

再生可能エネルギー活用の現状と課題

—— 地域分散型・地域自立的なエネルギー供給体制に向けて ——

理事研究員 渡部喜智

〔要 旨〕

- 1 バブル崩壊後20年余りの間、電力供給政策は原発への傾斜を強めた。そのような中で、政府や電力業界は原発の相対的な発電コストの優位性を主張してきたが、事故前でも国内外の発電コストに関する試算は様々であり、そのコスト優位性は明確と言えるものではなかった。
- 2 原発事故後の世論調査では、全体の四分之三が原発依存を変えるべきという意見となった。このような民意を踏まえれば、民主的選択として原発依存のエネルギー政策を取ることは中長期的にも困難になったと考えるべきだろう。また、世界のエネルギー供給の不安定化リスクに対し、わが国のエネルギー安全保障は脆弱である。原発を準国産エネルギーと位置付けエネルギー自給率向上の柱としてきた政府の方針が困難となった現在、安全性の高い国産エネルギーという点から再生可能エネルギー利用は不可欠となっている。
- 3 わが国の再生可能エネルギー政策は、2000年代に入り世界の潮流から立ち遅れた。欧州連合が20年に最終エネルギー消費の20%を再生可能エネルギーで賄う目標を掲げるほか、米国でも州レベルで世界的に見ても進んだ取組みが行われている。これに対し、わが国では原発が最優先に導入されるエネルギー源であった。11年8月に「再生可能エネルギー特別措置法」の成立によりようやく到達したが、「エネルギー基本計画」の見直しでは、透明性の高い意思決定プロセスが望まれるとともに、積極的な再生可能エネルギー利用目標の設定を期待したい。
- 4 水力、太陽光、風力など再生可能エネルギーの開発ポテンシャルは大きい。水力発電は超長期の稼働が可能であり、「エネルギー収支比」に示される環境負荷の優位性がある一方、構想から稼働までのリードタイム短縮が課題である。太陽光発電の発電コストは相対的に高く、日中・天候・季節の出力変動の大きさによる電力系統への影響も懸念される。風力発電は洋上を含めたポテンシャルは大きく大型化などによりコスト低減も期待されるが、稼働率コントロールの難しさがある。しかし、これらは行政機関の支援態勢強化、技術開発の促進、適切な適地選定やメンテナンス体制構築などにより、対応・克服可能な課題である。
- 5 地域レベルでエネルギー自給率を上げていくためには、再生可能エネルギー施設を「公共インフラ」と位置付けることが重要であり、その政策遂行のために行う施設整備・出資・貸付への地方債発行、地方交付税交付金や補助金の流れと配布にメリハリをつけ、その実行進捗への行政評価を一層明確にする必要があろう。また、再生可能エネルギー事業への公的な補助・助成や地域還元を行う意義を明確にすべきであり、地元の暮らしや活性化に資するという観点から、小規模民間事業体の行う再生可能エネルギー事業では法人課税や固定資産課税など課税等に関する行政サイドの工夫が求められる。再生可能エネルギー利用事業への投資を活性化する点で、税率や控除など税制優遇、公的な融資保証を行うことなどが考えられよう。

目次

はじめに

1 原発傾斜の電力供給政策とその問題点

- (1) 電力需要の伸びと原発への傾斜
- (2) 明確とは言えない原発の発電コスト優位性
- (3) 原発依存は民主的選択として困難
- (4) 「ピークオイル」対応と再生可能エネルギー推進

2 再生可能エネルギー政策の経緯と問題点

- (1) 海外の再生可能エネルギー推進政策
- (2) わが国の再生可能エネルギー利用の立ち遅れ

3 主要な再生可能エネルギー電源の可能性と課題

- (1) 小水力発電～環境負荷の優位性とリードタイム短縮への政策対応
- (2) 太陽光発電～発電コスト低減へ向けた技術開発～
- (3) 風力発電～有望な開発可能性～

4 地域を豊かにする再生可能エネルギーの活用

- (1) 地域分散型・地域自立的なエネルギー供給体制への改変
- (2) 自治体の役割と政策等の見直し
- (3) 地域還元や投資資金の優遇等も必要

おわりに

はじめに

東日本大震災に伴う津波来襲等により、東京電力・福島第一原子力発電所は全電源を喪失し爆発事故へ至ってしまった。まさに痛恨の極みである。原子力発電（以下、原発）のリスクマネジメントについては既に幾つかの問題が明らかになっているが、現状は事故収束、被害・損失に対する損害賠償、原状復帰対策を十全に行うことが求められる。その上でエネルギー、特に電力供給をめぐる大きな状況変化を認識し、エネルギー政策の方向性を国民各層が改めて熟慮・熟議することが重要となっている。

その中では、①環境負荷が小さく安全性の高い再生可能エネルギーの活用を、②地域分散型・地域自立的な形で指向し、③地域活性化にもつなげていく、というエネルギー

供給のあり方を見出していくことがポイントになるだろう。

以上の諸点を念頭に、原発傾斜のエネルギー政策推進やこれまでの再生可能エネルギーの推進政策の問題点を検証し、今後の再生可能エネルギー推進の可能性と課題を分析した後、今後の方向性について先進地事例を踏まえ考察する。

（注1）例えば①06年3月1日第164回国会・予算委員会第七分科会で、吉井分科員（日本共産党衆議院議員）が原発の地震・津波対策について質問。これに対し二階経済産業大臣（当時）が原子力の安全確保のため最悪の事態を考えて取組む重要性を陳述（国会会議録検索システム参照）。②新聞報道（11年8月24日の日本経済新聞朝刊）によれば、東京電力は08年に「最大10.2メートルの津波が来て押し寄せる水の高さ（遡上高）が15.7メートルになる可能性」があることを社内で試算、これを原子力保安院に報告したのは大震災直前の3月7日であったことを公表、など。

1 原発傾斜の電力供給政策とその問題点

(1) 電力需要の伸びと原発への傾斜

日本経済はバブル崩壊以降20年間にわたり低成長に沈み、91～10年度の実質GDPの年平均成長率はわずか0.4%にとどまった。同じ20年間に、石油・石炭・天然ガス等の化石燃料や原発燃料のウラン、および水力・太陽・地熱等の再生可能エネルギー等の自然界に存在する形の「一次エネルギー」は年平均0.2%、またそれらをガソリン・灯油や都市ガス、電力などに加工・変換した「最終（二次）エネルギー」も同0.4%の伸びであった。京都議定書に基づく温室効果ガスの排出削減の必要性（90年度比6%の削減）には程遠いが、エネルギー消費も長期にわたり低迷してきた。

これに対し、電力需要は同じ20年間に4割程度（年平均増加率：1.6%）増加し、前述の経済成長率やエネルギー消費に比べ相対的に高い伸びを示した。また、この間、電力料金は、90年代からの電力自由化政策の流れや海外比較での料金価格差に関する是正の要請などのもとで抑制され、95年度に19.23円/kWhだった電灯・電力合計の平均料金は、10年度に15.90円/kWhへ17.3%下落した。^(注2)このような料金の引下げ傾向のもと、90年度に19.4%だった最終エネルギー消費に占める電気の比率は、09年度には23.3%へ上昇。電気は使い勝手の良いエネルギー源としての優位性を増大し、日本の

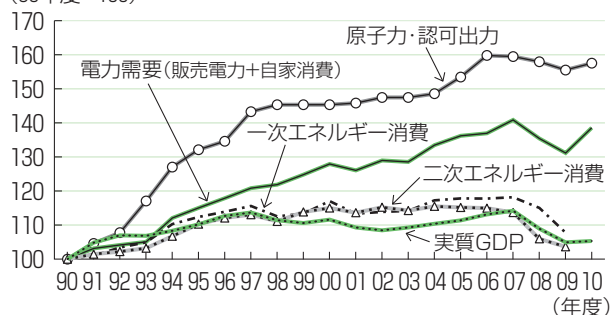
エネルギー供給は電力依存を深めたと言える。

その中で、電力供給政策は原発への傾斜^(注3)を強めた。それを原発の認可出力の動きから見ると90年度を100として、96年度=135、01年度=146と増加し、ピークの06年度には160となった（以上、第1図）。また、原発の大型化が進むとともに、それによる原発の単位発電量当たりの発電コスト低減化も効果として期待された。

ただし、目論見どおりには行かなかった実情を認識しておく必要がある。原発は安全確認のための停止長期化や新潟県中越沖地震等自然災害などの要因により、想定^(注3)（70～85%）の設備稼働率を2000年代に入り実現出来なかった。91～95年度は平均77.6%、96～00年度は同81.9%だった原発の設備稼働率は、01～10年度には同68.0%へ低下した。これにより、原発の発電量は前述の認可出力の増大ほどに増加するに至らず、想定された原発の発電コストを上振れすることとなった。これを補うため火力発電所を稼働させることになったが、相対的な発電

第1図 日本経済(GDP)とエネルギー、電力の長期推移

(90年度=100)

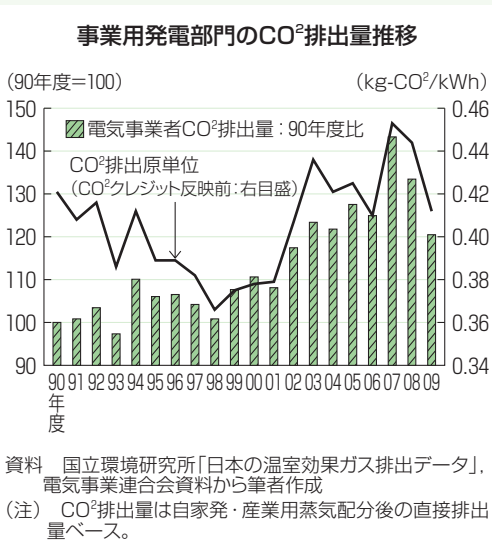


資料 資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」「電力調査統計」、内閣府「国民所得統計」から筆者作成

〈参考 1〉電力業界のCO²排出量推移

国立環境研究所の試算によれば、09年度の事業用発電のCO²直接排出量（自家発・産業用蒸気配分後）は、90年度比20.5%増加。なお、ピークの07年度は90年度比43.4%まで増加した。

また、CO²排出原単位（＝電気事業発電CO²排出量÷電気使用量）は90年度比で20%程度の削減を目標としているが、07年度は90年度比約8%の悪化（増加）となった。10年度は改善したものの、2%の削減にとどまっている。結果的に、電力業界のCO²クレジット（排出権）購入が増すことになっている。



コストの上昇という直接的な経営への影響だけでなく、電力業界の温室効果ガス増加の要因となったと言われる^(注4)〈参考 1〉。

(注 2) 95年の電気事業法改正に伴い、卸電力発電事業者の参入や大型ビル群等大口需要家への特定電気事業者の小売参入が認められて以降、段階的な自由化政策が取られた。

米エネルギー情報局や国際エネルギー機関などのデータによれば、日本の電力料金はドイツとは拮抗する水準となったが、米国は依然二分の一、韓国は三分の一程度の低さである。

(注 3) 発電設備の能力として「最大出力」「定格出力」「認可出力」という言葉がある。本稿では最大出力が発電機等の設備によって可能な出力であるとすれば、定格出力はそれに基づき発電関連の設備に関する所要条件が満たされた場合に

持続・安定的に発電する出力、そして定格出力に基づき経済産業省から認可を受けた出力を認可出力とする。本稿では認可出力を発電能力とみなし、発電量実績÷認可発電出力での年間発電量＝設備稼働率と考える

(注 4) 大島 (10) 序章

(2) 明確とは言えない原発の発電コスト優位性

以上の原発傾斜の電力供給政策を進めるもとで、政府や電力業界は原発の発電コストの相対的な低さを主張してきた。しかし、福島原発事故以前においても、国内外で発電コストに関する試算は後述のように様々であり、原発の発電コストの優位性が必ずしも明確・明示的に確認されるようなものではなかった。

発電コストは、モデルプラントを例に取り前提を置き試算することが多いが、有価証券報告書等から経営実績として試算する方法もある。モデルプラントによる試算においては、設備装置などの初期投資コストや耐用年数、原燃料コストやメンテナンス・コスト、設備稼働率の想定などや将来コストの割引率が異なれば、発電コストも変わる。以上のような「フロント・エンド」コストに加え、原発では放射性廃棄物処理などの「バック・エンド」コストの算定の難しさがある。また、温室効果ガス削減対応コストの電源別振り分けも決して簡単な問題ではない。たとえば、石炭火力はCO²排出量が大きいと見なされるが、CO²回収貯留装置 (CCS) 付きの場合の排出は大きく減少する。

以上の発電コスト算出における前提が相

違すること等を踏まえながら、国内外の原発と他の電源との発電コスト算出の比較事例を見ることとする（第1表）。

わが国の発電コストに関する公的な試算は、04年初め総合資源エネルギー調査会に提出されたのが直近のものである。今回の原発事故の以前でも、前述のような原発の設備稼働率の低下を踏まえれば、実際の発電コストは想定を上回っていたと考えられる。また、資源価格の高騰により、エネルギー調達環境も大きく変化しており、現状は参考とはなりにくい。今回の原発事故を受け、政府は原発の発電コスト試算を11年以内に提示する意向だが、前提を明確に示し分かりやすく国民に問うことが必要である。

一方、大島（10）は有価証券報告書に基づき、実績としての発電コストの試算を行っている。大島は直接的な発電単価のほか

に、旧電源特会やエネルギー対策・技術振興関連費用、電源立地対策費などを含め、「原発の総発電コスト」としている。表中の数値は00～07年度のものであるが、70年代からの長期試算も行っている。00～07年度 of 原発総発電コストは、直接的発電コスト：7.29円/kWh＋開発・立地コスト：1.64円/kWh＝8.93円/kWhと、火力全体より若干低いが、揚水式を除く一般水力の3.59円/kWhよりは割高という試算となる。この大島の原発のコスト試算の検証・追論を目的として、日本エネルギー経済研究所（11）が06～10年度について有価証券報告書に基づいて直接的な発電単価の試算を行った。同期間は原油等化石燃料が高騰した時期であり、火力発電コストが10.2円/kWhへ上昇した一方、原発の直接的発電コストは7.2円/kWhと、前述の大島の試算を敷衍する結果

第1表 原子力と他の電源の発電コスト比較

推計機関等		総合資源 エネルギー 調査会 (電事連試算)	大島堅一 (同志社大学)	日本 エネルギー 経済研究所	シカゴ大学	マサチュー セッツ 工科大	エネルギー 情報局 (EIA)	IEA/NEA	
時期・期間		02年度	00～07年度	06～10年度	04年8月	09年5月	10年11月	10年3月	
対象国		日本	日本	日本	米国	米国	米国	OECD諸国の 中心価格帯	
発電コスト単位		円/kWh	円/kWh	円/kWh	¢/kWh	¢/kWh	¢/kWh	¢/kWh	
電 源	原子力	4.8～6.2	8.93	7.2	4.7～7.1	8.4	9.1	5.9～9.9	
	石炭火力	5.0～6.5	9.02	10.2	3.3～4.1	6.2(8.3)	3.4～8.6	通常 6.5～8.0 CCS 6.2～9.0	
	ガス火力	5.8～7.1			3.3～4.5	6.5(7.4)	1.8～3.7		8.6～9.2
	石油火力	10.0～17.3			-	-	-		-
	水力	8.2～13.3	7.52 うち一般水力 3.59	地熱等 8.9	-	-	1.3	-	

資料 資源エネルギー庁(04)、大島(10)、日本エネルギー経済研究所(11)、マサチューセッツ工科大(09)、シカゴ大学(04)、EIA(10)、IEA/NEA(10)から筆者作成

(注) ¢=米ドル/100 マサチューセッツ工科大学試算の石炭火力、ガス火力の括弧内数字は温暖化対応コストを加算。時期・期間は、日本は算出の前提時期、海外はレポート発表の時期を示す。発電コスト価格の範囲(上下限)は想定割引率の相違によるもの。石炭火力のCCSはCO₂回収貯留装置付き。

が得られた。

海外の試算は、モデルプラントについて一定の前提に基づき試算したものである。

米国では、政府の委託調査であるシカゴ大学（04）の試算をはじめ、マサチューセッツ工科大（09）、エネルギー情報局（10）のいずれにおいても、原発のコストは他電源に比べ、割高という試算が提起されている。原発の発電コストのうち、建設費用が試算上はそもそも大きいほか、バックエンド・コストの前提やウラン価格の上昇が影響していると説明されている。

また、表中の国際エネルギー機関（IEA/NEA）（10）の原発コスト試算は、データを提出したOECD諸国の中心価格帯を示したものである。報告国ごとにモデルプラント等の提出データやエネルギー調達環境に差異があるため発電コストも異なり、電源間のコスト比較は難しいが、原発の発電コストが決して割安とは言えない。ちなみに原発の発電コストが最も低く報告されているのは、韓国の2.9～3.3¢/kWh（割引率：5%）であるが、韓国の原発には様々な問題点も指摘されている。^{（注5）}

以上から試算の前提や方法が異なるとはいえ、国際的にも原発の（総）発電コストが他電源に比べ優位性を持つと必ずしも明確に言えないことが分かる。安全性強化や放射性廃棄物の最終処理、損害賠償を含め計算すると、原子力発電の総コストが他電源に比べ安価であるという想定は崩れたと言うべきだろう。政府は後述2.（2）の「エネルギー基本計画」見直しに向け、前提を

含め原発の発電コスト試算に関する詳細な情報開示を行い、国会等で徹底的な議論をすることがエネルギー政策を再構築する出発点として重要である。

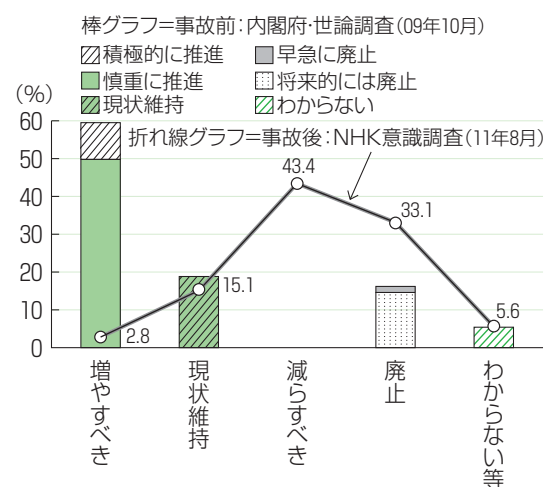
（注5）韓国の電力に占める原発供給比率はIEAデータ（09年）によれば33%で、原発への依存度は高い。また、同国の原発事情・問題点は裴淵弘（11）参照。

（3） 原発依存は民主的選択として困難

福島第一原発の事故により、原発についての世論は大きく変化した。調査機関や質問項目が異なることに注意する必要があるが、原発事故の前後で、原発に対する国民の認識・意見がどのように変化したかを、世論調査によって見ることにする（第2図）。

原発事故前の09年10月に行われた内閣府の世論調査では、「積極的に」と「慎重に」を合わせた推進の意見が6割近く（59.5%）を占めた。「現状維持」の2割近く（18.8%）と合わせ、ほぼ8割が原発を容認する意見

第2図 原発への国民の意識～事故前後の変化～



資料 内閣府「原子力に関する特別世論調査（2009年10月）」、NHK「原発とエネルギーに関する意識調査（2011年8月）」から筆者作成

であった。

しかし、NHKが原発事故後の11年8月に実施した世論調査では、原発を「増やすべき」という推進意見はわずか2.8%に過ぎず、「現状維持」も15.1%にとどまった。これに対し「減らすべき」が43.4%、「廃止」が33.1%にのぼる。減らすべき、廃止を合わせ、全体の四分の三程度（76.5%）が、時間軸の相違はあるにせよ、原発依存を変えるべきという意見である。これは重い民意の表れと言える。

以上のような世論に基づけば、原発をベースに置いた大規模発電の供給体制のあり方は変更せざるをえない。原発の安全性への不安が強まった今、民主的選択として原発依存のエネルギー政策を取ることは中長期的にも困難になったと考えるべきだろう。

(4) 「ピークオイル」対応と再生可能エネルギー推進

エネルギーの長期的安全保障を考えるうえで、石油生産量の限界—「ピークオイル（Peak Oil）」の想定を踏まえる重要性が増している。ピークオイル論については様々な見解も存在するが、代替性から見て「在来型」原油に加え、天然ガス液（NGL）および高粘度重質油を含む砂ないし砂質岩であるタール・サンドや頁岩・砂岩層から抽出される石油成分などの「非在来型」といわれる燃料を合計してよいと思われる。

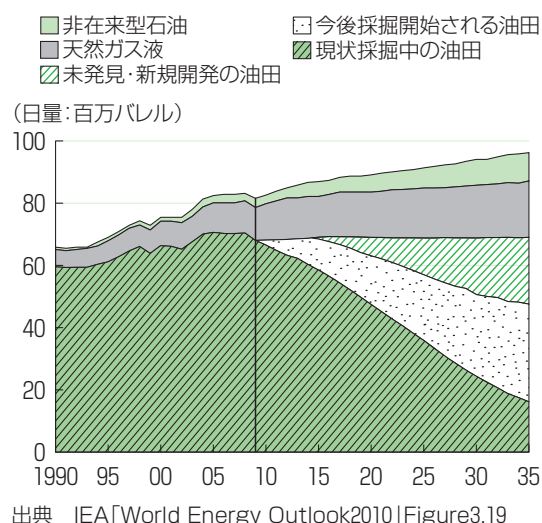
IEAは政策と価格による影響から、石油供給に関し3つのシナリオを立てている。ここでは温暖化対策実施シナリオ-石油系

燃料の需要抑制に基づく生産予測を見ることとする（第3図）。世界の石油供給の観点から問題となるのは、稼働中の既存油田の生産減少予想である。

IEAは、既存油田の石油生産量が06年に日量7,000万バレルの水準で既にピークに達しており、09年の同6,800万バレルの生産が35年には同1,600万バレルへ減少すると予想している。これに対し、天然ガス液や非在来型石油が供給を補完することが期待されるが、今後採掘開始される油田と未発見・新規開発の油田が長期的に順調に生産を伸ばす保証があるわけではない。また、既存油田に比べ非在来型の石油燃料コストは格段に上昇する。たとえば、タール・サンドは採掘と油分抽出のコストがかかり、採掘コストはおおむね50～80ドル/バレルと言われる。

以上のような予想を踏まえれば、海外からの量的な調達難と一段の価格上昇というシナリオをエネルギー政策の基礎に置く必

第3図 IEAによる温暖化対策実施シナリオに基づく世界の石油生産予測



〈参考2〉先進国のエネルギー自給率

OECD加盟先進国のエネルギー自給率は、原発を含み算定する場合で平均73%、含まないで算定する場合で同62%であるが、化石エネルギーの国内生産の程度により差異が生じる。例えば、ドイツは再生エネルギー利用率も9.1%と高いが、国産石炭の供給（エネルギー消費の14.5%）が下支えしている。

先進国の中で、日本は韓国とともに原発を含まない国産エネルギー自給率のベースで最底辺にある。原発停止中のイタリアは原発を含む自給率のベースでは日本より低い、再生可能エネルギー利用に下支えされ、原発を含まない自給率は日本を大きく上回る。

先進国のエネルギー自給率

(単位 %)

	エネルギー自給率(09年)	
	原発を含む場合	原発を含まない 国産エネルギー 自給率
日本	19.7	4.3
米国	77.8	67.8
カナダ	153.2	143.7
ドイツ	40.2	29.2
フランス	50.9	8.7
英国	80.7	71.5
イタリア	15.9	15.9
韓国	19.4	2.6
OECD全体	73.2	61.9

資料 IEA「ENERGY BALANCES OF OECD COUNTRIES (2010)」から筆者作成

要がある。このような世界のエネルギー調達の不安定化リスクに対し、わが国のエネルギー安全保障の基盤は脆弱である。IEAによれば、エネルギー自給率（＝国内エネルギー生産÷一次エネルギー消費）は4%強にとどまり、先進国の中で最低レベルにある〈参考2〉。政府は原発を準国産エネルギーと位置付け原発を含めてエネルギー自給率を算定し、「エネルギー基本計画」などにおけるエネルギー自給率向上策の重要な柱と

してきた。^(注8)しかし、前項の国民世論の動向などから見て原発依存はもはや困難である。この現実を踏まえ、安全性の高い国産エネルギー開発という点から、再生可能エネルギー利用を国民一丸となって進めることは必要不可欠であり、適切な選択と思われる。

〔注6〕既存油田の生産ピークについて、世界の大規模油田のルポルタージュや掘削技術論を含め、ジェレミー・ペレット（06）参照。

〔注7〕天然ガス液（NGL）は地上に産出すると自然に液状になる。また、タール・サンドの代表的分布地はカナダとベネズエラでタール状の重質油成分が主となる。世界各地の頁岩層などの岩石に含まれる油性分を化学処理して液状もしくはガス状炭化水素とすることができ、シェールオイル（砂岩層に含まれる場合はタイトオイル）と言われる。

〔注8〕10年6月に閣議決定されたエネルギー基本計画では、原発を準国産エネルギーとし、それを含むエネルギー自給率を現在の18%から30年までに倍増させる方針を提示。

2 再生可能エネルギー政策の経緯と問題点

(1) 海外の再生可能エネルギー推進政策

次に、わが国のこれまでの再生可能エネルギー政策を概観するが、それを検証するための座標軸として欧州と米国、そして中国の再生可能エネルギー推進政策を見ることとする。

欧州連合（EU）諸国では、「利用義務目標（RPS：Renewable Portfolio Standards）」と「固定価格買取制度（FIT：Feed-in Tariff）」の両面からの政策により、再生可能エネルギーの利用推進が行われてきた。

EUは、温暖化対策の一環として01年9月の「再生可能電力指令」、03年5月の「バイオ燃料指令」に基づき、10年の目標値が示された。前者では10年に再生可能エネルギー源を用いて発電された電気（以下、再生可能エネルギー電気）が電力消費に占める構成比を12%とすることを目標としたが、08年時点で既に同比率はEU27カ国ベースで16.7%に達しており、10年には21%に到達したとされる。一方、後者においては10年に輸送部門燃料の5.75%をバイオ燃料ないしは再生可能エネルギーによることを目標としたが、達成できなかった模様である。^(注9)

次なる目標として、EUは09年4月の「再生可能エネルギー指令」において、EU全体で最終エネルギーに占める再生可能エネルギーの比率を20年までに20%へ高める目標を設定した。同指令は法的拘束力を持ち、国別に目標とアクションプランが存在する（第4図）。EUは各国の行動計画に基づき、20年の再生可能エネルギー利用比率が20.3%になると分析している。^(注10) また、同指令には再生可能エネルギー電気のEU全体にかかる利用目標は示されていないが、国別では、ドイツが38.6%、英国が31.0%、そして原発比率の高いフランスでさえ27%という高目標を掲げている。

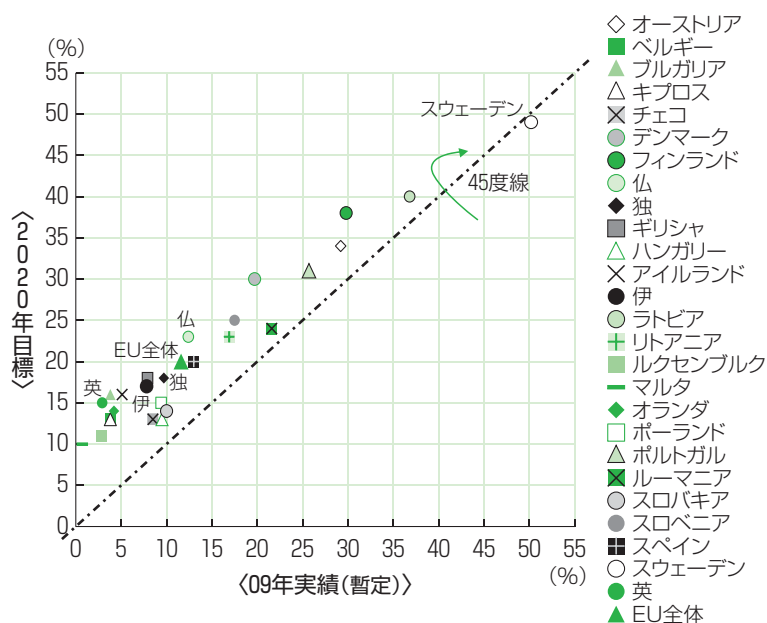
さらに、欧州再生エネルギー評議会は、30年を目標に再生可

能エネルギーで最終エネルギーの45%を賄うという意欲的なプランを提言している。^(注11)

ただし、一方で固定価格買取制度による利用者への転嫁による電力価格上昇や大幅な再生可能エネルギー発電の増加による財政負担への波及などの問題も言われている。

ドイツでは00年の「再生可能エネルギー源法」^(注12)が長期固定価格での買取義務を定め再生可能エネルギー電源の導入を促進した。同法は04、09年に改正法が施行された後、様々な観測があったものの、11年7月に改正法が成立した。この改正で固定価格買取制度の根幹は維持されたが、太陽光発電については他電源に比べ格段に買取価格が高いこと等もあり、今後も引下げが継続される予定である。22年までに国内原発を停止させる法律が11年8月に成立し、脱原発への取組みが進むドイツにおいても、再生可

第4図 EUの国別再生可能エネルギー利用率(現状と目標)



資料 European Comission「Renewable Energy Targets by 2020」より筆者作成

能エネルギー電気の価格設定のあり方や電力供給価格への波及は難しい問題である。

米国では、オバマ大統領が09年1月の就任演説で「グリーン・ニューディール政策」の考えを発表し再生可能エネルギー利用への積極姿勢を表明。11年1月の一般教書演説でも「国内で発電する電力のうち、原子力や太陽光、風力などクリーンエネルギーによる電力の割合を35年までに80%にする」(傍点筆者)ことを改めて打ち出した。しかし、オバマ大統領の意向にもかかわらず、現在のところ国家レベルの再生可能エネルギー利用目標を定めるには至っていない。このように国家目標を定められないことには多くの批判がある。^(注13)ただし、05年改正エネルギー政策法やリーマン・ショック後の米景気対策法に基づいて、再生可能エネルギー設備向けの債務保証制度や税控除付き無利子債券などでの政策支援は行われている。

また、州など地方政府レベルでは世界的にも進んだ取り組みが行われていることに注意すべきである。米エネルギー省(DOE)によれば、11年9月現在、カリフォルニアなど30の州およびコロンビア特別区が再生可能エネルギー電力の利用目標設定とその利用に関する政策誘導を行う「RPS」制度を制定しているほか、8州が再生可能エネルギー利用に関する自主的目標を有する。^(注14)再生可能エネルギー導入に最も積極的な州の一つであるカリフォルニア州のRPS制度(11年4月現在)では、再生可能エネルギー電気の供給比率を10年の20%から20年には

33%へ引き上げることを目標にしているが、全般的には10~15%の州が多いのが現状である。なお、政府機関の再生可能エネルギー調達目標があり、12年以降は7.5%となっている。

中国の再生可能エネルギー電気の利用促進策には、大規模発電による電気供給が難しい農山村地域の生活向上とエネルギー産業支援の両面の目的があると思われる。05年に制定された「可再生能源法(再生可能エネルギー法)」に基づいて、07年に国家経済発展改革委員会は、一次エネルギー消費に占める非化石エネルギー(原発を含む)に占める比率を08年の7%から2020年には15%へ高める方針を決定した。これに沿って、2011~15年を期間とする第12次5か年計画においても、達成義務を負う24の「拘束性目標」の一つとして前述の非化石エネルギー利用比率が定められ、10年の8.3%から11.3%以上へ引き上げることが11年3月の全国人民代表大会で承認された。^(注15)

なお、中国でも再生可能エネルギー電気の価格支援制度が定められている。太陽光発電で見ると、国家発展改革委員会が11年に1.15人民元/kWh(上限能力:50万kW)、国家エネルギー局(能源局)が10~12年に0.73~0.99人民元/kWh(上限能力:28万kW)の財政支援をする決定をしている。^(注16)

(注9) EurObserv'ER が2010年の同比率は4.7%未満と試算。目標未達の背景には、ドイツや英国が導入目標の引き下げを決め、また他の国が欧州バイオ燃料指令の目標を一部のみ達成すると決定するなどがあげられる。

(注10) 国別行動計画はEUホームページ「National Renewable Energy Action Plans」参照。

(注11) EREC (11)。欧州再生エネルギー評議会は01年設立。加盟企業の合計売上700億ユーロ、従業員55万人を有する再生可能エネルギー関係企業の統括団体として影響力を持つ。

(注12) 91年にすでに固定価格買取制度が発足していたが、再生可能エネルギー電気の導入が大きく進んだのは同法の施行後である。

(注13) E.Donald Elliott (11)

(注14) Database of State Incentives for Renewables & Efficiencyホームページ参照。

(注15) 田中修 (11) 2章、および北京日報・日本語版ホームページ参照。

(注16) Challenge to China's PV Industry (11) 『IEA PV Power Update』2011.08 vol.35。

(2) わが国の再生可能エネルギー利用の立ち遅れ

以上の海外の動向に比べ、わが国の再生可能エネルギー推進の政策は2000年代に入り大きく立ち遅れたと言わざるを得ない。

わが国の再生可能エネルギー利用政策は、90年代前半までさかのぼることが出来る(第2表)。しかし、再生可能エネルギーは、80年に公布された「石油代替エネルギー

第2表 再生可能エネルギー利用へ向けた政策の推移

年月	法律・計画	政策事項
92	—	電力会社の自主的取組みとして余剰電力の固定買取を開始。
94	—	住宅用太陽光発電への補助金制度開始(05年度一旦廃止)。
97.4	新エネルギー利用等特別措置法の公布	・原子力やLNGなどの石油代替エネルギー以外の「新エネルギー等」の導入促進を目的に、基本方針の策定等や新エネルギー財団による融資保証で政策誘導することを定めた。なお、「新エネルギー等」の対象は政令で指定。 ・97年9月 新エネルギー利用等の促進に関する基本方針を閣議決定し、97年11月 エネルギー使用者に対する新エネルギー利用等に関する指針を告示。
02.6	エネルギー政策基本法の公布	・「安定供給の確保」と「環境への適合」を目指し「市場原理を活用」したエネルギー政策に関する長期的・総合的な基本方針を定め、国・地・公・民・事業者等の責務を明確にすることを規定。 ・本法に基づき、数年ごとに「エネルギー基本計画」を策定し国会に報告。
	新エネルギー等電気利用法公布	・電気事業者に毎年一定割合以上の新エネルギー等から発電される電気の利用を義務付け。 ・義務履行を超えた部分を翌年度へ持ち越す「バンキング」制度を認める。
03.10	エネルギー基本計画	・安全確保を大前提に原子力を基幹電源として推進する方針を明記するとともに燃料電池など水素エネルギー開発促進を打ち出す。 ・再生可能エネルギーは「当面は補完的なエネルギー」と位置付け。
07.3	エネルギー基本計画(1次改定)	・再生可能エネルギーは前回計画と同じく補完的なエネルギーとし、「太陽光、風力、バイオマス、雪氷熱などを特に促進すべき」新エネルギーとして支援。 ・再生可能エネルギーの導入目標は無し。
08.4	新エネルギー等利用特別措置法の施行令改正	・「新エネルギー」から「再生可能エネルギー」へ概念整理し、従来の「太陽光発電、風力発電、太陽熱、雪氷熱、温度差熱、バイオマスの発電・利用」に加え、「中小水力発電、バイナリー式地熱発電」を新エネルギーに加えた。
09.7	エネルギー供給構造高度化法の公布	・エネルギー供給事業者に対し、化石エネルギー源の利用と化石エネルギー源の有効利用の促進を義務付けし、電源別数値目標に基づく施策実行を求める。 ・太陽光発電・余剰電力の固定価格・長期買取を義務付け、買取費用をサーチャージとして消費者から徴収も可能。 ・09年11月から太陽光・余剰電力の固定価格買取制度施行(10年固定)
10.6	エネルギー基本計画(2次改定)	・20年までに一次エネルギーのうち、10%を再生可能エネルギーにより供給するとの目標を定める。 ・同時に20年まで原発を9基増設するなど原発促進を、ゼロエミッション比率70%へ引上げの中心施策とした。
11.8	エネルギー基本計画見直し言及	「政策推進の全体像」を閣議決定。原発低減など「新たなベストミックス」を目指す新エネルギー基本政策を策定する方針を示す。
	再生可能エネルギー特別措置法の公布	・再生可能エネルギー電気の全量買取の義務付け(個人住宅等の太陽光発電は余剰分のみの買取を継続)を定める。

資料 資源エネルギー庁、電気事業連合会、新エネルギー財団などのHPを参考に筆者作成

一の開発及び導入の促進に関する法律」に基づく石油の代替エネルギー導入政策の枠組みの中で、長きにわたり軽視された。石油の代替エネルギーとして、最優先に導入促進されるエネルギー源は原子力であり、それを天然ガスと石炭が補完するという位置付けであった^(注17)。したがって、97年12月の「気候変動枠組条約第3回締結国会議」を前に、地球温暖化対策を法的に担保する一環として制定された法律も技術開発に重きを置く「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（以下、新エネルギー利用等特別措置法）」^(注18)（傍点筆者）であり、再生可能エネルギーという概念自体が希薄であった。これに基づき、同法施行令で太陽光発電・太陽熱利用、風力発電、温度差エネルギーなどは新エネルギーに指定されたが、バイオマスの発電・利用（02年施行令改正で追加）、水力発電や地熱発電（08年施行令改正で追加）は除外された。

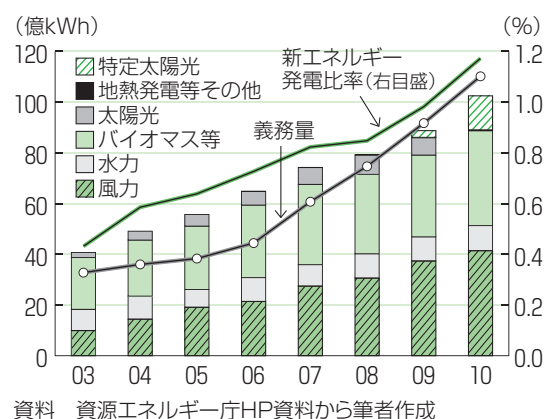
さらに、02年6月の京都議定書の批准を受け、「エネルギー政策基本法」と「新エネルギー等電気利用法」が制定された。前者に基づき数年ごとにエネルギー基本計画が策定され、新エネルギー導入目標等が定められるとともに、後者に基づき電気事業者に毎年一定割合以上の小水力発電と地熱発電を含む新エネルギー等の電源から発電された電気（以下、「新エネルギー等電気」）の利用が義務付けられることになった。このため、後者は「RPS（Renewable Portfolio Standards）法」と呼ばれることが多い。

しかし、京都議定書の目標に向けた温室

効果ガス削減対応として、再生可能エネルギー利用の姿勢は決して積極的・意欲的なものではなかった。03年10月と07年10月（1次改定）に策定されたエネルギー基本計画において、再生可能エネルギーは引続き補完的エネルギーとしての位置付けにとどまった。また、新エネルギー等電気の利用比率は、03年度から10年度にかけ利用義務目標をクリアし、0.4%から1.2%へ上昇したが、その達成水準は欧米等海外と比べてかなり見劣りするものであった（第5図）〈参考3〉。

新エネルギー等から再生可能エネルギーの利用へと政策上の概念整理が行われ利用促進対象が拡大・明確化されたのは、08年4月の新エネルギー等利用特別措置法・改正施行令の施行まで待たなければならなかった。それにより、小水力発電や地熱発電（バイナリー方式）もようやく利用促進の電源に加えられた。その後、エネルギー供給構造高度化法の制定により、太陽光発電による余剰電力の長期（10年）・固定買取制度が09年11月にスタートした。10年6月のエ

第5図 「新」エネルギー等発電の電気推移



〈参考3〉主要国の再生可能エネルギー 電気利用率

前述のように欧州の再生可能エネルギー利用は進んでいる。米国の再生可能エネルギー電気利用率の数値自体は高くないが、水力以外の再生可能エネルギー電気利用率は4.0%と高い水準にある。

中国は、エネルギー消費の急増の中で再生可能エネルギー利用率は低下してきたが、水力発電の増大が下支えている。

主要国の再生可能エネルギー電気利用率

(単位 %)

	再生可能 エネルギー 電気利用率	うち水力以外の 再生可能 エネルギー 電気比率
OECD諸国	17.6	5.1
米国	10.0	4.0
カナダ	60.9	2.2
ドイツ	16.5	13.4
フランス	13.7	2.7
英国	6.7	5.8
イタリア	25.5	8.4
スペイン	60.9	18.4
日本	9.4	2.5
韓国	1.3	0.5
(参考)中国	16.7	0.8

資料 IEA「Renewables Information(2011)」から筆者作成
(注) 再生可能エネルギー電気利用率=再生可能エネルギー
電気÷全発電量で、IEAの2010年推計値。

エネルギー基本計画（2次改定）では20年までに原発9基増設など原発推進をゼロエミッション比率70%への引上げの中心施策とする一方で、20年までに一次エネルギーのうち10%を再生可能エネルギーにより供給するという数値目標を明確化し、再生可能エネルギーの利用促進への姿勢も強化された。

そして、「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（以下、再生可能エネルギー特別措置法）」が11年8月末に成立し、12年7月からは電気事業

者が再生可能エネルギー電気を長期・固定価格で買い取る制度が始まる。同法案準備のプロジェクトでは、「制度開始10年後に再生可能エネルギーの導入量は約3,200～3,500万kW程度増加」、発電出力ベースの14～15%という意欲的目標を描いたが、同法は原発事故以前から提出が予定されていた法案であり、かつ菅政権末期の政局材料となった結果、国民に再生可能エネルギー政策強化の政策方針が浸透したかは甚だ疑問である。また、非住宅・事業用太陽光発電の売電価格の優遇幅の是非が論議を呼ぶ可能性があるほか、既存の再生可能エネルギー電気設備からの買取価格について法案準備段階の提言が取り入れられず、現状は何ら配慮措置が取られていない等の問題点が指摘される。^(注19)

原発事故を受け、12年夏を目途とする「エネルギー基本計画」の見直しが総合資源エネルギー調査会などで始まった。原発低減など「新たなベストミックス」を目指すというが、原発事故後の世論を踏まえ、エネルギー政策転換を訴え国民の合意形成をはかることが重要な課題だろう。その中でどのような再生可能エネルギー利用の目標および推進強化策が打ち出されるか、注目されるとともに、国会での議論は勿論のこと、国民が広く関心を持ち審議動向が分かりやすい透明性の高い意思決定プロセスが望まれる。

(注17) 山口聡・近藤かおり(09) 参照。なお、「石油代替エネルギーの開発及び導入の促進に関する法律」は、07年改正に伴い、「非化石エネルギーの開発及び導入の促進に関する法律」に名称

変更された。

(注18) 09年11月以降の「太陽光の新たな買取制度」のもと、余剰電力の買取義務のある住宅等での太陽光発電の電気を「特定太陽光電気」といい、RPS法の義務履行に充当できない規定である。

(注19) 他再生エネルギー電気の売電価格は15～20円/kWhと想定される一方、住宅および非住宅・事業用太陽光発電の売電価格はそれよりもかなり高く設定される見通し。

法案作成の準備段階で政務三役も参加し10年8月にまとめた「再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム」の提言では、再生可能エネルギーの「既設設備についても稼働に著しい影響を生じさせないという観点から価格等に差をつけて買い取る等、何らかの措置を講ずる」としたが、同法には既存設備への配慮について明記されなかった。

3 主要な再生可能エネルギー 電源の可能性と課題

再生可能エネルギー源の中で、発電量などの潜在可能性の大きい、(1) 小水力発電、(2) 太陽光発電、(3) 風力発電について、その現状と可能性、課題について概観する。その他では、地熱・地中熱やバイオマスが地域分散的な再生可能エネルギー利用として有用・有望と考えられるが、本稿では紙幅の関係もありふれない。

(1) 小水力発電～環境負荷の優位性と リードタイム短縮への政策対応

水力発電のなかで、個々の発電出力は小規模だが環境負荷の小さい「小水力発電」への注目が高まっている。

環境負荷という論点に関し、稼働期間(ライフサイクル)中に投入されるエネルギーに対する発電によるエネルギー創出の倍率を表す「エネルギー収支比：EPR (Energy

Payback Ratio)」は、有用な情報を与える。

燃料投入が無く、かつ超長期稼働が可能な水力発電のEPRは、再生可能エネルギーの中でも格段に高い。EPRの試算は様々だが、独立行政法人産業技術総合研究所は火力や原子力は1未満であるのに対し、水力発電では50とEPRの優位性を試算している。また、欧州小水力発電協会の推計では、再生可能エネルギー電源の中でも小水力発電の優位性は高い(第3表)。

小水力発電の場合、堰堤・ダム、水路・水管の敷設や発電所設置のための工事の環境負荷や生態系への影響などは限定的であるとともに、関連施設や機械のメンテナンス・改修を適切に行うことにより、超長期稼働も可能だ。IEAは水力発電の稼働期間を80年と想定しているが、実際のところ現在稼働中の中小水力発電所の中には、運転開始以来100年を超えるものも少なくない。小水力発電は環境にやさしい電源と言える。その点からも、現在稼働中の小水力発電所を長期有効活用することは重要であり、適切な政策対応が望まれる。

また、小水力発電は発電量の小ささに対

第3表 再生可能エネルギーのEPR比較
(欧州小水力発電協会の推定)

プラント種類	EPR値
小水力発電	80～100
大規模水力発電	100～200
太陽光発電	3～5
太陽熱	20～50
風力発電	10～30

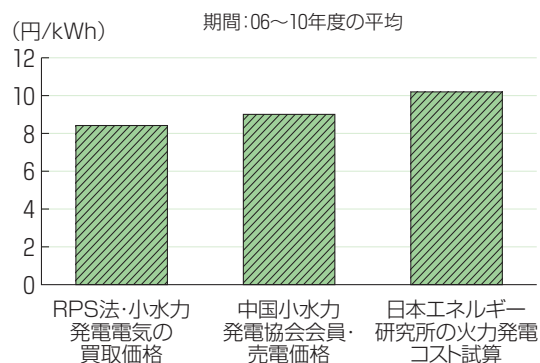
資料 ESHA[The Role of Small Hydropower in the EU-27](2010.4)から筆者作成

し、初期投資がそれなりに大きく、その発電コストは、割高なのではないかという受け止め方がある。しかし、近年の原油価格上昇のもとでの火力発電との比較では、既存の小水力発電の発電コストの方がかなり低いと推定される。

日本エネルギー経済研究所（11）の試算では、06～10年度の火力発電のコストの平均は10.2円/kWh、特に原油価格がピークを付けた08年度は12.5円/kWhであった。これに対し、同研究所は水力発電のコスト試算を示していないが、中国小水力発電協会・会員の06～10年度の売電価格平均は9.0円/kWh。また、資源エネルギー庁の公表しているRPS法のもとでの小水力電力発電の06～10年度の買取価格平均は8.4円/kWhである（第6図）。原油価格が70ドル/バレル以上で推移するならば、火力発電に比べ既存小水力発電の方が大幅にコスト優位であると言える。その意味でも、既存の小水力発電設備の補修を適切に行い、長期稼働を可能にする政策支援は不可欠である。^{（注21）}

それでは、日本国内での小水力発電の導入ポテンシャルはどのくらい存在するか。環境省「平成22年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書（11年4月）」は、河川部と農業用水路の合計で1,687万kW、そのうち出力1,000/kW未満でも合計637万kWの水力発電の潜在可能性があるとして推定している（第4表）。あくまでも地形・河川水系・水量のデータに基づく出力推計と、補助金給付（1/2給付で、工事費÷年間発電量：500円未満）に基づく試算の積み上げで

第6図 小水力発電・売電単価と火力発電コストの比較



資料 資源エネルギー庁、中国小水力発電協会、日本エネルギー経済研究所の資料・レポートから筆者作成

第4表 水力発電の潜在可能性(賦存量集計)

(単位 万kW)

	河川部 (補正後)	農業用 水路 (補正後)	合計
100kW未満	37	1	38
100～500kW	302	6	307
500～1,000kW	287	4	291
小 計	626	11	637
1,000～5,000kW	720	12	732
5,000～10,000kW	182	5	187
10,000kW以上	127	5	132
合 計	1,655	32	1,687

資料 環境省「平成22年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書(2011年4月)」から筆者作成

はあるが、中山間地域を中心にわが国には水力発電の導入ポテンシャルをかなり残すことが認識されよう。ただし、同調査報告書で示した15年ないし20年の買取期間で内部収益率8%以上という採算性を満たす開発可能量は河川部、農業用水路の合計で106～304万kWと低くなるが、超長期の稼働可能性や環境低負荷の優位性などを考慮した補助金交付などによる促進政策が必要であると思われる。

また、水力発電は、他の再生可能エネルギー電源に比べ構想（含む環境影響評価）－

計画認可-建設工事-稼働開始に至るまでの時間、いわゆる「リードタイム」が長くなる傾向がある。建設運営主体が定まり行政を含む多くの関係者の認識が一致する建設適地が見つかって、新規に水力発電所を建設するためには、地元の了解、権利調整、補償などが障害になる。小水力発電の環境負荷は相対的に小さく、水利権認可や漁業権補償などの調整の難しさは軽減されることが考えられるが、小水力発電所の増設について国-県-基礎自治体の行政が一体的に支援する態勢を強化することが重要である。また、超長期稼働が可能で後世に引き継げる公共的財産として、補助金交付や公共事業の価値は国民の理解を得られるものと思われる。

(注20) 産業技術総合研究所ホームページ「再生可能エネルギー源の性能」参照

(注21) 渡部喜智 (11a)

(2) 太陽光発電～発電コスト低減へ に向けた技術開発～

太陽光発電については他の電源に比べ、リードタイムが短いことが特長としてあげられる。1,000kW = 1 MW (1メガワット)級のいわゆる「メガソーラー」発電所においても認可されれば、施工期間は短期間で済み発電が可能になる。

しかし、他の再生可能エネルギー電源との比較では問題点・課題も多い。

まず、発電コストである。それを考える場合、太陽光発電システムの価格低減が重要となる。太陽光発電システムは①太陽電池モジュールのほか、②関連機器、④設置

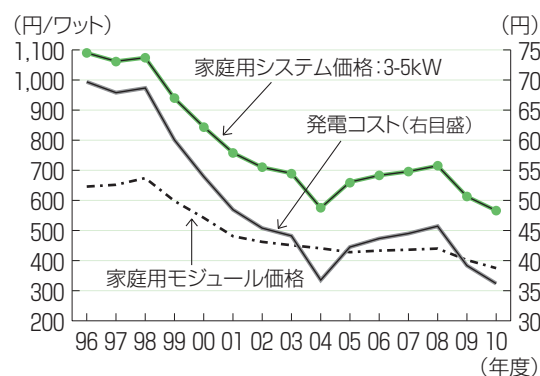
工事に係る費用などから構成される。これらに関しては、技術開発に伴う、シリコン等原材料の節約や「光電変換効率」向上などの技術開発、モジュール耐用年数の長寿命化などが関係する。^(注22)

太陽光発電システムの中核機器の太陽電池モジュールの価格は低下してきた(第7図)^(注23)。IEAのレポートによれば、わが国の太陽電池モジュール価格(ワット当たり)は00年の542円から05年は428円、10年には375円へ下落。また、家庭用太陽光発電システムは00年の844円から05年は661円、10年には566円へ下落したと言われる。

これを前提に試算すると、家庭用太陽光発電コスト(金利3%、耐用年数20年の前提で年経費率=6.67%(算式:年経費率= $\frac{r}{1-(1+r)^{-n}}$, r=金利, n=耐用年数)。他維持費は無いと想定するため発電コストは低目に計算される)は、00年には54円、05年は42円強だったのが、10年には36円強へ低下したという試算になる(第7図)。

また、太陽光発電では「グリッド・パリ

第7図 国内の太陽光発電システムと
太陽電池モジュールの価格、
および発電コスト(試算)の推移

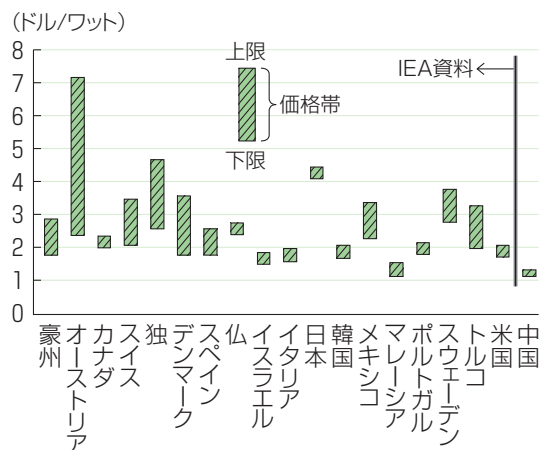


資料 IEA「National Survey Report of PV Power Applications in Japan 2010」から筆者作成

ティ (Grid Parity)」, すなわち技術の進展等により一般送電網から供給される電力コスト以下で供給できる状況に到達することができ、が話題となる。わが国でも、独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) の「太陽光発電技術ロードマップ」において、15年以降家庭用電力料金単価並み (23円/kWh) への低減を目指し技術開発を後押ししているが、前述のように現状はかなりの差異がある。

しかし、国際的には太陽電池モジュールの大幅な価格低下が進んでいる。IEAのレポート^(注23)によれば、米国では1.92ドル/Wであり、世界最大の太陽電池モジュール生産国である中国のインターネットでの販売価格はさらに低く1.15~1.35ドル/Wである。これは日本に比べ、半分以下から3割弱の水準である (第8図)。以上の国際的な状況を見れば、わが国でも太陽光発電システムの価格低下を通じ太陽光発電コストの下落が期待される。太陽光発電システムでは関連

第8図 太陽光発電モジュール価格の国際比較



資料 IEA「Trends in Photovoltaic Application(1992-2010)」
などから筆者作成

機器や現場施工などの費用が加わることに注意が必要であるが、技術進歩により着実なコスト低下が見込まれる。

ただし、最大出力に対する年間発電量の大きさを表す設備利用率は、精々10%台前半 (11~13%) である。例えば、出力4kWの家庭用太陽光発電が24時間、365日昼夜を分かたず稼働すれば、年間発電量が4kW×24時間×365日≒約35,000kWhとなる。しかし、日照時間は年間時間数の2割程度であり、かつ日射量が常時強いわけではない。よって、現状の設備稼働率は10%台前半にとどまる。仮に設備稼働率を12%とすると年間発電量は約4,200kWhとなる。したがって、エネルギー収支比 (EPR) も耐用年数が現状20年程度であることもあり、他の再生可能エネルギー電源に比べ低くなる。

日照時間や日射量などの面からの適地性も考慮されるべきだ。年間の日照時間や日射量の関係で、前述のような設備稼働率でさえ得られる地域が限定的であることが認識される必要がある。東海4県、甲信地方、群馬、九州、四国、瀬戸内海沿岸などは年間日照が全国平均 (81~10年の30年間の平均は約1,900時間) に比べ多いが、日本海側の日照時間は概ね少なく、かつ年間変動が大きい。その点で太陽光発電の効率が下がることは避けられない。季節や日中、天候による出力変動が大きいことにより、送配電システムの「電力系統」の不安定化をもたらす問題も指摘される。電力の日中ピークへの対応手段として評価される点もあるが、太陽光発電の想定を上回る出力増大は

電圧や周波数の上昇をもたらす可能性があり、電気の品質の問題が懸念される。太陽光発電の売電規模が大きくなれば、季節的に電力需要が低下する場合、余剰電力を発生させることもありうる。これらに対して、電圧負荷に備えた配電網への追加投資、蓄電池等による余剰分貯蔵など対応コストがかかることは注意すべき点である。

また、太陽光発電は、土地集約的なこともあり、大都市でのメガソーラーの立地は高い土地コスト（機会費用）の面から制約を受ける。よって、地方の農地や空き地での大規模メガソーラー設置が話題になるが、国土全体および地域の土地有効利用や活性化効果などを考えた上での構想が求められるべきである。

（注22）原材料節約の技術開発では結晶系から薄膜系へ、さらに化合物系への移行および異なる波長を吸収し発電するシリコンを重ね合わせるハイブリッド化などによりコスト節約効果が期待される。また、太陽光を電気に変換する効率を示す指標である「光電変換効率」は、多結晶系を例に取れば実用段階で05年には12%程度だったのが、最近では15%程度に向上している。

（注23）IEA-PVPS（11）。なお、採算を度外視した熾烈な価格競争が太陽光電モジュール価格の低下をもたらしていることも事実である。たとえば、太陽光電池モジュールの世界1位となった中国サンテックは11年第2四半期に赤字となり、米国では8月30日、米国3位の太陽光電池パネルメーカーSolyndra社が連邦倒産法第11条に基づく申請を行い倒産。

（3）風力発電～有望な開発可能性～

風力発電の導入ポテンシャルは大きく、実際の開発可能性も有望と推定される。

前述の環境省「再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書」によれば、陸上で風速5.5m/秒以上、洋上で6.5m以上など

の自然条件のほか、環境関係の法規制や都市計画・居住地距離などの社会条件に基づく風力発電の導入ポテンシャルの単純集計は、陸上で2.8億kW、洋上で15.7億kWという大きさを持つ。

ここから、現状考えられる設備投資額のもと、再生可能エネルギー特別措置法に基づく想定買取価格の下限：15円/kWhと上限：20円/kWh、固定買取期間（投資回収期間）15年と20年、内部投資収益率8%以上という、厳し目の採算の条件・前提に合うものを絞ると、陸上ではシナリオⅠで24百万kW、シナリオⅡで1億1百万kW、シナリオⅢで1億37百万kWの開発可能性がある。一方、洋上では上記シナリオⅠ～Ⅲでは開発ベースに乗るものは殆ど無く、大幅なコスト圧縮が必要なことが分かる（第5表）。

風力発電では風車の大型化が進んでおり、一基3,000kW級の風車が国内でも見られるようになってきた。適地においては風車同士の（後流）干渉を回避する距離（風車

第5表 風力発電の開発可能性

（単位 100万kW=1GW）

	導入 ポテンシャル	FITシナリオ		FIT+技術 革新シナリオ
陸上 （年間平均 風速5m以上）	283	シナリオⅠ	24.3	-
		シナリオⅡ	101.0	273.7
		シナリオⅢ	137.0	-
洋上 （年間平均 風速6.5m以上）	1,573	シナリオⅠ	0.0	-
		シナリオⅡ	0.2	141.1
		シナリオⅢ	3.0	-

資料 環境省「平成22年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書（2011年4月）」から筆者作成

（注）1 シナリオⅠ=15円/kWh×15年、内部収益率≥8%。
2 シナリオⅡ=20円/kWh×15年、内部収益率≥8%。
3 シナリオⅢ=20円/kWh×20年、内部収益率≥8%。
4 FIT+技術革新シナリオ=シナリオⅡ+発電工事費半減、土木工事費2割減。

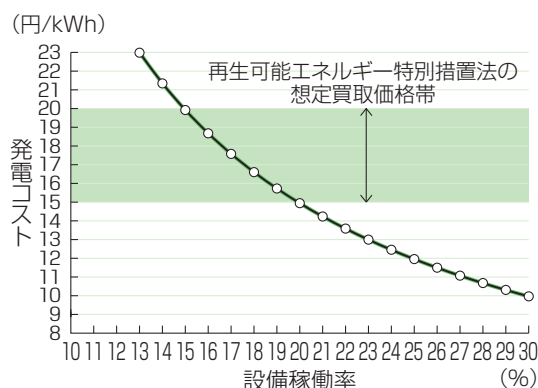
直径の4～5倍以上)を確保した上で、数多くの風車を設置した大型風力発電所が可能となっている。^(注24)

また、欧州勢が圧倒的シェアを誇った世界の風力発電設備メーカーの業界構図が崩れ、近年は中国勢の躍進が目覚ましいが、国内でも多くの有力メーカーが存在し技術的水準も高い。日本の風力発電の気象条件に応じた技術改善が達成され、風車等の機器の価格低下が進む期待も大きいと思われる。

しかし、問題は設備稼働率である。「カットイン風速」と言われる風速3～5m/秒程度で発電を開始、風速10数m(12～14m)/秒の段階に入ると、規格上の最大出力が実現できる「定格出力」状態となる。ただし、「カットアウト風速」と言われる暴風状態の風速24～25m程度以上では安全上稼働を停止させる必要があり、自動停止制御等される。以上のカットインからカットアウトの間の風速の累積出現分布が実際にどのようになっているか、が設備稼働率に影響する。また、風の乱流や落雷は機器破損のリスクを高め、修理の長期化もありうる。以上の風速の出現頻度や乱流などの風況が想定よりも悪ければ、目標とする設備稼働率は実現できない。

NEDOや環境省の初期投資や維持管理費に関する試算事例を参考に、風力発電所の設備稼働率(=年間発電量÷定格出力による年間発電量)と発電コストの関係を試算すると、25%以上では11円/kWh以下となる。また、20%以上の設備稼働率が実現でき

第9図 風力発電の設備稼働率と発電コスト試算の関係



- (注) 新エネルギー財団や環境省の試算事例の前提を参考に
- 1 設備費=25万円/kW。
 - 2 附带土木工事費=設備費(25万円/kW)の15%。
 - 3 開業関係費=設備費の5%。
 - 4 金利3%として20年で1+2+3の初期投資を回収するとし、年経費率を6.7%とする。
 - 5 また、オペレーション&維持費用は6,000円/kWとする。

ば、再生可能エネルギー特別措置法の想定買取価格帯(15～20円/kWh)を下回り、収益確保が可能となる(第9図)。しかし、風況の問題に加え故障の長期化等も重なって設備稼働率の低下が生じれば発電コストは上昇する。風力発電においては、風況データの適切な観察・把握に基づいた導入が重要であることを示している。

(注24) 新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)「日本における風力発電設備・導入実績」(10年7月)参照

4 地域を豊かにする再生可能エネルギーの活用

(1) 地域分散型・地域自立的なエネルギー供給体制への変更

エネルギー供給は政府のマクロ的なエネルギー政策のもと、電力会社や石油元売などが安定的に供給してくれることが、当

り前のようになっていた。しかし、そのような大規模・集中的なエネルギーの生産供給体制は本来リスクを伴うものである。また、超長期の持続可能性やエネルギー安全保障の上からも問題であろう。

電力供給に関して言えば、発電出力の都道府県別分布は、原発をベースとする大規模発電の供給体制のいびつさを物語る。大都市圏で多くの大規模火力発電所が立地する県を別とすれば、福島、新潟、福井などの原子力発電所が立地する県の発電出力の集積が極めて高い。それは県別総生産額(GDP)との関係で見るとさらに分かりやすい。それらの県では総生産額に対する発電出力の比率が突出した水準となっている(第10図)。東京など首都圏や大阪などの京阪神圏の経済活動はこれら的大都市圏外の幾つかの県、一部の地域からの電力供給に支えられていたわけである。しかし、1.(3)で述べた国民世論を踏まえれば、原発をベースとする大規模発電の供給体制の維持は

もはや困難となっている。

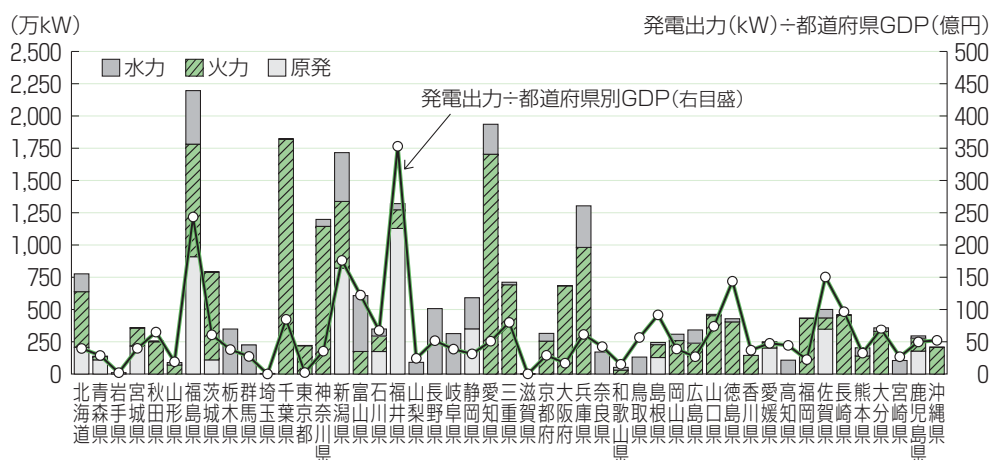
(2) 自治体の役割と政策等の見直し

これに対し、地域分散型・地域自立的なエネルギー供給が対置され、自治体など地域ベースでのエネルギー自給率の向上が求められる。

エネルギー政策基本法や新エネルギー利用等特別措置法および地球温暖化対策推進法などを法的根拠に、自治体によって「新エネルギービジョン」が策定されてきた。NEDOによれば、11年4月時点で策定済み市区町村数は829まで増え、ビジョン策定実施率(=ビジョン策定数÷市区町村数)は約48%へ高まってきた。しかし、逆に言えばビジョン自体さえも有さない市町村が半数以上存在するのも実情である(第6表)。

さらに、ビジョン策定後に新エネルギー利用に関する設備導入を行った事業化実施率は、08年度時点で68%であった。新エネルギーを再生可能エネルギーに単純に読み

第10図 都道府県別発電出力と県別GDPに対する発電出力原単位



資料 電気事業連合会資料、内閣府「県民経済計算」などから筆者作成
(注) 発電出力には卸供給事業者、自家消費は含まない。

第6表 新エネルギービジョン策定済市町村の推移

	6年度	7	8	9	10
策定済市町村数	697	753	799	809	829
策定済比率	38.1	41.6	44.4	46.2	47.5

資料 新エネルギー・産業技術総合開発機構資料から筆者作成
 (注) 策定済比率(%)=策定済市町村数÷市町村数。

替えることには注意が必要だが、ビジョンに基づき新エネルギー利用の事業へ踏み出した市区町村は全体数の三分の一程度（＝前述の48%×68%）にとどまっていると見なされる。以上の数字を見る限り、自治体ベースでの再生可能エネルギー利用の取り組みへの動きは現状のところ鈍く低水準と言わざるを得ない。

しかし、自治体が率先し住民をまとめれば、10年程度でエネルギー自給率の急速な向上が果たされうる事例もある。

岩手県葛巻町は、酪農とワインに加え、再生可能エネルギーを地域活性化の根幹に据えてきた。95年に「自然とともに豊かに生きる町」の宣言を行っていたが、99年に「天と地と人のめぐみを生かすことを基本理念とする「新エネルギービジョン」を策定し、自然豊かな町づくりの考えを徹底する方針を明確化した。町内に水力など従来の発電所がなかったにもかかわらず、風力発電や太陽光発電、バイオマス利用などにより同町のエネルギー自給率は8割^(注25)となっている。酪農やワインによる活性化プロジェクトで培った町などの機関の人材・ノウハウの蓄積が再生可能エネルギー利用でも寄与した面もあるが、一定の再生可能エネルギーのポテンシャルと明確な理念があれ

ば、地域のエネルギー自給率向上は可能という一例である。

自治体レベルで再生可能エネルギー利用を促進しエネルギー自給率を高め、温暖化対策も進める政策実行を確かにしていくためには、再生可能エネルギー利用施設を公共インフラと位置付けることが大前提として重要と思われる。前述2.(2)のエネルギー基本計画の見直しでも、自治体レベルでの再生可能エネルギー活用やエネルギー自給率目標の設定を改めて明確化・必須とするような枠組みが求められよう。そのもとで、自治体が当該目標を策定し、それに沿った政策遂行のために行う施設整備・出資・貸付への地方債発行の対象を拡充する^(注26)とともに、地方交付税交付金や補助金の流れと配布にメリハリをつけ、その実行進捗への行政評価を一層明確にする必要がある。

また、11年10月から石油石炭税に上乗せする形で始まった「環境税」（平年度ベース税収見込：約2,400億円）導入で財源が増えた「エネルギー対策特別会計」を、再生可能エネルギーの利用促進という観点から政府横断的な論議の上で抜本的に見直し、再生可能エネルギー活用を地域ベースで進められるように配分を仕切り直して行くことも大切である。

(注25) 葛巻町ホームページおよび渡部（11b）参照。
 また、自治体のエネルギー・環境政策目標については、環境エネルギー政策研究所ホームページ「自治体グリーン政策の窓」など参照。

(注26) 総務省は、「地方債同意等基準」で地域活性化事業における国庫補助事業により整備されるクリーンエネルギー（太陽光、バイオマス等）

を活用した施設を地方債発行の対象にしているが、対象の拡大、柔軟な運用が求められる。

(3) 地域還元や投資資金の優遇等も必要

再生可能エネルギー特別措置法の施行で再生可能エネルギー電気の発電参入は増加していこう。ただし、採算性に基づく大企業の参入にとどまらず、地域レベルで協同化事業を含む多様な事業体が参入するためには、採算性を下支えする公的な仕組みを拡充するべきである。

まず、国家戦略としてエネルギー自給率を高めるためには、短期的には採算性が厳しくとも、長期的採算性、環境低負荷のメリットや地域のエネルギー自給率を向上させるなどの点で意義がある事業には、公的な補助・助成や地域還元を行う意義を明確にし、行政が工夫をすべきである。例えば、長野県飯田市は市と民間団体との「公民協働」に基づく太陽光発電事業の導入で知られるが、小水力発電事業でも収益性が十分に見出せる適地調査を進めている。しかし、事業化に当たり民間事業とすると、法人課税や固定資産課税が収益上のネックとなる。電気を作るという地元の意思を後押しし、売電収入を地元の暮らしや活性化に活用するという観点から、課税等に関し行政サイドが工夫することが必要である、と同市は提言している^(注27)。

また、小規模事業者にとって災害などに伴う再生可能エネルギー施設の大規模損壊は、事業継続を困難にする。既存施設を含め、小規模事業者の災害などに伴う設備損

壊リスクに備え、国と自治体も加わり分担・支援する仕組みが必要である。その際には、公的な保険・共済的仕組みも想定されるだろう。

再生可能エネルギー利用事業への投資を活性化するという点でも工夫が必要である。一定の基準に合致した再生可能エネルギー施設への投資に対しては、税率や控除など税制優遇を行うことが考えられよう。また、米国で行われている一定までの公的な融資保証^(注28)や投資補償も、再生可能エネルギー施設への投資活性化の方法として導入・拡充が検討されて良いのではなかろうか。

「グリーン電力証書」や「グリーン熱証書」は、再生可能エネルギー源により得られた電気や燃料の環境価値を証書化したものである。その活用については10年6月のエネルギー基本計画でも取り上げられたが、その購入により事業者の収入が増える。マスメディアや政府広報での表示・宣伝活動により認知度を高めるとともに、その支出費用の税制上の損金計上を認めるなど購入インセンティブを高めるべきだろう。

(注27) 渡部 (11c)

(注28) 日本貿易振興機構 (10)

おわりに

21世紀におけるエネルギー政策は、Environment (環境低負荷)、Economic Growth (経済性)、Energy Security (エネルギー安全保障) を並立的に達成することが課題となる。それらを達成し持続可能な

社会発展に貢献するのは、再生可能エネルギーの活用とその技術進歩によるほかないだろう。総論において、この考え方に異を唱える人は少ないが、各論に入っていくと、経済性の観点からエネルギーコストの問題が持ちだされる。

しかし、コスト比較も短期的な観点では判断を見誤るだろう。原発の発電コストは短期的に燃料投入が少ない分低く試算されるが、安全対策を含む長期にわたる「バック・エンド」コストは不確定であり、かつ上方加算的である。一方、地域分散型・地域自立的な再生可能エネルギー利用は、安全性・持続性やエネルギー安全保障の観点だけでなく、地域の経済循環性を高め関連雇用の喚起を期待することができる。

原発事故は周辺市町村など住民の方々をはじめとして日本に大きな苦しみを与えたが、ここを出発点に世界の先頭に立つべく再生可能エネルギー・省エネルギーの技術を磨き上げ、地域で分散型・自立的なエネルギー供給体制を作り、地域の活性化につなげていく流れを国家戦略として確かなものにしていくことが必要であると考えている。

<参考文献>

- ・大島堅一 (10)『再生可能エネルギーの政治経済学』序章、2章、3章 東洋経済新報社
- ・ジェレミー・ベレット (06)『ピーク・オイル・パニックー迫る石油危機と代替エネルギーの可能性』作品社
- ・日本エネルギー経済研究所 (11)「有価証券報告書を用いた火力・原子力発電のコスト評価」『IEEJ』11年8月号
- ・裴淵弘 (11)「それでも韓国は原発大国をめざす」『中央公論』11年10月号
- ・資源エネルギー庁・総合資源エネルギー調査会電

気事業分科会コスト等検討小委員会 (04)「モデル試算による各電源の発電コスト比較 (電気事業連合会資料)」04年1月

- ・日本エネルギー経済研究所 (11)「有価証券報告書を用いた火力・原子力発電のコスト評価」11年8月
- ・日本貿易振興機構 (10)『エネルギー効率の向上および再生可能エネルギー利用の促進に向けた米国連邦政府・主要州のプログラム活用可能性調査』10年9月
- ・山口聡・近藤かおり (09)「再生可能エネルギーの導入促進10政策」『国会図書館・調査と情報』653号。
- ・渡部喜智 (11a)「農協等の取り組む小水力発電事業への期待と課題」農中総研 調査と情報
- ・渡部喜智 (11b)「再生可能エネルギー活用の歩みを進める岩手県・葛巻町」農中総研HP
- ・渡部喜智 (11c)「公民協働で再生可能エネルギー活用を進める長野県・飯田市」農中総研HP
- ・E.Donald Elliott (11)「*Why the U.S. Does Not Have a Renewable Energy Policy*」John M.Olin Center Research Paper No.433
- ・EREC (11)「*45%by2030 Toward a truly sustainable energy system in the EU*」
- ・The European Small Hydropower Association (04)「*Guide on how to develop a small hydropower plant*」
- ・IEA/NEA (10)「*Projected costs of generating electricity*」10年4月
- ・IEA CO-OPERATIVE PROGRAM ON PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS)「*National Survey Report of PV Power Applications in Japan*」11年4月
- ・IEA-PVPS (10)「*Trends In Photovoltaic Applications Survey report of selected IEA countries between1992 and 2010*」10年8月
- ・IEA-PVPS (11)「Challenge to China's PV Industry」『PV Power Update』vol.35 11年8月号
- ・マサチューセッツ工科大学 (MIT Energy Initiative) (09)「*Update of the MIT 2003 Future of Nuclear Power*」09年5月
- ・米エネルギー情報局 (EIA) (10)「*Updated Capital Cost Estimates for Electricity Generation Plants*」10年11月
- ・シカゴ大学 (04) (DOEホームページ)「*THE ECONOMIC FUTURE OF NUCLEAR POWER A Study Conducted at The University of Chicago*」04年8月

(わたなべ のぶとも)