発がコストをより低下させることは確かだが、太陽光発電の中でも特に商業規模のものは既に実用化されている。アメリカ、ヨーロッパ及びその他の地域のコスト動向に基づけば、日本においても、新たな石炭火力発電所が建設される頃には、商業規模の太陽光発電は火力発電と競争力を持つようになっていくはずである。数年前、アメリカのエネルギー省（DOE）は、2010年から2020年の間に太陽光発電のコストを75%引き下げるための「サンショット・プログラム」というものを立ち上げた。DOEのこのプログラムを管理するローレンス・バークレイ国立研究所による最新の進捗レポートによれば、既に完了した事業の実コストに関するデータにおいて、わずか3年間で太陽光発電のコストが大胆に低下していることが示されている。全ての規模のシステムコストが大幅に低下していることが示される中で、特に日本のエネルギー政策と最も関連が深いのは、商業規模の太陽光発電のコストがここ数年で大幅に低下しているということである。アメリカでは、商業規模の太陽光発電の導入コストは、天然ガスのピーク時及び負荷追従発電と同程度の水準の11.2米セント/kWhにまで低下しており、燃料価格の変動を適切に考慮した場合には石炭火力発電のコストと同程度の水準である。異なるエネルギー源の発電コストに関する最新の取りまとめでは、商業規模の太陽光発電は、72～86米ドル/MWh（7.2～8.6米セント/kWh）とさらに低コストになっている⁵。

5. http://www.lazard.com/PDF/Levelized%20Cost%20of%20Energy%20-%20Version%208.0.pdf?utm_source=Video+of+Sept.+18+event+with+Lazard&utm_campaign=GCC++Lazard+Event&utm_medium=email

The Falling Price of Utility-Scale Solar Photovoltaic (PV) Projects

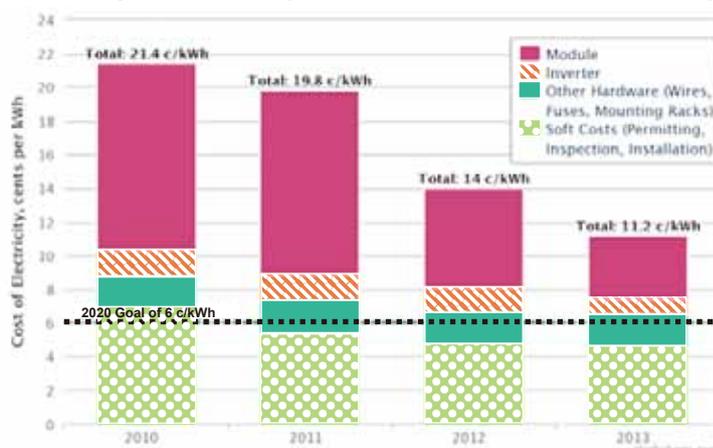


図2 商業規模の太陽光発電（PV）事業の価格低下
出典：DOE⁶

DOEの上記の調査では、日本の家庭用及び商業用の太陽光パネルの価格は、アメリカと比較してわずかに安いことが報告されている。また、中国の太陽光パネルもまたアメリカよりわずかに安いと報告されている⁷。なお、日本の太陽資源は世界の中でも最も良好なうちに分類され、急速に太陽光が普及しているドイツやアメリカのいくつかの州よりも良い条件下にある。

日本政府はこれまで、余剰電力の購入、利用割当基準（RPS）、そして最近では、固定価格買取制度（FIT）というように、再生可能エネルギーの初期の導入を進めるための制度を講じてきた。日本のFITは、太陽光発電の相当量の開発を誘発するのに十分すぎる買取価格を設定しているが、他方で、制度の効果を急激に減じてしまう側面も有している。

電力購入契約（Power Purchase Agreement, PPA）とは、開発者ないし発電施設の所有者（ここでは太陽光発電施設の所有者）と、その電力を消費者に販売する電力会社との間の契約のことである。長期電力購入契約は、収益の予測可能性を高めることとなり、太陽光やその他の再生可能エネルギー事業への投資基盤となる。これまで成功しているヨーロッパやアメリカのFITと異なり、日本のFITは、20年間の買取期間を採用しているものの、電力会社が発電された電力を購入することを保証する「テイク・オア・ペイ（take or pay）」の優先条項を提供していない。日本のFITでは、電力会社が、送電容量の限界などを理由に、再生可能エネルギーで発電された電力の受け入れ拒否をすることができる条件付けがなされているのである。

最新のデータでは、個人による太陽光発電への投資が継続していることが示されているのと共に、多くの設備認定された事業が建設されていないことも示されている。2012年4月から2014年12月までに設備容量7,088万kWの太陽光発電事業が登録・認定されているが、建設が開始された事業は全てで1,541万kWである。一定割合の未建設の事業は、開発のかなり初期段階に、高い買取価格で大きな利益を得ようとした事業者に起因しており、政府は、それらの事業の認証取り消しを行った。その上で政府は、特定の地域における送電システム不足などを理由に、認証事業の設備容量の大きさを問題にするようになっている。

6. <http://energy.gov/eere/sunshot/photovoltaics>

7. http://eetd.lbl.gov/sites/all/files/tracking_the_sun_vii_report.pdf

北海道は、再生可能エネルギーの豊富な場所であるが、70万kWの再生可能エネルギーが導入されてからは、北海道電力には制限や補償なしに再生可能エネルギーの出力制御ができる権限が与えられてきた。2014年9月24日、九州電力が新規の再生可能エネルギーの接続契約の申込みに対し、一時的に回答保留すると発表した。九州電力は、2014年3月だけで、7万件の接続申込みがあり、太陽光及び風力の接続量は1,260万kWに上ることが判明したと発表している。FITの導入前、九州電力は、2020年の再生可能エネルギーの発電量は300万kW程度と予測していた。九州電力に続き、北海道、東北、四国、沖縄電力も同様に再生可能エネルギーからの電力の接続に対する回答保留を発表した。

2015年1月、日本政府は、FITの見直しを行った。資源エネルギー庁による見直しは、買取価格の引き下げとともに、商業規模の再生可能エネルギー事業者からの電力買取を抑制する権利を電力会社に与え、再生可能エネルギーからの発電量を時間単位で「リアルタイム」に制御する概念（出力制御）を導入した⁸。この制度によれば、電力会社は、再生可能エネルギーからの電力（小規模発電を含む）を、「接続可能量」に基づいて発電事業者へ補償なしで制限することができる。「接続可能量」では、原子力や新規建設を含む火力発電が優先的に接続されるという考え方が取られている。

買取価格の引き下げや危うい事業の認定取り消しは、日本における再生可能エネルギーの導入の大きな障壁にはならないであろうが、原子力や火力発電に依存する電力会社が補償なしで再生可能エネルギー電力の制御ができるということは、投資家の借入金の支払い能力に不確実性を生じさせ続け、再生可能エネルギー事業への投資を凍り付かせてしまう。大規模な電力会社は再生可能エネルギーを効率的に導入していく最も適した立場にあるが、彼らがそのように行動する財政的なインセンティブも欠如している。前述の「テイク・オア・ペイ」原則を適用することは、財政的なインセンティブを付与するものであり、資源エネルギー庁の制度見直しよりもはるかに効率的である。

長期電力購入契約（PPA）は、電力会社が太陽光発電からの電力を全て購入することに合意するものであり、先々の歳入を保障するものである。PPAは、住宅用の太陽光パネルを除き、大規模な太陽光発電施設を建設する際に借入金が必要な場合には、重要な保障となる。再生可能エネルギーの開発事業者は、PPAに基づく権利を金融機関に対して有することができる。再生可能エネルギーの「テイク・オア・ペイ」原則は、高額な輸入化石燃料を用いた発電に対し、低コストの再生可能エネルギーからの電力を優先させるものである。地域独占する日本の電力会社は、全ての有効な申請を受け入れることが求められ、十分に柔軟な送電システムを確保しなくてはならない。もしある段階で再生可能エネルギーからの電力を受け入れられない状況になれば、システム・オペレーターは、システムの安定性を維持するために出力制御を行うこともできるが、その場合でも、電力会社は、制御された発電に対しても支払いが求められる。このような制度はアメリカやその他の国々では当たり前に見られる。この制度では、電力会社が系統強化を行わなければ、再生可能エネルギーの電力の競争力を減じることになるため、対応を加速させる効果を持ち、金融機関に対しても貸付事業が適切に運用されているということへの確信を与えることができる。金利は、新規の再生可能エネルギー事業にとって重要な要素である。PPAでは、再生可能エネルギー開発事業者の債務不履行のリスクが高い場合、事業実施を停止することもある。事業を遂行しても、高い金利によりリスクが大きい場合には、発電コストも高くなる。

8. 見直しでは、再生可能エネルギーの発電事業者への補償なしで、再生可能エネルギーからの電力を制御する仕組み（「30日ルール」と呼ばれる）を、日数単位から時間単位に移行した。

小規模分散型の太陽光発電には多くの利点があり、「エネルギー基本計画」においても、技術開発を継続していくことが見込まれている。一方、商業規模の太陽光発電は、小規模分散型のそれよりもはるかに安価であり、日本において低コスト電力の選択肢を拡大させる意味で重要な役割を担うものと考えられるが、「エネルギー基本計画」では、商用規模の太陽光発電を支援し推進していく方向性はあまり見受けられない。

国際エネルギー機関（IEA）は、既に多くの国で、太陽光発電のコストは、新規の石炭火力発電のコストを含む他のエネルギー源のコストと同等の水準（グリッド・パリティ）に到達していると報告している⁹。IEAはそれを踏まえ、日本における太陽光発電は年率300～400万kWの規模で伸び、2020年までには5,000万kWに到達すると予測している。設備利用率の差を考慮したとしても、新規の石炭火力発電の計画分を相殺する設備容量に相当する。日本より日照量が乏しいドイツでは、新規の太陽光発電事業に対する固定価格買取制度の買取価格は、小規模で13.01ユーロ/kWh（約18円/kWh）、大規模で9.01ユーロ/kWh（約12円/kWh）にまで低下している。この措置は、今後数年で、日本で考えられているよりはるかに大きな規模で普及を拡大させていくためのコスト調整と実施のために取られたものである。今日の買取価格は、主要産業などの需要家が支払う電力価格よりも低く、家庭が支払う総電力料金の半分以下であり、化石燃料や原子力発電の推定コストよりも低い¹⁰。買取価格の低下により、新規の太陽光発電事業の数も低下しているが、なお、半年で計100万kWの事業が追加されており、新規に200万kWの事業が、既に導入されている3,250万kW追加される見込みである。ここで注目すべきことは、世界中の多くの地域において太陽光発電のコストは、新規建設のために再投資を必要とする火力や原子力発電のコストよりも安価になっているということである。

日本の太陽光発電事業者からは、太陽光パネルの価格自体は日本とアメリカとで大きく変わらないのに、日本における太陽光発電コストがアメリカ、ヨーロッパ、中国と比べて高いことが指摘されている。先発事業が後続事業よりも高いということは珍しいことではないが、既にこの分野では世界各地及び日本で十分な経験が蓄積されており、日本で既に多くの太陽光発電が導入されていることを考えても、本来なら日本とその他の地域との間でそれほど大きな違いが生じないはずである。各事業と送電網に接続するために新規の送電網を建設するためのコストがとても高いのかもしれない。あるいは、高いと言われていたのは数年前に報告された価格に基づいており、最近の価格低下を反映していないのかもしれない。あるいは単に、土地所有者が、買取価格を見越してその水準に合わせて土地の借用額を調整しただけかもしれない。大規模な太陽光発電の事業が多数認定されているという事実は、これまでの買取価格が、開発の権利を他に売却することを目論んだ投機家を含め、潜在的な開発事業者にとって魅力的なものだったということが指摘できる。高すぎる買取価格は低すぎる買取価格と同様に日本の長期的な再生可能エネルギーの導入の障害になりうるという点で、このことは特に重要である。

9. http://www.iea.org/media/freepublications/technologyroadmaps/solar/TechnologyRoadmapSolarPhotovoltaicEnergy_2014edition.pdf

10. <http://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/veroeffentlichungen-pdf-dateien-en/studien-und-konzeptpapiere/recent-facts-about-photovoltaics-in-germany.pdf>

風力発電

日本政府の試算によれば、東北、北海道及び九州は、10億kWの風力発電のポテンシャルがあるとされている。

日本では、風力資源の導入はとてま控えめであり、2001～2011年の間には、年間約25万kWの割合で風力発電が導入されてきた。そして現在は、風力発電のコストが安定的に低下しているにもかかわらず、風力発電の導入は年5万kWの水準にまで落ち込んでいる。この落ち込みは、2011年の環境影響評価制度の見直しと軌を一にしている。石炭火力発電は、煙突からの排出物、漏えい排出物、石炭や石炭灰に伴う水汚染問題、騒音などの様々な影響をもたらすのだが、日本の環境影響評価制度では、15万kW未満の規模以下の発電所は環境影響評価なしで建設できるとされている¹¹。一方、発電事業者が1万kWの風力ないし地熱発電を建設する場合には、環境影響評価が求められる。現行の固定価格制度の買取価格においては、1万kWの風力発電事業（2.5MW級の風車4基にすぎない）による歳入総額は年600万ドル（年約6億円）程度と見積もられ、正味の利益は、1年に数億円程度と想定される。このように比較的規模の小さい事業に対し、費用と時間かかる環境影響評価の実施を義務づけることは、より規模が大きく歳入も大きく見込める120万kW級の火力発電や、大規模な風力発電ファームなどの建設と比べても大きな障壁である。このような措置は、風力発電一般に対する差別であると言える。また、小規模分散型の風力発電は、景観という観点からも受け入れられやすく、より広範な地域で風車を設置することによって風力発電の間欠性を減らすことができるが、このような措置は、小規模で分散型の風力発電を導入しようとする事業者の意欲も削いでしまうことになる。

以上の指摘は、風力発電による環境影響を無視したり軽視したりすべきという観点から述べているのではない。大規模な風力発電施設は、言うまでもなく産業施設であり、騒音、シャドー・フリッカー（日影の影響）、バード・ストライク（鳥類の衝突）などを巡る懸念がある。他国では、賢明で効率的な方法でこれらの問題に対応する戦略を採用している。アメリカでは、風力発電のそれぞれの建設地での調査は、7万kW以上に限定している。低周波音やシャドー・フリッカーの問題については、建設地それぞれに高額な調査を行うことは求めず、ゾーニングに関する法律で、建設される風車の高さを踏まえ、所有地との境界からの距離を確保し、セットバックを要請することで対応している。また、州政府の多く及び連邦政府は、渡り鳥の経路やバード・ストライクの懸念のない地域の線引きに関する調査を行っており、風力発電事業者は、政府機関や環境団体と協議し、ベストプラクティスを公表している。これらの義務は、ベスト・プラクティスを用いた早期着工事業のための許可文書に織り込まれており、建設地それぞれの問題にはされていない。

国際エネルギー機関（IEA）が発表した風力発電レポート¹²では、日本の新規の風力発電の導入は、環境影響評価による調査が完了し事業が進められれば、年20万kWの水準にまで戻るであろうと予測している。しかし、典型的な風力発電事業では、設備利用率は30%程度かそれ以下であるため、年20万kWの新規の風力発電は6万kWの火力発電の設備容量に相当する。発電量で見てこの程度の伸びでは、日本のニーズに照らして遅すぎる。比較のために、日本の5分の1の人口規模である米テキサス州の場合を見ると、2006～2015年の間、年平均160万kWの水準で導入されている。もし日本が年160万kWの規模で今後10年風力発電を増やしていったなら、風力発電だけでも、計画される新規の石炭火力発電による発電の大部分を相殺するのに十分な規模になる¹³。そして、それによって日本では、新規の石炭火力発電を建設する必要もなくなり、高額な化石燃料の輸入を減らすこともできる。

11. 11.25～14.99万kWの火力発電には、簡易環境影響評価が求められることもある。

A simplified EIA may be required for 112.5-149.9MW power plants.

12. http://www.ieawind.org/annual_reports_PDF/2013/Japan.pdf

13. あるいは、年320万kWで5年間。そのために必要な設備容量は、北海道と九州の風力の潜在的な容量の0.016%（16/10,000）である。

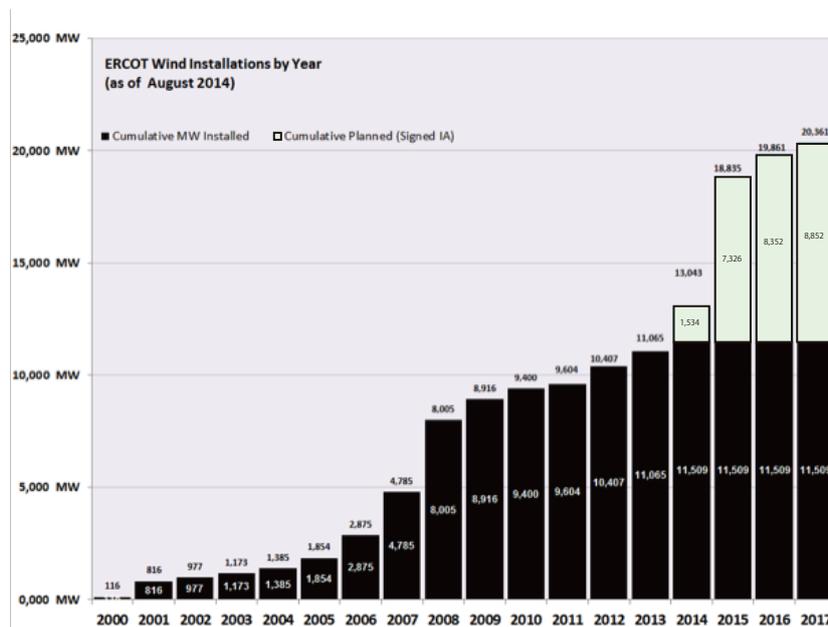


図3 テキサス州の系統運用機関ERCOTの風力発電の導入量¹⁴

「エネルギー基本計画」では、他の多くの国々と同様に、風力資源が最も豊富にある場所は、電力を必要とする大都市の近くにはないという正しい認識を述べている。

「（風力は）大規模に開発できれば発電コストが火力並であることから、経済性も確保できる可能性のあるエネルギー源である。ただし、需要規模が大きい電力管内には供給の変動性に対応する十分な調整力がある一方で、北海道や東北北部の風力適地では、必ずしも十分な調整力がないことから、系統の整備、広域的な運用による調整力の確保、蓄電池の活用等が必要となる。こうした経済性も勘案して、利用を進めていく必要がある。」

同様のことは、再生可能エネルギーの導入を急速に進めてきたテキサス、サウス・ダコタを始めとするアメリカのいくつかの州にも当てはまる。テキサス州の風力発電の導入の歴史は、新しいエネルギー源の導入のために公的支援が果たすべき役割についての、いい事例である。数年前、テキサス州議会は、電力システムのエネラーターに対し、同州における風力発電の導入を拡大することができる送電システムの開発を求める法律を可決した。法律では、遠隔地でありつつも風況の良い地域を「競争的再生可能エネルギーゾーン（CREZ）」とし、必要な事業を同州の納税者で広く支援する財政メカニズムを構築した。現在では、約70億ドル近い費用によって、CREZの事業は、186事業と3,600マイルに及ぶ345kVの系統連系線とネットワーク強化を有するに至っている。1,850万kWの風力発電による電力を、遠隔地からテキサスの大都市へ送電することができる容量である。手ごろな価格で市場へ電力を送ることができることから、発電事業者は、設備容量を増やしてきた。ここでもう一度繰り返すが、テキサス州議会の立法という行動ひとつによってテキサスが過去数年で導入してきた風力発電の容量だけでも、日本で計画されている石炭火力発電を置き換える規模になっている。

14. http://www.ercot.com/content/committees/board/keydocs/2014/ERCOT_Monthly_Operational_Overview_201404.pdf, 17頁

テキサス州の事例で知っておくべき重要なことは、テキサスはカリフォルニアとは違うということである。風力や太陽光発電を急速に拡大してきたテキサス州は、サウス・ダコタ州、カンザス州、その他の州と同様に保守的な地域である。テキサス州議会は、温室効果ガス排出削減のためにCREZを実現したのではない。住民の福利のため、そして、法的対応がなくては実現できなかったであろう価値の高い風力発電資源の価格低下のために行ったのである。テキサス州の電力化率はアメリカ全土の平均よりも低く、石炭火力発電に過度に依存している周辺州と同等かそれ以下である。そして、テキサス州における新たな再生可能エネルギーによる電力は、天然ガス発電と同程度の価格になっている。それも、日本の輸入LNGとは異なり、テキサス州が非在来型の安価なシェールガスが手に入る中においてである。「エネルギー基本計画」の中では、風力発電の導入は大規模な調整システムが存在するところにおいては容易であるが、その問題があるために日本ではアメリカのように容易ではないということが示唆されている。しかし、テキサスのほとんどの地域は、アメリカ国内の他の地域と地域間連系がなされておらず、テキサスの主な風力発電設備は、アメリカの他の地域の送電網とはつながっていない。テキサスの事例は、日本でも出来るということを示す好事例だと言えよう。

なお、「エネルギー基本計画」では、風力発電は新規の石炭火力発電よりも高いという誤った認識に立ち、「風車の落下事故」等の発生課題もあるとしている。風車の落下事故は技術開発の初期段階にはみられたが、もはや10年以上前に解決された問題である。風力発電は一般に、従来型の石炭火力発電の新設や、日本政府が推進しているIGCC（石炭ガス化複合発電）の新設よりも低コストであると考えられている¹⁵。

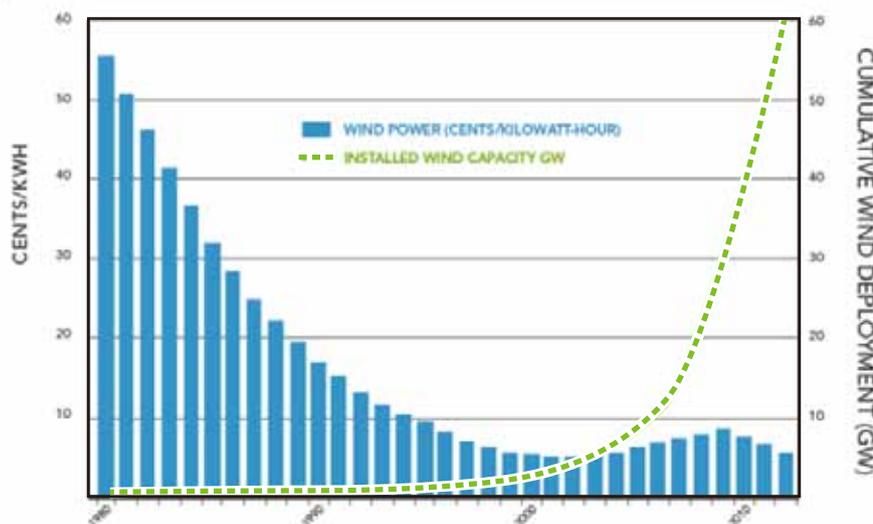


図4 アメリカにおける風力発電のコスト低下
出典：アメリカ風力エネルギー協会¹⁶

15. <http://www.lazard.com/PDF/Levelized%20Cost%20of%20Energy%20-%20Version%208.0.pdf>

16. <http://www.awea.org/Resources/Content.aspx?ItemNumber=5547>

また、「エネルギー基本計画」では、陸上風力に対しては、具体的な支援についてわずかにしか触れていない一方で、洋上風力に対してより手厚い政策支援を行おうとしているようである。最も顕著なことは、「エネルギー基本計画」では、陸上風力の開発を進めるために必要となる送電網の拡充については、風力発電事業者と地域独占をしている日本の電力会社との間の合意に委ねられていることである。陸上風力と洋上風力のトレードオフは必要なく、両方の開発が必要である。「エネルギー基本計画」では、洋上風力は、中長期的に不可欠であるとしている。陸上風力と異なり、洋上風力については、二酸化炭素固定・貯留技術（CCS）と似たような環境団体からの懸念も示されている。近年、石炭火力発電の継続的な利用を主張する者は、CCSと洋上風力への支援を装っているが、それは、近い将来に実現できる技術ではない限りにおいての支援であり、CCSや洋上風力が実用化に近づいてくるにつれ、アメリカやその他における産業界の支持は、それらの技術に伴う高いコストが原因で消え失せてしまっている。ドイツ政府などいくつかの政府は、現時点のコストにかかわらず、洋上風力の実施を真剣に考えている。将来有用で低コストにするために洋上風力の技術開発を進めるべきではないとする理由はないが、将来のどの段階になるかまだわからない洋上風力の可能性を理由に今日利用可能な技術の普及を遅らせてはならない。陸上風力及び商業規模の太陽光発電の導入は、洋上風力が妥当でコスト効果的になるまでの橋渡し及び補完する選択肢として、継続して導入していくべきである。

石炭火力発電

「エネルギー基本計画」では、新規の石炭火力発電を推進しており、その理由として、(1)地政学的リスクが化石燃料の中で最も低いこと、(2)熱量当たりの単価も化石燃料の中で最も安いこと、を挙げている。また、石炭ガス化複合発電（IGCC）などの新技術の利用についても、発電量当たりの温室効果ガスを“抜本的に”下げるとして推進している。さらに「エネルギー基本計画」では、国内での石炭利用が必要であるとするのみならず、日本の石炭火力発電技術を海外に導入することも推進している。日本はこれまで、日本の超臨界圧を中心に石炭火力発電技術の導入を世界各地で積極的に展開してきた。

まず明らかにしておくべきことは、石炭ガス化にせよ超臨界圧火力発電技術にせよ、新しい技術ではないということである。石炭のガス化は、1600年代に初めて発見された技術であり、アメリカ、ヨーロッパなどで、照明や冷暖房に広く用いられてきた。第2次世界大戦前には、2万の石炭ガス化装置が利用されていた。第1次世界大戦後には、世界中のほとんどの地域で石炭は石油に置き換えられたが、南アフリカだけは例外であり、アパルトヘイト政策によって石炭ガス化への依存が続いた。1970年代の第1次オイルショックによって、石炭ガス化への関心が復活し、最初のIGCC発電所がアメリカで建設された。石油価格が下がるとIGCC発電所への関心も低下したが、1990年代に石油価格が高騰し、アメリカ及びヨーロッパで複数の新規のIGCC発電所が建設された。2010年時点で、144基のIGCC発電所があり、27か国で427のガス化装置が運用されている¹⁷。

超臨界圧火力発電技術は、温度と圧力を引き上げて運転するものである。この技術が最初に開発されたのは、1950年代のアメリカにおいてだった。1960年代には日本においてもこの技術が採用され、以来、世界中で技術改良がなされ進化してきた。現在、世界中で運転している石炭ないし褐炭の超臨界圧・超々臨界圧・先進超々臨界圧火力発電は、400基以上に上る。

さらに、これらの技術は、発電量当たりの温室効果ガスの排出を“抜本的に”削減するものではない。これらの技術は、現行の超臨界圧の発電所と比べて10～15%の割合でCO₂排出削減をするもので、些細な量と言わないまでも、けっして“抜本的”な削減ではない。既存のLNG発電を、最新鋭のIGCC技術の石炭火力発電に置き換えたら、排出量は倍増してしまう。また、既存の石炭火力発電所を、比較的排出量の小さい発電所に置き換えれば、発電所の残された寿命によっては、2倍から10倍にまで、運転期間中の排出を増加させることになる。仮に、古く効率の悪い発電所が残り5～10年間運転を続けるとすると、その後の代替エネルギーは、再生可能エネルギーないし地熱エネルギーになっているだろうと考えるのが妥当であると言えるが、仮にその発電所が早い段階でIGCCに置き換えられたら、社会が許容し続ける限り、発電事業者は、石炭を利用した発電の継続を決定づけることになる。さらに重要なことに、高効率の石炭火力発電所の運転による排出削減水準は、気候変動問題の意味ある解決策として十分なものではない。また、特筆すべきことは、超臨界圧・超々臨界圧・先進超々臨界圧火力発電技術は、超臨界圧火力発電のコストとほぼ水準であるが、IGCCによるコストは相当高いということである。

「エネルギー基本計画」は、事実に基づいて石炭火力を支持するのでもなく、国内・国際両方において、超々臨界圧やIGCC発電所の利用増加が必要であるとする合理的な理由も説明されていない。日本が新たな石炭火力発電所を建設しなくてはならないということを示すような事実に基づいた議論もなされていない。同様に、ベトナムやミャンマー他に、日本政府や国際協力銀行（JBIC）が積極的に売り込みを行っている国に石炭火力発電が必要であるということを示す事実も示されていないし、もし日本が石炭火力発電技術ではなく先進的な再生可能エネルギー技術を輸出する方針を決定したら日本経済が苦境に追いやられるといったことを示す論拠も示されていない。

17. <http://www.netl.doe.gov/research/coal/energy-systems/gasification/gasifiedpedia/history-renewed>

日本の電力会社及び卸電力事業者は、約4,200万kWの石炭火力発電を運転しており、日本の電力の28%を提供している。2014年時点、日本の電力会社は、今後14年で計1,100万kW（180万kWの新規のガス火力発電、350万kWの新規の石炭火力発電、さらに700万kWの燃料が特定されていない火力発電）の火力発電の新設を計画していた¹⁸。「エネルギー基本計画」では、原油及び天然ガス価格の上昇傾向が続き、現行水準に止まるか、新興国の需要増加によりさらに上昇するとしている、それに対し、石炭価格は比較的安定しているとしている。

一度、数千億円規模の新規の火力発電への投資が行われれば、事業者は40～60年はその燃料を使い続けることになる。しかし、数年後から将来に向けて、それぞれの燃料価格がどの程度になるのかについて正確に予測することは不可能である。アメリカは、わずか4年後から将来に向けた天然ガス価格の予測を、100%の誤差をもって外した。2013年の天然ガスの実際の価格は、政府が非在来型のシェールガスの存在を十分認識した上でのものであったが、2009年に予測した価格の半分に止まった。「エネルギー基本計画」における記述とは異なり、石炭価格の長期にわたる変動は、石油やガスと似ている。図5は、過去20年の化石燃料の価格を示したものである。この期間の石炭価格のピークは、それ以前の時期の平均の6倍に相当する。この傾向は、他の化石燃料の価格のピークにおいてもおおよ同様である。後に述べるよう、ウランの価格についても同様のことが言える。また、オーストラリアの洪水やインドネシアの石炭輸出政策の変更などのように予測できない事象によって石炭価格は大きく影響されるということも歴史が物語っている。

石炭とLNGの価格の差は、今後の価格変動でもその程度であるというものでもない。実際、石炭価格は、現時点ではLNGよりも安いですが、そのことは今後40～60年先もそうであり続けるかを予測する根拠にはならない。石炭火力発電所の新設によって容量が拡大されるのには数年を要する。石炭価格が上昇し、大幅な需要増加が見込まれる中、石炭事業者は、近年大幅な供給拡大を図ってきた。しかし予想されていたほどの需要は存在せず、石炭は現在供給過多の状況にある。多くの石炭事業者は破産宣言をし、石炭採掘場を閉じ、労働者を解雇し、生産調整を行い価格の安定化を図っている。石炭のアナリストは、石炭事業者は現在、採算割れの状態で石炭を販売していると報告している。すなわち、石炭価格は当面の間、これ以上大幅に価格が下がる可能性はないと言える。供給が需要に近づくように調整されれば、価格は上昇すると考えられる。価格の変動性は、事業者の需要を見込む能力と、供給過多による追加的な損失のリスクを受け入れる覚悟に依存するということと言える。

18. <http://www.reuters.com/article/2014/03/28/japan-utilities-plant-idUSL4N0MN1X520140328>

図5（右下）のヨーロッパとアメリカの天然ガスの価格で明らかな通り、アメリカの非在来型ガス資源の開発技術がアジアやその他の地域にも供給されるようになれば、安価なガス価格、そしておそらく向こう数十年のLNG価格は下がっていく可能性がある。

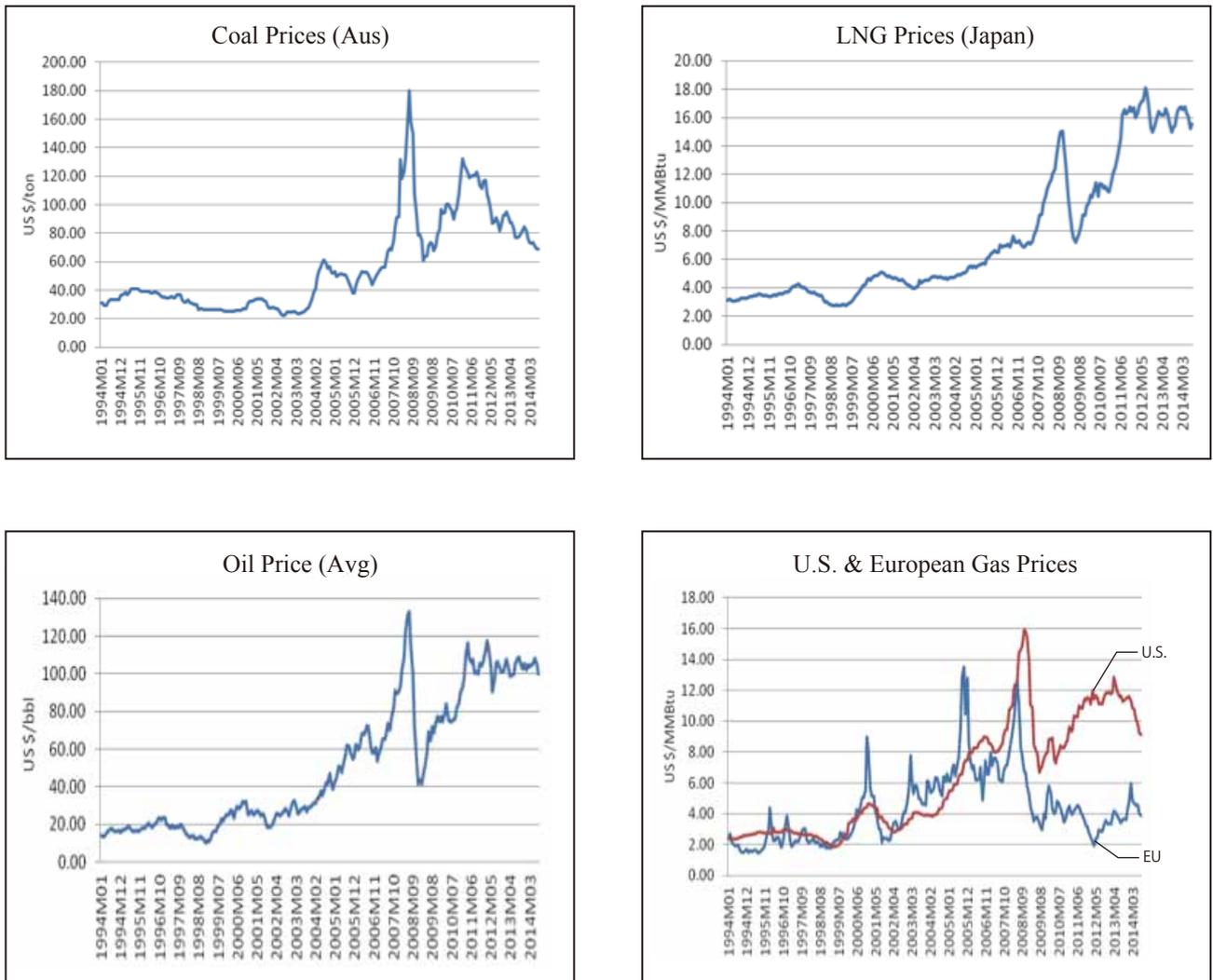


図5 化石燃料価格の推移

(石炭価格（オーストラリア・左上）、LNG価格（日本・右上）、ガス価格（アメリカ・ヨーロッパ・右下））

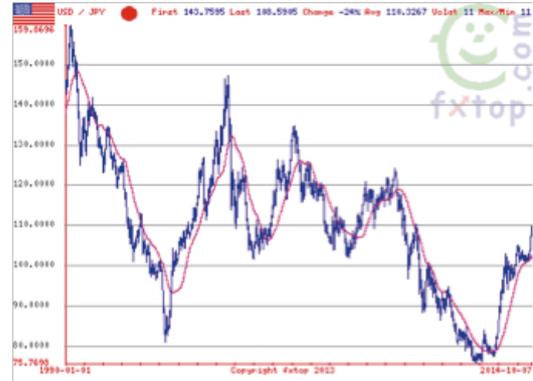
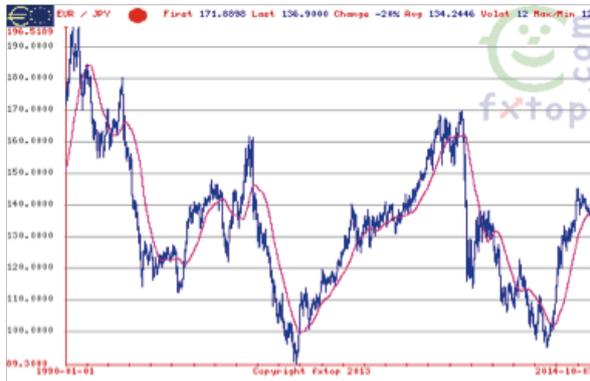


図6 為替レート：日本円 vs ユーロ（左）・米ドル（右）1990-2014

確かに、最近のアメリカの天然ガス価格は、1994年の水準に近づき、石炭よりも低くなっている。重要なことは、数十年先の化石燃料という商品の価格がどうなるのかと予測することは誰にもできないということである。1970年代のオイルショック前に化石燃料価格の高騰を予測できた者もいなかったし、近年のイランとイラクの敵対も、アメリカの水平採掘とフラッキングによるガス価格の大幅な低下も、前もって予測できた者はいなかったのである。歴史的に見て、エネルギー政策の決定に際し、化石燃料価格の変動リスクを考慮することは、現在ほどに重要にはなっていなかった。過去、石炭とガスの価格は、石油価格と連動していたため、石油価格が上昇ないし下落すれば、石炭・ガス価格も同様の変動をたどった。理論的には、発電事業者は、燃料の熱含有量を購入するのであり、熱含有量を提供する様々な燃料の価格は、単に燃料の熱含有量を反映しているだけであると考えられる。しかし、最近では、石油と他の燃料の関連性が変化し、アメリカでは、天然ガス価格は石油価格と連動しなくなっており、また低品位の石炭¹⁹とも連動しなくなっている。ガスコンバインドサイクル発電における効率は、IGCCを含む石炭よりも効率ははるかに高いため、石炭と天然ガスの発電量当たりのコストの差は、経済産業省が示す熱投入量当たりのコストの図に見られるよりも、小さくなっている。

さらに重要なことは、火力発電は、風力や太陽光などの燃料費がゼロで価格変動のない他のエネルギー源との競争力を持つことが要求されるということである。日本のエネルギー政策には、火力発電が価格や為替レートが時を経て変動するリスクを抱えていることによる価格プレミアムについて認識されていることがうかがえない。そのことを考慮せずとも、風力発電は、新規のガスや石炭火力よりも低コストであり、太陽光発電は、日中のピーク時の電力と競争力を持つほどになっている。日本政府がこれらの価格プレミアムのリスクを適切に考慮すれば、再生可能エネルギーは、今後建設される石炭やLNGによる発電よりも安価になるということが明確に示されるだろう。

19. 国際的に取引される一般炭のコストの一部は、石炭の運搬コストであり、それは現在もなお石油価格と連動している。

地熱エネルギー

日本は、世界第3位の地熱資源が豊富な国であり、開発可能な資源は、約3,300万kWあると見積もられる。地熱発電は、ベースロード電源として電気を送ることができ、小規模から大規模まで様々な組み合わせで開発することができる。太陽光や風力のように間欠性のあるエネルギーとは異なり、地熱発電は、ベースロードとして用いられる石炭や原子力発電と同様の設備利用率で発電する。1966～1996年の約30年間、日本では52万kWの地熱発電が導入されたが、それ以降の開発は最近まで止まっていた。開発の障害となっているのは、開発適地が国立公園内にあるということ、さらに、地熱発電によって温泉が枯渇し、温泉地としての価値や観光資源に悪影響を及ぼすことを温泉事業者が懸念していることなどがある。また、日本における地熱発電開発に空白が生じたことが、コスト低減につながる技術開発を失速させてしまっている。

「エネルギー基本計画」では、太陽光発電に対するのと同様に、地熱発電に対する期待を示し、中長期の資源開発について言及しているが、大胆に推進するような具体的な政策については言及されていない。

「開発には時間とコストがかかるため、投資リスクの軽減、送配電網の整備、円滑に導入するための地域と共生した開発が必要となるなど、中長期的な視点を踏まえて持続可能な開発を進めていくことが必要である。」

小規模地熱発電には40円/kWh、1.5万kWを超える事業に対しては、26円/kWhの買取価格が設定されているが、新規の設備認定はまだない。2014年4月に、15年ぶりとなる新規の地熱発電が熊本県で運転を始めた。その他にも国内でいくつかの新設計画があるが、開発計画の立ち上がりは遅い。その理由の一部には、1万kWを超える地熱発電事業は全て、完全な環境影響評価を行わなければならないことにある。さらに、風力や太陽光と同様に、電力会社は発電電力を全て買い取る必要はなく、送電容量が十分に備わっていない場合、接続を拒否することもできる。地熱発電技術を推進する側からは、最初のいくつかの事業が開発されれば地熱発電に対する一般の受容性も改善するだろうという指摘もある。「テイク・オア・ペイ原則」に基づく電力購入契約（PPA）が実用的に貸し手に受け入れられ、送電システムが強化されれば、この価値の高い地熱発電の利用は劇的に拡大するだろう。

原子力発電

「エネルギー基本計画」では、原子力発電の安全性について、次のように率直に述べている。

「東京電力福島第一原子力発電所の事故は、過酷事故への対応策が欠如していたことを露呈した。いわゆる「安全神話」に陥ってしまったことや、被災者の皆様を始めとする国民の皆様に多大な困難を強いる事態を招いてしまったことへの深い反省を、政府及び事業者は一時たりとも放棄してはならない」

「エネルギー基本計画」ではまた、「世界で最も厳しい水準の規制基準」である新規制基準により、現在停止中の発電所の再稼働が出来るであろうという見込みが記述されている。さらに、原子力発電はコストが低廉で変動が少ないとし、原子力規制委員会により規制基準に適合すると認められた場合には再稼働を進めるとしている。これまで見てきたように、「エネルギー基本計画」では、再生可能エネルギーの導入及びLNGの継続的利用はコストが高いとして拒否ないし遅延させ、原子力発電の再稼働を推し進めるという政策方針を取っている。

しかしながら、原子力発電の再稼働に対し、その他の選択肢のコストが本当に高いのかどうかを検証するためには、好ましいとされる選択肢のコストを把握することが必要となる。政府当局は、原子力発電の設備増強の程度やコストについて公に示さない限り、原子力発電が再生可能エネルギーよりも安価だと結論付けることはできないはずである。

ワイブルのバスタブ曲線（故障率曲線）で知られる規制の信頼性理論に基づけば、発電所は、初期に故障が起り、その後故障率は低下し、しばらく偶発故障期を経て、再び急激に上昇し、寿命を終える。アメリカやその他の地域では、多くの原子力発電所が、継続的に必要とされる維持管理コストによって採算性が図れず廃炉（ないしは廃炉予定）に追い込まれている。日本のいくつかないし全ての原子力発電所の再稼働のコスト評価を適切に行うためには、過去及び将来の発電所の維持管理コスト、新規制基準に適合するための設備増強のコスト、運転実績、各発電所の残された寿命、原子力発電所からの電力の均等化発電コストとその他のエネルギー源との比較などの情報を基礎に、国民的議論が行われる必要があると考えられる。

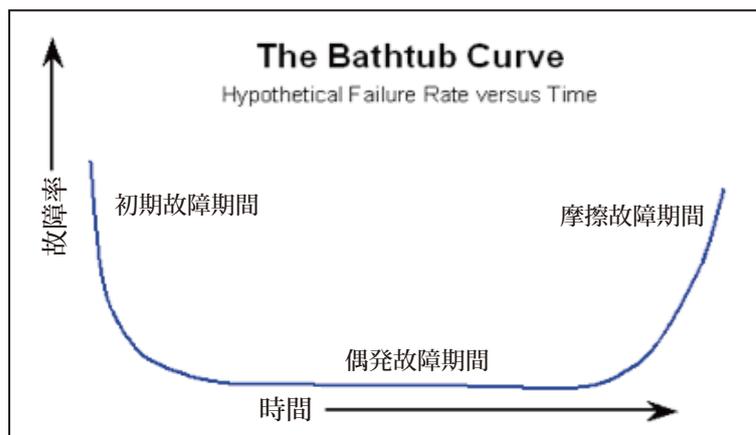


図7 バスタブ曲線 故障率と時間の相関関係

さらに、コスト比較を行う場合には、使用済み燃料の再処理、核燃料の購入にかかるコスト、その変動に関する議論および評価も必ず検討に含める必要がある。アメリカでは、ウラン燃料の価格は、近年の化石燃料とおおよそ同等の割合で上昇している。

さらに、将来の燃料価格、再処理、貯蔵に関するリスクプレミアムに加え、原子力発電をその他の選択肢との間でコスト比較を行う場合には、必ず壊滅的な事故のリスクプレミアムについても評価をするべきである。壊滅的なリスクに対する民間の保険は存在しない

ため、そのプレミアムについて定量化することは容易ではないかもしれないが、福島での事故が知らしめたように、このような無保険の事故は、1kWh当たりの電力に対しゼロサムではないコストがある。原子力発電の将来のコストの算出に当たっては、コンセンサスが得られる数字（あるいはいくらかの幅を持った推計）に到達にできるよう最大限の努力が図られる必要がある。

アメリカにおいては、新規の原子力発電は、電力コストが最も高い選択肢の一つである。古い発電所の維持管理コストの増加や燃料価格変動、壊滅的な事故リスクのプレミアム加え、新規規制基準達成のための設備増強を考慮すれば、再生可能エネルギーは、原子力発電の再稼働よりも費用効果的である可能性が非常に高い。

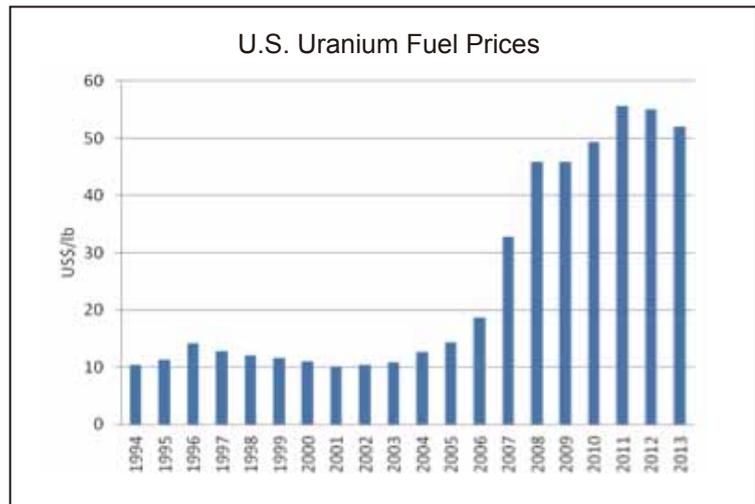


図8 アメリカのウラン燃料価格
出典: EIA²⁰

20. <http://www.eia.gov/uranium/marketing/html/summarytable1b.cfm>

省エネルギー

「エネルギー基本計画」では、省エネルギーの推進は他の技術とともに重要であると結論付けているが、他の選択肢と省エネルギーとの相対的なコストについての議論は展開されていない。福島第一原発事故後の原発停止の間、電力供給不足分を省エネ努力によって相当程度まで補っている中では、この点は日本にとって特に重要である。さらに、省エネルギーは、エネルギー需要を満たす最も低コストの選択肢であると広く認識されているところである。「エネルギー基本計画」では、この省エネに関し、政府によって講じられる措置や、政府が目指す国家目標などの具体的な政策について何も決定されていない。

発電所の熱効率の向上、運転管理・保守点検、低効率の発電所の廃止

「エネルギー基本計画」では、石炭火力発電は「安定供給性と経済性に最も優れている」としつつ、「温室効果ガスの排出量が多い」という問題点についても認識している。そして、“この問題を解決するために”環境アセスメントに要する期間を、リプレースの場合は従来3年程度かかるところを最短1年強に短縮し、IGCC等の技術の開発を推進するという方針を示している。さらに、CCSの“研究開発”の実施を石炭関連産業へ長期間約束するということも織り込んでいる。また、新規の石炭火力発電を世界中で促進していくという、大きな論争を招くような政策方針も決定している。

日本では、既存石炭火力発電所の多くは、それなりに高効率の設計がなされている。日本の関係者の一部は、日本の石炭火力発電所は、世界で運転される発電所の平均的な効率と比較して最も高いと指摘する。「エネルギー基本計画」では、既存発電所の廃止や新規のIGCCへのリプレースについては取り上げられていない。電力会社は、新規の石炭火力発電所の建設を計画しており、新規に追加される設備容量の水準は、石炭という海外の資源への日本の依存度を高めるが、電力コストの低減や石炭の輸入にまつわる貿易赤字の低減には大きく寄与しないものと考えられる。一方、このように（新設によって）長期に化石燃料を購入し続ける方法ではなく、既存の石炭、石油、ガス火力発電の熱効率を改善し、CO₂排出を削減することができる手段がある。しかし、「エネルギー基本計画」では、既存の火力発電における熱効率改善（HRI²¹）によるCO₂削減及び化石燃料輸入削減の可能性についてはどこにも論じられていない。

ある文献²²では、既存の発電所のうち10～15年が経過した発電所の運転効率を改善することができる近年開発された技術が紹介されている。それらの技術とは、燃焼を最適化させるニューラル・ネット²³、応用シール設計、スートブローイング（煤吹き）²⁴、応用蒸気タービン設計などである。これらの技術はそれぞれに既存発電所の効率を0.1～3%程度にわずかに向上させるものであるが、これらを組み合わせれば、運転実績において、石炭火力発電では4%程度にまで改善を図ることができ、他の火力発電ではそれよりは小さいが改善を図ることができる。

21. 発電所の「熱効率」は、発電所の効率を表すエンジニアリング用語である。火力発電の場合は、単位当たりの発電に必要な熱エネルギー量を指し、1時間当たりに1000ワット発電するための英熱量単位における熱投入量（Btu/kWh）として示される。英熱量の代わりにメートル法の単位も使われる。熱効率は、1kmあたりのガソリン使用量（ℓ/km）で表される自動車の燃費と同様、数値が小さいほど良い。

22. NREL、IEA、その他のサイトを参照のこと。

<http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/PartnerCountrySeriesEmissionsReductionthroughUpgradeofCoalFiredPowerPlants.pdf>

23. 「ニューラル・ネット」とは、燃焼プロセスを通じて供えられるセンサーシステムのことであり、コンピュータのアルゴリズムがリアルタイムで燃焼を管理し最適化する。

24. 「スートブローイング」とは、熱交換と発電所の効率を改善するための内部洗浄装置のプロセスを指す。

(日本でも) 既存火力発電所の運転や維持管理により注意を払ってみれば、より大きな改善ができるかもしれない。日本の電力会社は、アメリカの電力会社と同様、すでに稼働期間を通じて高効率を維持しながら発電所の運転を行っていると言うであろう。しかし、アメリカの電力会社の運転実績を見ると、実際にはそうではない。時には10%を超えるような大きな変動が年間効率やCO₂排出割合において観察されている(図9)²⁵。これらの差は発電所によって大きく異なり、発電所ごとの運転・維持管理の実施による違いに起因すると考えられている。福島第一原子力発電事故後の状況から、日本の石炭火力発電は以前よりも高い設備利用率で運転されていると考えられ、高効率を確保し、最もCO₂排出割合の低い状態にするために必要な維持管理を先延ばししているかもしれない。しかし、「エネルギー基本計画」では、(発電所における) 低コストの温室効果ガス排出削減や燃料コスト抑制の可能性については言及されておらず、実際のところ調査も行われていない。

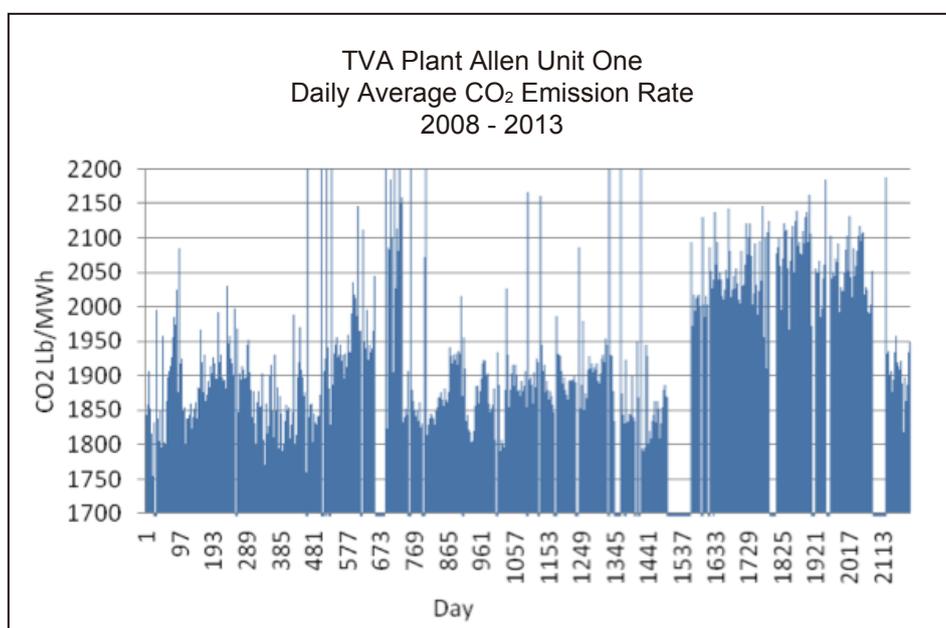


図9 TVA発電プラント・アレン1号機の2008～2013年の日平均CO₂排出量
出典：EPA大気市場プログラムデータ

25. Sierra Club and Earth Justice, Daily Average CO₂ emission rates for representative U.S. coal fired power plants.

(図10に示す) アメリカの発電所では、直近の過去2年のCO₂排出割合が、その前の3年間より約10%増えている。そのため、この発電所の燃費も修正されることなく10%低下している。筆者及びシエラクラブは、近いうちにアメリカの石炭火力発電所の代表的なサンプルについて、この問題の包括的な評価結果を発表する予定である。なお、石炭火力発電所ほどには頻繁ではないが、アメリカのガスコンバインドサイクルの発電所においても、同様に、修正可能でありながら効率が低下しているケースが見られている。

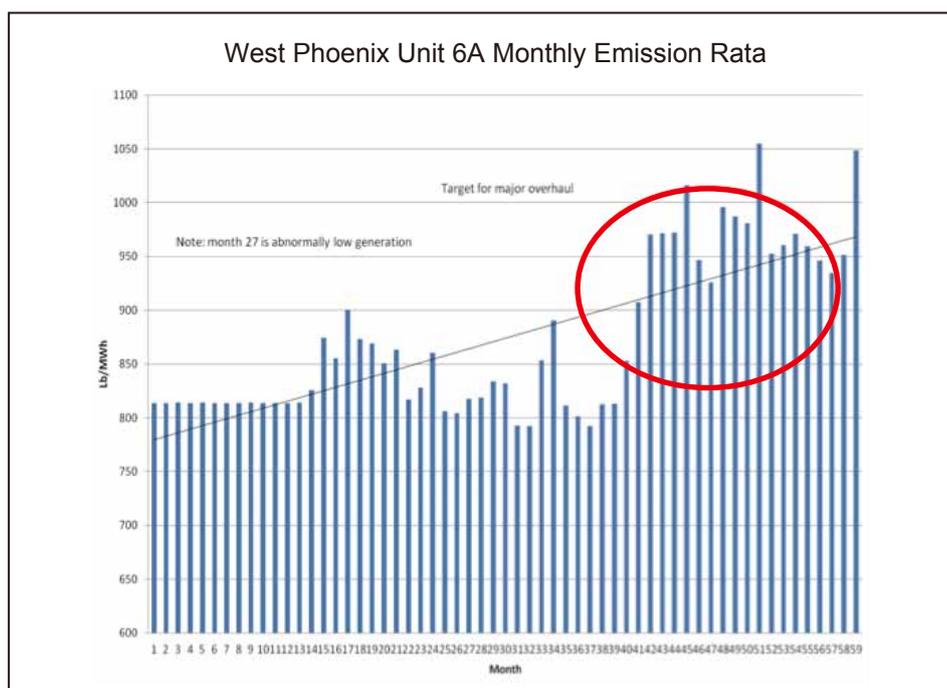


図10 ウェスト・フェニックス6A号機の月単位の排出割合
出典：USEPA大気市場プログラムデータ

「エネルギー基本計画」の方針とは対照的に、日本の消費者のために、CO₂を削減し燃料コストを低減するための施策が必要である。そして、今後数十年にわたって投資家や消費者が高額な化石燃料の輸入に依存せざるを得ないような大規模な設備投資に巻き込まれないようにする必要がある。日本の現在の天然ガス火力発電は十分な設備容量を有しており、広く分散する再生可能エネルギーによる電力の間欠性を補うことができると考えられる。

アメリカの「気候行動計画」と規制案

かつてジョージ・ブッシュ大統領は、アメリカは気候政策の進展やリーダーシップの発揮という点でほとんど何も実施しなかった。他方、オバマ大統領は、この危機的な課題に取り組む必要性があるという理解を示している。アメリカ議会の保守派はいかなる立法も阻止するに足る政治力を有しているため、オバマ政権は、理想的な方法ではないものの、アメリカのCO₂排出を大幅に削減し、国際合意に必要なアメリカのリーダーシップを発揮するために、数々の行政措置を実施している。オバマ政権の最初の措置は、2011年に行われた自動車の燃費基準の緩やかな向上に始まった。2012年4月には、EPAがCO₂は、アメリカの大気浄化法に基づく汚染物質であるとの決定を示し、2025年の目標年までに1ガロン当たり54.5マイル（1リットル当たり約23.2km）という自家用車の燃費基準を発表した。大型車からのCO₂大幅削減を求める同様の制度も準備されている。

そしてオバマ政権は、アメリカの発電及び電力利用のあり方を大きく変えることになる規制措置と行政措置について、次のような提案を行った。

- 新規の火力発電所のCO₂排出規制。提案されている規制値は、二酸化炭素固定・貯留技術（CCS）を一部に備えていない新規の石炭火力発電所の建設を禁じ、ピーク時に適用されるガス燃焼タービン（CTs）を制限する水準である。制度の最終決定は2015年6月に予定されている。
- 既存の火力発電所のCO₂排出規制。規制は、州内の平均値を基に州ごとに実施されるものとして提案されており、以下の内容を含む方法を通じて排出削減を達成するものとなっている。
 - 火力発電の熱効率の改善
 - 石炭、石油、天然ガスによる発電から、低炭素型のガスコンバインドサイクル発電への給電のシフト
 - 再生可能エネルギーによる発電の増加
 - 需要側のエネルギー効率化（省エネ）の強化

提案された制限を遵守する最も安価な選択肢は、1億kWに上る既存の石炭火力発電所を閉鎖し、再生可能エネルギーの設備に置き換えることである。発電部門のCO₂総排出量は、（この制度により）2005年の水準から30%以上削減されると見込まれている。この制度に基づく様々な仕組みの遵守は、2020年から2030年までの間に実施されることになっているが、80%の排出削減は、2020年までに実施されるであろうとされている。

- アメリカでは、2008～2012年に風力、太陽光、地熱からの発電量が倍増している。オバマ政権は、2020年までにさらにそれを倍増する目標を設定している。その目標の達成のために政権は、以下の具体的な対策を取っている。
 - 大統領は2012年に、年末までに100万kWの再生可能エネルギーを公有地に導入することを認可する目標を設定した。国務省はこの目標を予定前倒しで達成し、大統領は、2020年まで追加的に100万kWの許可をするよう指示をした。
 - オバマ政権は、既存ダムにおける水力発電のための許可手続きを改善することを約束し、アイオワ州のデモイン川のレッドロック水力発電所を、最優先事業のためのインフラ許可ダッシュボードに参加する事業として指定した。
 - 防衛省は、アメリカ国内で最大のエネルギー消費をする組織であるが、2025年までに300万kWの再生可能エネルギーを米軍施設に普及させることを決定した。
 - 連邦政府機関は、連邦政府、州政府、部族政府をまたいで再生可能エネルギーの導入を促進するために、送電プロジェクトのサイトの選定、許可、見直しプロセスの最適化を行っている。プラクティスの共有を促進するための事業調査の実施も含まれている。

-
- 連邦政府機関は、2020年までに公的補助を受けている住宅への再生可能エネルギー設備の導入を10万kWに到達させる目標が割り当てられている。この目標には、進捗を把握し、ベストプラクティスの共有を促進するための事業調査の実施も含まれている。
 - 連邦政府機関は、2020年までに公的補助を受けている住宅への再生可能エネルギー設備の導入を10万kWに到達させる目標が割り当てられている。この目標には、進捗を把握し、ベストプラクティスの共有を促進するための事業調査の実施も含まれている。
 - 政府は、オバマ大統領の2030年までに2010年比でエネルギー生産性を倍増させるという目標の達成のためにも様々な新規対策の導入を決定している。
 - DOEは、機器及び公共施設の第1期、第2期の効率基準を設定する。これにより、2030年までに累積で少なくとも30億トンのCO₂が削減できるとされている。
 - 農業省の地域電力サービスは、エネルギー効率化及び省エネルギーの融資プログラムを更新し、地域電力会社に対し、アメリカ全土にわたる企業や家主の省エネ対策への融資資金として2億5千万ドルを提供する。
 - 政府は、業務用・産業用の建築物及び集合住宅のエネルギー消費量を年率2.5%削減していくとする2020年目標の達成を掲げた政府と産業界とのパートナーシップを結んだ。
 - CO₂削減に加え、政権の「クリーンパワー計画」では、その他の温室効果ガスの排出削減の対策も決定している。
 - 政府は、自動車メーカーに対する乗用車やトラックの燃費向上とCO₂排出規制のインセンティブに、カーエアコンで使用されるハイドロフルオロカーボン（HFC）の漏れを削減し、温室効果の高いHFCから転換させることを統合させている。
 - EPAは、重要新規代替政策プログラム（Significant New Alternatives Policy Program）における権限を用い、有害な化学物質の代替を使用することを禁ずるとともに、気候にやさしい化学物質の特定・承認を行うことによって民間部門の投資を低排出技術へ仕向けることを促進している。
 - メタンの排出削減は、炭鉱からごみ処理場、農業、石油・ガス開発に至るまで、経済全体の様々な部門で実施されるものである。たとえば農業部門では、EPAと農業省が乳業関係者とともに、3年にわたって、融資、インセンティブ、その他の支援を通じたメタンの消化剤の利用拡大に取り組んでいる。
 - 石油・ガス部門においては、ガスパイプラインの建設及び改良への投資によってメタン排出を削減し、経済生産性を向上させることができる。EPAは、非在来型天然ガスの開発・精製・流通におけるメタンの放出を管理するための基準を設定している。
 - 政府は、気候の変化に直面する中で、アメリカにおける森林や草地、湿地などの保護・再生のための新たなアプローチの検討に取りかかっている。
-

-
- 「気候行動計画」は、連邦政府に対し、購入及び設備運営においてリーダーシップを発揮することを求めている。
 - オバマ政権の下で、連邦政府機関はこれまで15%以上の温室効果ガス排出削減を実施している。その上で設定された新たな目標では、連邦政府は2020年までに再生可能エネルギーからの電力によって20%をまかなわなければならない。これは、現在の7.5%の目標の2倍以上である。
 - 2011年12月2日、オバマ大統領は、「省エネルギープロジェクトと性能ベースの省エネ契約の実施」と名付けられた覚書に署名した。ここで連邦政府機関には、「よりよい建築物への挑戦 (Better Building Challenge)」を支援するために、2年間で20億ドルに相当する性能ベースの契約を結ぶことが求められている。性能に関する契約は、経済発展を加速させ、民間部門のイノベーションを活用し、納税者に対し最小限のコストでエネルギーを効率化させ、さらに、長期にわたってエネルギーコストの削減にも寄与することになる。連邦政府は、300事業への23億ドル近くを実施することを決定している。
 - 資本市場における省エネ投資を増大させるため、政府は、省エネへの政府投資を行うための契約書の標準化を図ることを決定した。

アメリカの環境団体は、オバマ政権に対してもっと精力的に努力するように求め、また議会に対しては、気候変動が投げかける危機の深刻さを認識するように求め、プレッシャーを与え続けている。しかし、日本の「エネルギー基本計画」に具体性がなく、約束を掲げないのと比べると、上記に挙げた具体的な施策の長いリストと過去6年間にアメリカ政府が行ってきた決定は、まったく対照的である。

透明性に関する課題

「エネルギー基本計画」では、ある特定の分野における透明性の欠如が、発電事業者や政府自身を含む日本の組織に対する国民の信頼を損ねてきたと認めている。

「東京電力福島第一原子力発電所事故以前から、事故情報の隠蔽問題や、もんじゅのトラブル、六ヶ所再処理工場の度重なる操業遅延、高レベル放射性廃棄物の最終処分地の選定の遅れ等、原子力政策をめぐる多くのトラブルやスケジュールの遅延が、エネルギーに関わる行政や事業者に対する国民の不信を招いてきた。」

「さらに、東京電力福島第一原子力発電所事故とその後の対応を進める中で、行政と事業者は、情報共有の在り方、地元とのコミュニケーションに関する問題意識の不足など多くの批判を受け、国民からの信頼を著しく低下させる事態を招いた。」

残念なことに、「エネルギー基本計画」は、“終わりよければすべてよし”という初期の主張を繰り返すばかりで、エネルギー政策の検討が続けられる中で国民の信頼を取り戻すための具体的な対応については何も提示していない。また、エネルギー開発の個別計画に関する情報、計画中の新規発電所の状況に関する情報、既存の発電所の運用に関する情報は、国民一般に対し公開されていない。日本を訪問し様々な組織や関係者と会合を行って明らかになったことは、それらの情報については、政治家や政府のスタッフ、NGOなどの問題に関心を寄せる人たちであっても、一般的に手に入れることができないということである。こうした状況は、アメリカにおいて、計画中の事業の状況やコスト、送電線に接続して電力を提供する各発電所の運用実績に関する詳細な情報が容易に入手できる状況とは、際立って対照的である²⁶。

アメリカでは、詳細でかつ1時間単位の発電や排出データが幅広く手に入り、エネルギー政策の検討・決定の国民プロセスがあることにより、産業界、地方自治体、研究機関、NGOなどの全ての主体が関連情報にフルにアクセスすることができる。これにより、より健全で情報に基づいた議論が可能となり、より適切な政策の実施を促進することができる。

日本が、アメリカと同水準で情報にアクセスできないということが通常であることは理解しつつも、基礎情報へのアクセスの欠如、政策決定過程の透明性の欠如は、最終的に下される決定が最適であるとは言い難いものとなる可能性を高め、必然的に（社会的な）コストをはらんでしまう。したがって、長期にわたるプロセスになるであろうことを承知の上で、日本政府に対しては、既存の発電施設及び計画中のエネルギーの選択肢に関するコストと運用実績に関し、全ての関連データの公表を進めていく手順を取っていくよう勧告したい。

26. 例えば、www.ampd.epa.gov, <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=15491>, www.eia.gov/electricity/data/eia861/index.html, 2012 石炭火力発電所の特性、国家電力エネルギーデータ・システム (NEEDS v4.10MATS) frame (EPA, 2011年12月) など。ただしアメリカのエネルギー生産に関する情報は、数十以上の異なるデータソースがある。

日本の「3E+S」を用いたエネルギーの選択肢の評価

日本のエネルギー政策は、「エネルギーの安定供給」、「経済効率性」、「環境への適合」と「安全性」の3E+Sの相互作用を基礎にしている。最終的な評価を行うためには、分析に必要な詳細情報が公開されるのを待たねばならないが、今日入手可能な情報と、コスト及び環境に関する入手可能な様々な情報に基づいて、以下の通り、現時点での筆者の最善を尽くした評価を示す。このうち、「エネルギー安定供給」と「安全性」は、ある程度の主観性を必然的に伴い、これらの評価は、各技術の最悪ケースシナリオの考え方に大きく依存する。読者には、評価にあたっては、それぞれの選択肢の検討に、各々の考えを織り込んでいただきたい。

表1：「3E+S」に基づく評価

技術	エネルギー安定供給	経済効率性	環境	安全性
送電システム強化	高	高	高	高
省エネ	高	高	高	高
小規模太陽光発電	高	中	高	高
大規模太陽光発電	高	高	高	高
陸上風力	高	高	高	高
洋上風力	中 ²⁷	中	高	高
小水力	高	低	高	高
大規模水力	高	高	中 ²⁸	中 ²⁹
小規模地熱	高	中	高	高
大規模地熱	高	高	高	高
石炭火力 (USC)	悪 ³⁰	中	悪 ³¹	中 ³²
石炭火力(IGCC)	悪	中	悪	中
石炭火力 (CCS)	悪	低	悪	中
天然ガス(コンバインドサイクル)	悪	低	中 ³³	高
原子力	悪 ³⁴	低	不明	不明
石油	悪	低	中/低	中
既存発電所のアップグレード	悪 ³⁵	高	中 ³⁶	高 ³⁷

27. 大規模な洋上風力は、国家管轄権の競合や国際的な不都合による運転への干渉などに直面する可能性がある。

28. 貯水池を建設するために、生物の生息域が大規模に破壊される可能性がある。

29. ダムによる事業失敗のリスクが小さいことに基づく。

30. 価格を上昇させ得る国際的な出来事や海上輸送貿易に対する干渉などに基づく。

31. 石炭採掘、石炭や石炭灰の貯蔵、CO₂、水銀、その他のガスの排出による環境への悪影響に基づく。

32. 採掘における事故や死亡リスク、石炭灰貯蔵による過失などのリスクに基づく。

33. CO₂やメタンの排出、掘削による環境への影響に基づく。

34. ウラン燃料の価格変動、ウラン燃料や核廃棄物へのテロリストの潜在的な関心に基づく。

35. 燃料のエネルギー安定供給の問題に基づく。

36. 緩和されたとしても排除はされない、燃料による環境影響に基づく。

37. 燃料による安全性の懸念は低減される。

新規の再生可能エネルギーを年2%の割合で10年間増やしていくことは、技術的にも経済的にも可能であり、障壁はない。再生可能エネルギーの成長は、現在、原子力発電の代替として使用されている化石燃料の増加分を十分に相殺することができる水準と言えよう。(1)再生可能エネルギーの急速なコストの低下、(2)現在の高額なLNG輸入価格、(3)核燃料や化石燃料の価格や為替の変動の可能性、(4)老朽化した原子力発電所や火力発電所の維持管理コストの増加などを踏まえれば、再生可能エネルギーの大幅拡大を実施するためのインフラ投資を支援する大胆なプログラムを実施することの方が、日本のエネルギーのニーズを満たす最も低コストの解決策となると言えよう。

「エネルギー基本計画」では、2020年の日本の発電電力量のうち、再生可能エネルギー等の割合は13.5%、2030年には約20%の割合になるという見込みが示されている。しかしこの水準は、気候変動の悪影響の拡大を抑制するためには炭素集約型にすぎず。重大なことは、「エネルギー基本計画」が再生可能エネルギーによる電力の導入量や導入時期に関して、達成のための政策をなんら決定していないということである。それだけでなく、「エネルギー基本計画」は、政策担当者や政治家、一般国民に対して、再生可能エネルギーの電力の割合を当該量にまで増やしていくための具体的な指針も示していない。

日本で、大規模な再生可能エネルギーの導入をしていくのに経済的な障壁は存在しないが、それを実現するためには、適切な対策を取っていかなければならない。気候ネットワークは、今後6~12年の間に、2,000万kWを超える規模で新規の石炭火力発電所の建設が予定されていると報告している³⁸。また、経済産業省や国際協力銀行は、東南アジアを中心に新規の石炭火力発電所の建設を精力的に推進している。その一方で、日本政府は、クリーンで、手に入れやすく、信頼のおけるエネルギーのために講じるべき固定価格買取制度や電力購入契約、送電網の課題などについては、緊急性をもって取り組んでいない。これらの課題解決が遅れている理由については、説明がなされ、また解決が図られる必要がある。

今後（再生可能エネルギーを）推進していくための具体的なプログラムの設計は、詳細に行われる必要があるが、主要な要素は次のようなものとなるだろう。

- (1)現実的かつ意欲的な再生可能エネルギーの目標と、発電、貯蔵、系統対策などを含む包括的なプログラム
- (2)法律に厳格に定められた電力購入契約（PPA）に基づく「テイク・オア・ペイ」原則を追加するための固定価格買取制度
- (3)再生可能エネルギー目標を下支えする買取価格の適切な低下を導くため、事業者がその年に予定されている再生可能エネルギーの導入量に買取価格を入札するプロセスの検討。政府は、遅くとも2018年までに運転を開始する500万kWまでの買取価格を設定する。買取価格は、前に述べた通り、電力購入契約に基づき、15年間の歳入保証がつけられる。2019年に運転を開始する設備容量、買取価格は、初年度の入札プロセスの結果によって決定する。こうして日本の再生可能エネルギー事業者や電力会社は、買取価格が低下する中で設備容量を増やしていく経験を積み重ねていくことになる。
- (4)現実的な実施スケジュール。名目で毎年2%の再生可能エネルギー電力の増加。
- (5)個別の事業者によらず、納税者一般の負担による送電システムの大幅強化

38. Kiko Network Release, 23 October, 2014, <http://www.kiconet.org/eng/press-release-en/2014-10-23/coal-power-plants-plans>

-
- (6)事業の規模要件、モデルセットバックの開発、騒音対策の要件などの環境影響評価制度の改正を含む、再生可能エネルギーの導入に関連する人為的な障壁の撤廃
 - (7)1時間単位の排出データ（SO₂、NO_x、PM2.5、水銀、CO₂）とグロス・ネットの電気出力
 - (8)既存の火力発電所の熱効率の向上の義務化（運転寿命の延長はしない）と、再生可能エネルギーの追加的な運転開始に従って効率の悪い発電所の順次停止
 - (9)既存及び新規の石炭、ガス、石油火力発電のCO₂規制による既存発電所の熱効率の改善、（最もクリーンな発電所を優先する）環境の観点からの優先給電、既存発電所の迅速で順序立った廃止
 - (10)再生可能エネルギーと省エネルギーのプログラムの迅速かつ意味のある開発

これらのプログラムは、原子力発電や新規の火力発電に投資を継続するよりも、日本の3E+Sを基本とするエネルギー政策にとってより良い解決策であることが明らかになるだろう。

現行の「エネルギー基本計画」は、目的、技術支援、そして透明性の確保を欠いている。詳細なコストや、環境や運用実績に関する情報を獲得し評価するための方法は多様にある。より透明性を高め、参加型の政策形成を推し進めるための一つの道は、行政・立法の各分野の代表、産業界、環境団体によるメンバーで構成され、バイアスのかかっていない独立した技術コンサルティング会社のサポートを得たハイレベル・パネルを政府が設置し、その選択肢を検討・評価することである。そして、それぞれの選択肢を進めるに当たってどのような利点があるのかについては、政府が最終決定を下す前に、関連情報にフルにアクセスできる形で、国民的に議論されるのが良い。

おそらく、「エネルギー基本計画」において最も重要な点であり、その最も重要な機会を逃してしまいそうだと思うのは次の点である。

「原発依存度については、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」

しかし、「エネルギー基本計画」は、これまで見てきたとおり、再生可能エネルギーや省エネルギーを“可能な限り”導入しようとはしておらず、既存の火力発電所の効率向上のための対応も行われていないのである。

著者: ブルース C. バックハイ
環境エネルギーコンサルタント

2004年より、アメリカの政府機関、企業、州政府、アメリカ国内及び海外の環境団体の環境エネルギーコンサルタントとして活躍。現在は、火力発電産業と代替エネルギー産業のパフォーマンスに関する技術的・政策的調査を手掛けている。2004年以前は、アメリカ環境保護庁（EPA）大気管理局（Air Enforcement Division）局長として、大気浄化法に基づく国家プログラムの責任者を務めた。1984～1996年には、アメリカ法務省の環境執行部（Environmental Enforcement Section）に属し、最も深刻で重大な環境問題に対する国の法執行措置を担当。

【著者】ブルース・C・バックハイ
【発行者】特定非営利活動法人 気候ネットワーク
<http://www.kikonet.org>

東京事務所：
〒102-0082 東京都千代田区一番町 9-7 一番町村上ビル 6F
TEL：03-3263-9210 FAX：03-3263-9463
E-mail：tokyo@kikonet.org

京都事務所：
〒604-8124 京都市中京区帯屋町574番地高倉ビル305
TEL：075-254-1011 FAX：075-254-1012
E-mail：kyoto@kikonet.org