

電気事業における温暖化対策

—— エネルギー市場自由化のなかでの脱化石燃料 ——

兼 平 裕 子

【目次】

1. はじめにー京都議定書目標達成不可能という現状と電気事業ー
2. 電気事業における温暖化対策
 - (1) 排出原単位 20%削減の問題点
 - (2) 天然ガスか、石炭か、石油か
 - (3) 電源の多様化をめざすもの
3. 電源の選択ー價格的要因ー
 - (1) 炭素含有量のより少ない燃料源へー石油石炭税ー
 - (2) 原子力振興のための電源開発促進税
4. 原子力への依存
 - (1) 原発建設に公益性はあるかーベース・ロード電源としての役割ー
 - (2) 地震時における原発の危険性ー司法判断ー
 - (3) バックエンド問題と核燃料サイクル
5. 電力市場完全自由化と自然エネルギー普及策
 - (1) 電力市場完全自由化
 - (2) 風力と系統問題
6. むすびにかえて

1. はじめに—京都議定書目標達成不可能という現状と電気事業—

2007年12月に開催されたCOP13バリ会議において、「バリ・ロードマップ」の開始が合意された。バリ・ロードマップは2013年以降の枠組みについて、2009年までに採択する正式な交渉プロセスではあるが、今後の削減レベルの数値目標を示したものはならず、次期枠組みの議論で、法的拘束力のないセクター別の原単位目標を提案した日本政府の消極的な姿勢は、アメリカ追従だと非難の的となった。

このような日本政府の消極的な姿勢は産業界の要請に応えるものと批判されている。というのは、2005年2月の京都議定書発効後に閣議決定された「京都議定書目標達成計画」において、経団連の環境自主行動計画を、「産業・エネルギー転換部門の対策の中心的役割を果たすもの」と位置づけているからである。

京都議定書の第1約束期間（2008～2012年）は到来してしまったが、未だ効率的な政策は示されていない。ところが、「京都議定書目標達成計画の評価・見直しに関する最終報告」（中央環境審議会地球環境部会・2008年2月8日）では、「既存の対策のみでは2,200万～3,600万t-CO₂不足すると推計された」にもかかわらず、「既存対策を補強する諸施策の削減効果も合わせて、約3,700万t-CO₂以上の排出削減効果が見込まれ、京都議定書の6%削減は達成し得るものと考えられる」と強弁している。

そして、2008年3月28日に閣議決定された改定京都議定書目標達成計画でも、産業界の自主行動計画上積みや自動車の燃費改善、家庭やオフィスの省エネルギー対策の徹底、新エネルギーの普及推進と従来と同じ方針の羅列で新味は乏しい。

既存対策のみでは目標を達成できず、補強する施策が導入できない現状で

1) バリ会議では、①2013年以降の削減目標と制度枠組みの議論の期限を2009年とすること、②IPCCの科学的知見を今後の交渉の指針にすること、③アメリカや主要な途上国の参加に窓を開くことについては合意された。

は、環境省が目標を達成できないことを正式に認めるのは時間の問題であろう。もともと政府の対策では京都メカニズム²⁾(排出量取引)を使って2,000万トンの排出削減(6%の削減義務のうち1.6%)を行うことになっていたが、このままでは未達部分も税金を使って海外からクレジットを買ってこざるをえない状況になろう。あくまで日本経団連の自主行動計画をベースとし、エネルギー起源のCO₂削減対策としての新たな政策手段が示されなかった結果、「地球温暖化対策の推進に関する法律」(以下、「温暖化対策推進法」)³⁾を改正し(2008年3月7日閣議決定)、税金を使って他国のクレジットを購入することになる可能性は大きい。

部門別の排出量(直接排出;発電に伴うCO₂排出をエネルギー転換部門⁴⁾の排出としてカウントしたもの)(図1)をみると、エネルギー転換部門の排出量が一番多い。産業部門はわずかに減少傾向にあるのに対し、エネルギー転換部門の排出量の伸びは大きい。これらを国内対策だけで削減することは難しく、事業者が自主的に行う京都メカニズムクレジットの取得を織り込んでいる⁵⁾。

このような中で、今後も電力消費量が増えていくことを前提に、電気事業連合会はCO₂排出原単位20%削減を唱えている。しかし、あいつく原発トラブ

-
- 2) 京都議定書で定められている京都メカニズムとは、①附属書I国間で排出枠を移転する排出量取引(第17条)、②附属書I国間で温室効果ガス削減を実施し、その結果生じた削減単位を宿主国から投資国に移転する共同実施(JI)(第6条)、③附属書I締約国が非附属書I国において実施された温室効果ガスの排出削減事業から生じた削減分を獲得することを認めるクリーン開発メカニズム(CDM)(第12条)の3つをいう。
 - 3) 京都議定書採択後の1998年に成立した温暖化対策推進法は、国や自治体、企業、国民の温暖化ガスの排出抑制に向けた役割などを明記している。2005年改正では、2006年度から温暖化ガスを原油換算で年間1,500キロリットル以上排出する事業者に、温暖化ガスの排出量を自ら算定して国に報告するよう義務付けた。同制度では電力使用に伴って排出される温暖化ガスは最終需要家が排出するとみなされ、発電所で発生する温暖化ガスがそのまま電力会社の分とは計算されない「間接排出」方式で算出する。
 - 4) 輸入・生産されたエネルギー源をより使いやすい形態に転換する工程部門で、発電・石油精製・コークス類製造・都市ガスの自家消費などに分類される。エネルギー転換部門のうち、発電に伴うCO₂排出が約9割を占める。
 - 5) 改正温暖化対策推進法では、事業者が自主的に行う京都メカニズムクレジットの取得及び政府への移転等を推進することを配慮することとする方針が盛り込まれている。

ルや石炭火力発電の増加によって20%削減は難しい。そのうえ、たとえ20%削減ができたとしても、使用電力量の増加に伴ってCO₂の総排出量が増加することは確実である。

本稿では、電気事業における温暖化対策につき、電源構成の脱炭素化という観点から、以下の論点について検討する。

①日本の電源構成のうち化石燃料が6割を占めるが、そのうち最も燃料価格の安い石炭火力発電が増えつつある。脱石炭火力のためにはどのような政策が必要か。

②脱化石燃料として政府がすすめる原子力は、典型的なNIMBY施設である。一方、誰もが賛成する自然エネルギーは安定性や密度という点で問題がある。主力とはなりえないとされる自然エネルギー推進をどう考えるか。

③効率性追求、規制緩和の観点から、電力市場を100%自由化すべきか。100%自由化することは原子力と自然エネルギーにどのような影響を与えるか。

④EU諸国に比べて、日本で自然エネルギーが普及しないのはどのような理由によるのか。

⑤原子力へのパブリック・アクセプタンスは可能か。核燃料サイクルとプルサーマルをこのまま継続すべきか。

⑥ともに目に見えない危険性をはらむ高レベル放射性廃棄物と温暖化による気候変動の影響をどのようにとらえるべきか。

2. 電気事業における温暖化対策

(1) 排出原単位20%削減の問題点

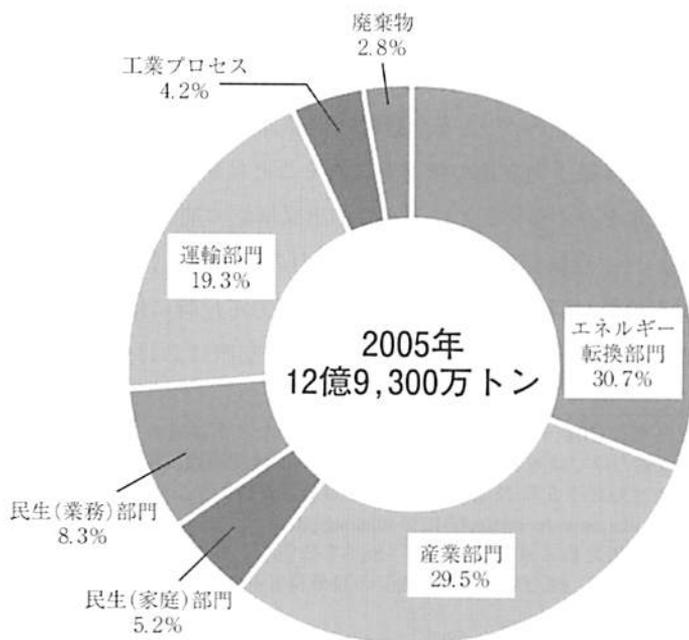
図1に示すように、エネルギー転換部門のCO₂排出量は、日本全体の約30%（直接排出）を占める。したがって、電気事業におけるCO₂削減策が温暖化対策の重要な位置を占めることになる。

日本経団連の環境自主行動計画として、電気事業連合会では、「2010年度における使用端CO₂排出原単位を1990年度実績から20%程度低減(0.34 kg-CO₂

「/kWh 程度にまで低減」するよう努める」目標を掲げている⁶⁾。この目標採用の理由は、「地球温暖化対策として目標とすべき電気の使用に伴う CO₂ 排出量は、利用者の使用電力量と使用端 CO₂ 排出原単位を掛け合わせて算出できるが、このうち利用者の使用電力量は、天候や利用者の電気の使用事情といった電気事業者の努力が及ばない諸状況により増減することから、電気事業者としては、自らの努力が反映可能な原単位の低減を目標として採用している。」ということである。

確かに電力分野の温暖化防止としては、電力使用量の削減、すなわち、使用者側の省エネやエネルギー効率改善の方が望ましい。しかし、電気事業者側の

図1 日本の部門別二酸化炭素排出量—各部門の直接排出量—



出典：<http://www.jccca.org/content/view/1046/786/>

6) 日本経団連 環境自主行動計画 個別業種版 29 頁。
<http://www.keidanren.or.jp/japanese/policy/2006/089/kobetsu.pdf>

温暖化対策として、使用電力量を減らすという目標を掲げることは、営利を追求する民間企業としては難しい。自主行動計画の範疇で、CO₂ 排出総量の削減目標値を示すのは難しい面があることは否めない。

経済活動にはエネルギーを消費する、したがって、GDP 増加のためにはエネルギー消費量は減らしたくないというのが政府や産業界の立場であろう？「2010 年エネルギー需給見通し」も「2030 年エネルギー需給見通し」も共に、エネルギー消費量が増加することを前提としている。特に利便性の高い電力需要は、サービス経済化、加工組立産業の成長など製造業の構造変化、高齢化などにより、かなり増加することが予想されている（図 2 参照）。

排出原単位 20%削減の更なる問題点は、この目標値はほとんど CO₂ を出さない原子力開発計画等をベースとしてチャレンジな値を設定している点にある。目標達成のための取組みとして、再生可能エネルギーの普及に向けた取組みや火力発電熱効率の更なる向上と火力電源運用方法の検討もあげられている。しかし、主たる取組みが、「安全確保と信頼回復を前提とした原子力発電の設備利用率向上、原子力立地の推進」にあることは間違いない。

原子力への依存を高める⁸⁾ ことによって排出原単位の削減をめざしてきたにも関わらず、自主点検記録問題に伴う原子力の長期停止⁹⁾、2007 年新潟県中越沖地震による柏崎刈羽原発 7 基の停止による電力不足時には、火力にシフトすることによって対応した¹⁰⁾ その結果、電気事業部門における CO₂ 排出量は

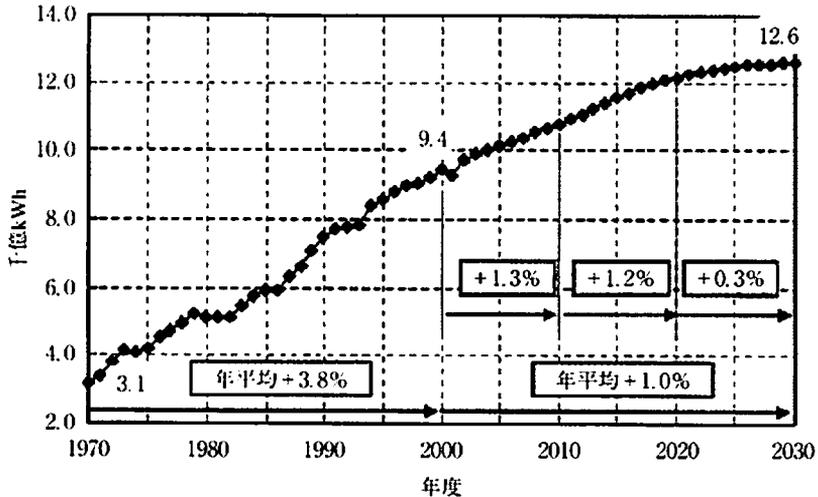
7) CO₂ を増やさずに GDP を年 3% で成長させるなら、たとえば省エネ法での年 1% のエネルギー効率改善だけでは不十分である。首相「地球温暖化問題に関する懇談会」第 1 回政策手法分科会（2008 年 5 月 12 日）枝廣淳子委員発言資料より。

http://daily-ondanka.com/report/data/0512_lowcbnmtg.pdf

8) 原単位 20%削減のために原発稼働率 87~88%を想定したものになっているが、現実には 71.9%（2005 年度）、69.9%（2006 年度）の設備利用率にとどまっている（電事連発表資料）。

9) 東電のいくつかの原発で発覚した不正行為をきっかけに、2002~2003 年にかけて、同社の原発全 17 基が順次運転を停止した。また 2004 年には、関電の美浜原発 3 号機蒸気噴出事故を起こしたことから、同社の他の原発 8 基も点検のため運転を停止した。これら原発の計画外停止による CO₂ 増加分は、2003 年度は 4.8%、2004 年度は 2.8%（2006 年 6 月 2 日付環境省配布資料、2006 年 10 月 17 日付環境省発表資料をもとに算出したもの）になる。

図2 日本の電力需要の見通し



出典：資源エネルギー庁需給部会第4回（2004・2・25）資料

増加し、その増加分は京都メカニズムの活用によらざるをえないという状況に陥っている。国レベルでも海外から2,000万トンのクレジットを購入し（6%の削減義務のうち1.6%）、電力会社レベルでも自主行動計画達成のためクレジット取得を求められることになる。すなわち、国内でのCO₂削減はすまず、国レベルでは税金をつかい、電力会社レベルでは電気利用者の負担によって海外から炭素を買ってくるという状況に陥っている。

メルトダウンのような巨大事故のリスクは別問題としても、地震国日本では

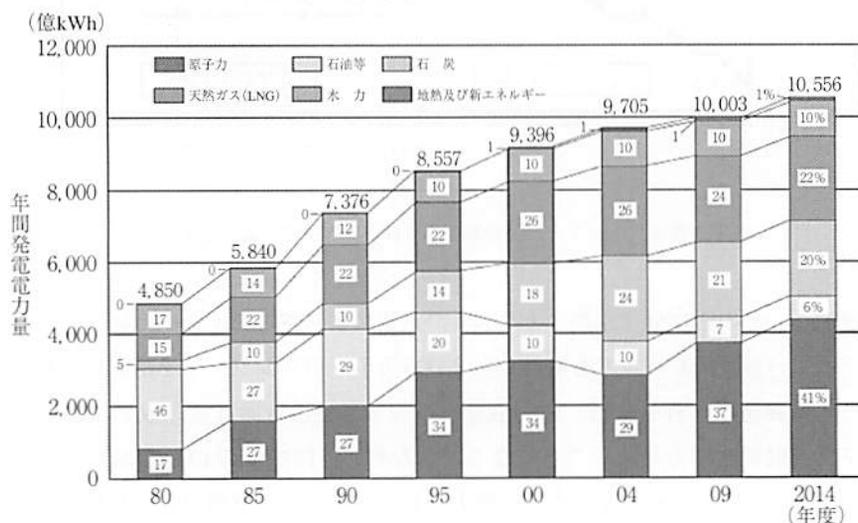
10) 柏崎刈羽原発の停止を受けて、2007年夏に東電は17年ぶりに需給調整契約を使い、さらに電力間融通や自家発電との取り決めによって供給の増大を確保した。八田達夫「安定供給のための電力制度改革」『規制改革の経済分析 電力自由化のケース・スタディ』（日本経済新聞出版社、2007年）231頁。

11) 総合資源エネルギー調査会電気事業分科会「今後の望ましい電気事業制度の在り方について」（2008年3月）では、「京都メカニズムクレジットを事業者別CO₂排出係数に反映させる方策を講じることとされている」と京都メカニズムの利用を前提とした記載になっている（25頁）。

地震の直撃によって原発が緊急停止するリスクは大きい。出力調整ができない原子力はベース・ロード電源として利用されている。そのベース・ロード電源が停止すると、火力に頼らざるを得ず、CO₂がかえって増加してしまう結果となる。

(2) 天然ガスか、石炭か、石油か

図3 電源別発電電力量の実績および見通し



出典：原子力・エネルギー 図面集 2005-2006

電力の年間発電量は年を追うごとに増加している。脱原油として、ほとんどCO₂を出さない原子力や、炭素含有量のより少ない天然ガスへの移行がよく言われるが、実際は、図3に示すように、大口製造業の自家発電や電力会社で、燃料価格の安い石炭の利用がすすむことになった¹²⁾ 外部性(社会的コスト)を

12) 2006年度の石炭火力の発電量は90年比3.4倍となり、それに伴う温室効果ガスの排出量は2.6倍であった。(発電電力量構成の推移、資源エネルギー庁「平成19年度電力需給計画の概要」2007年7月 http://www.jema-net.or.jp/Japanese/denki/2007/de-0707p_02-07.pdf)

考慮せず、市場メカニズムに任せたことによる自由化の当然の結果であろう。化石燃料の中で炭素含有量の一番少ない天然ガスは、今後の脱炭素社会のために重要な役割を演じることは間違いない。ところが、液化天然ガス（LNG）価格は他の化石燃料に比べて相対的に高い。

発電量全体でみて、化石燃料への依存は約6割、石炭火力への依存は約24%を占める（2004年度）。炭素含有量が最も多いが、残存埋蔵量が最も多く、かつ、燃料価格の安い石炭火力に依存せざるをえない現状は、温暖化を一層進めてしまっている。ところが「今後の望ましい電力事業制度の在り方について」では、「石炭火力はCO₂排出原単位が高いものの、効率性や安定供給の観点からは積極的に評価されるべき電源である」と、石炭火力推進を明記している¹³⁾。そのオフセットとして、大規模発電である原子力への一層の依存を高めざるを得ない。ところが肝心の原子力は長期停止状態となり、原発の埋め合わせとして石油に依存せざるをえない¹⁴⁾。その結果、目標は達成できず、大量の排出枠クレジットの取得を求められるというジレンマ状態に陥っている。

にもかかわらず、2009年度で37%、2014年度で41%と原子力への依存を更に高めようとしている（図3参照）。このような原子力への過度の依存が、原発停止時の火力発電の必要性や、系統問題を原因とする自然エネルギーの停滞を招く結果となっているのが現状である。

13) CO₂排出原単位が高いにもかかわらず、石炭火力を推進し、他方で、石炭ガス化発電の高効率化とCO₂の回収貯蔵（CCS）を組み合わせることにより、電源自体のCO₂排出原単位の低減を図ろうという政策は、効率性の追求どころか、単なる矛盾した政策の組み合わせではないか。

14) 中越沖地震による原発停止の穴埋めとして東電側は「割安でCO₂排出が少ない液化天然ガス（LNG）利用を最優先する」と説明しているものの、実際の穴埋めの大部分は石油だった。これら追加調達量は日本の年間原油消費の2%強に相当する。さらに、2008年夏場に備えた原発3基分300万キロワットの追加分の半分は廃止寸前だった休止火力5基の再稼働によることになる。「原発停止 広がる波紋（上）」2007年10月18日付日本経済新聞。

なお前掲注11)では、「このような設備容量の激減を招く事象に対しては、燃費調達性等からは石油火力が考えられ、エネルギー・セキュリティの観点やSO_x等への対応等環境制約の観点を含め総合的に検討することが必要である」と記載されている（19頁）。

(3) 電源の多様化をめざすもの

日本のエネルギー問題を考えるとき、エネルギー自給率が4%（大部分は水力）しかないことが大きなネックとなっており、原子力推進という国策はエネルギー自給という悲願に結びつく¹⁵⁾

エネルギー資源をほとんど持たない日本のエネルギー政策の基本目標は、「環境保全や効率化の要請に対応しつつ、エネルギーの安定供給をめざす」ことである。2002年6月に公布・施行されたエネルギー政策基本法では、まず安定供給の確保（第2条）、そして環境への適合（第3条）を掲げ、前2条の政策目的を十分考慮しつつ、規制緩和等の施策が推進されなければならないという「市場原理の活用」を第4条に掲げている。すなわち、上記基本方針は原子力推進路線を堅持することを示している¹⁶⁾

同法12条を受け、2003年10月に閣議決定されたエネルギー基本計画では、「原子力発電は安全性の確保を大前提に基幹電源として推進する」と明記されている。このように原発の維持を前提としているので、複数分散型ネットワークを想定することはできず、その後2007年3月9日に改定された同基本計画では、「発電から送配電まで一貫した体制で確実に電力の供給を行う責任ある供給主体である一般電気事業者を中心に、電気の安定供給を図る」基本方針が明記されている。

一方、経済産業省・資源エネルギー庁が2006年5月31日に公表した「新・国家エネルギー戦略」では、原子力を「供給安定性に優れ、発電過程においてCO₂を排出しないクリーンなエネルギー源」と位置付け、「2030年以降においても、発電電力量に占める原子力の比率を30~40%程度以上とすることを目指す」と、更なる原子力の推進（原子力立国）を明記している。すなわち、新・

15) 日本はかつて、エネルギー自給率100%の国であった。エネルギー源は薪と木炭で、山林を大切に守りながら自然循環の範囲内で暮らしてきた。石炭鉱山の全盛期だった1955年でもエネルギー自給率は80%であった。中村政雄「原子力と環境」（中公新書、2006年）48頁以下。

16) 船田正之（2007）「電力産業における市場支配力のコントロールの在り方」〔ジュリスト No. 1335〕97頁。

国家エネルギー戦略において達成すべき3つの目標のうちの2つ、「国民に信頼されるエネルギー安定保障の確立」と「エネルギー問題と環境問題の一体的解決による持続可能な成長基盤の確立」を達成するための基幹電源として原子力を選択し、原子力を着実に推進していくべき¹⁷⁾との基本的な考え方を採っている。

エネルギー安全保障の観点からは、ほぼ100%海外からの輸入である化石燃料に依存しすぎることは望ましくない。原子力発電の原料であるウラン鉱石も100%海外依存しているが、エネルギー密度が高いため、準国産¹⁸⁾とみなされる。したがって、原子力を推進していくことは、エネルギー自給率を高めることになるというのが政府の方針である。ところが前述したように、原子力への過度の依存は原発停止時の化石燃料の使用を増やすことにつながり、エネルギー安全保障上の不安要因となり、更には、温暖化防止にも逆行するという結果になっているのである。

つまり、エネルギー消費量の抑制¹⁹⁾という社会的な構造改革を行わずに、消費型経済システム維持を前提とするのが京都議定書目標達成計画であり、このような達成計画は、実効性に疑問ありといっても過言ではなからう。

3. 電源の選択—価格的要因—

(1) 炭素含有量のより少ない燃料源へ—石油石炭税—

上述してきたように、電力需要の増大を前提としたうえでCO₂削減を国内

17) 中長期的に原子力比率を上げていく、核燃料サイクルは推進する、高速増殖炉サイクルの実用化を目指す、といった基本方針を明記している。

18) ウランやプルトニウムはエネルギー密度が高く（少量で大量のエネルギーを発生する）、原子炉に一度燃料を補填したら、1年間燃料補給なしで運転できるという備蓄性にすぐれているので、準国産とされている。

19) 前掲注11)には「需要家が需要を抑制するインセンティブとして、季節別・時間帯別料金を例とする価格型と、需給調整契約を例とするインセンティブ型がある」と記載されている（24頁）が、十分には機能していない。

対策のみで達成することは難しい。各電力会社は京都メカニズムの利用によって達成しようとしているが、このような取引はあくまで、「約束を履行するための国内的な行動に対して補完的なものでなければならない」（京都議定書17条）。電力のCO₂排出原単位削減のためには、まずは、炭素含有量の少ない燃料源への転換、すなわち、石炭火力から天然ガスへの転換が重要になってくる。

燃料価格自体は市場メカニズムにゆだねるしかないが、社会的コスト（外部不経済）を是正しようとする公的権力の介入が必要になる。化石燃料の使用が引き起こしたコストは価格には含まれていない。温室効果ガス対策も電気事業者が果たすべき公共の利益の尊重であり、そのために社会全体で必要なコストを負担することが必要になる²⁰⁾

化石燃料は自ら生み出す社会的コストを負担しておらず、これが炭素税の課税根拠となっている。課税には価格効果として、CO₂排出割合の高い燃料から低い燃料へ転換する効果がある。したがって、多様な燃料を利用しうる分野にあっては税制によって燃料の転換が行われる可能性がある²¹⁾

既存のエネルギー税を税収総額を変えずに炭素含有量に応じた課税方法に変えることは、石炭から天然ガスへシフトするための1つのインセンティブになりうるし²²⁾ 政治的な軋轢も少ない。最近の原油高により、石油から天然ガスへの移行が進んでいるが、更には、石炭火力発電所からの移行も必要となる²³⁾

環境税制改革が行われている EU 諸国のうちドイツでは、既存のエネルギー

20) ジャン＝マリー・シュヴェリエ著・増田達夫監訳・林昌宏翻訳『世界エネルギー市場』（作品社、2007年）216頁以下。

21) 2001年5月8日「地球温暖化防止対策のためのエネルギー・環境関連税制について（案）」によると、「ガソリンに1リットルあたり10円の重税を課しても、有意な効果は認められないが、多様な燃料を利用しうる分野においては、税制によって燃料の転換が行われる可能性がある。ただし、転換効果を狙った税制を導入する場合には、代替が十分に実現するには長期の期間を要する。」

22) 世界的な実需の拡大に伴って石炭価格は急騰している。2008年度の発電用の石炭価格が1トン125ドル（2007年度の2.3倍）になると、電力業界は6,000億円の負担増になる。（2008年4月9日付日本経済新聞）

電気事業における温暖化対策

税である石油税に税率を上乗せするとともに、課税対象となっていなかった電気税を新設するという環境税制改革を行っている²²⁾。ただし、ドイツは日本と異なり国内炭があるため、石炭には課税されていないという欠点をもっていた。しかし、ドイツ国内の石炭使用量の75%は電力、20%はエネルギー集約型産業、5%以下が家庭暖房用となっている。電力に用いられる石炭には電気税が課税されており、また、エネルギー集約型産業は軽減措置（電力税法10条によって税率が60%（当初は80%）引き下げられている）があるためそれほど問題とはされず、憲法抗告でも棄却された²³⁾。

日本では運輸用燃料に対しては、輸入の段階でも（石油石炭税）、自動車・航空機等の燃料となった段階（石油ガス税、揮発油税及び地方道路税、軽油引

表1 温暖化対策関連税制の導入

国名	ノルウェー	デンマーク	オランダ	イギリス	ドイツ	スイス	日本	
主な税目	炭素税など	炭素税など	エネルギー税など	気候変動税など	エネルギー税など	温暖化対策税など	揮発油税など	
導入時期	91年	92年	96年	01年	99年	08年	09年?	
主な税率 (円)	ガソリン (1リットル)	101.44	172.18	111.88	109.78	107.27	74.47	53.8
	石炭(1トン)	10,205	36,423.9	2,045.4	2,656.49	1,292.46	なし	700
	電力(1キロワット時)	2.14	13.11	11.66	0.98	3.34	なし	0.375
税収(億円)	2,755 (07年推計)	3,146 (06年)	4,708 (04年)	5兆4,730 (06年)	7兆5,237 (06年など)	不明	3兆7,313 (06年)	
主な用途	一般財源	一般財源	一般財源	一般財源	一般財源	一般財源	一般財源?	

海外分は環境省調べ。税率は07年調べ。日本の税収は揮発油税と石油石炭税、電源開発促進税を合わせた。

出典：「環境元年第3部 政策ウォーズ⑤」（朝日新聞2008・5・22）

23) 技術開発により、ガスタービンの効率は向上してきている。これらのガスタービンは燃焼効率が高く、CO₂削減も見込め、古くなった石油・石炭発電所の置き換えも期待されている。「天然ガス火力発電 CO₂排出抑制を加速」（2008年3月14日付日本経済新聞）。

24) 1999年3月24日環境税制改革取組法によって始まったドイツの環境税制改革は、石油税の税率上乗せ分と電気税の新設による環境税制改革であり、その税収の9割を社会保険料の引き下げに充てるという税収中立の「二重の配当」を目的としたものであった。永見靖（2005）「ドイツにおける機構保護プログラム、排出量取引、環境税の動向」『ジュリスト No.1296』63頁以下。

取税，航空機燃料税）でも課税されている。しかし発電用の場合は，輸入段階での課税のみである。しかも日本の化石燃料の税率は，どの燃料も，EU等諸外国に比べて，相対的に低い。石炭の税率は特に低い（表1参照）。

輸入段階での課税である石油税は，石油対策財源を確保するために1978年に創設されたものである。この石油税は，それまで非課税であった石炭も課税対象に取り込み，2003年に石油石炭税へと改編された²⁵⁾。ただし，発電に使われる一般炭（輸入のうち6割）は新たに課税対象となったが，鉄鋼生産に使われる原料炭（輸入のうち4割）は課税を免除した。これらの税収はいったん一般会計の歳入となった後，石油及びエネルギー需給構造高度化対策特別会計（以下「石特会計」）に繰り入れられ，石油対策（石油安定供給対策，石油生産流通合理化対策）とエネルギー需給構造高度化対策（地球温暖化問題等に対応したエネルギー・環境対策）に使われる事実上の特定財源となっている。

2007年4月1日以降の税率は，原油及び石油製品は1キロリットルにつき2,040円，ガス状炭化水素（LPG，LNG）は1トンにつき1,080円，石炭は1トンにつき700円（炭素1トンあたりに換算すると，石油約780円，天然ガス約400円，石炭約290円）となっており（石油石炭税法9条），2008年度予算では5,210億円が見込まれている。

実際の単位熱量あたりの炭素含有量は天然ガス1.0，石油1.4，石炭1.8の比率なので，石油石炭税法9条の税率のままでは炭素税になっていない。しか

25) 電力税と石油税は電力消費者が製造業又は農林業の場合，税率が8割減免されており（電力税法10条，石油税法25条），この租税減免措置をめぐって，業務用冷蔵庫業を営む2社が電力税法3条，5条1項，9条3項，10条1・2項を対象として憲法抗告を（1 BvR 1748/99），欧州全域で各種運送業を営む5社が石油税法2条，25条，25a条に反論して憲法抗告を（1 BvR 905/00）おこした。環境税制改革法は基本法3条1項，12条1項および14条1項に基づく基本権を侵害しているとして，連邦憲法裁判所で争ったが，棄却された。（2004年4月20日第1法廷判決 Urteil vom 20. April 2004）

26) 新たに石炭も課税対象とされたことは，事実上の環境税（炭素税）の導入となるが，経産省と環境省の両省は「CO₂排出抑制を主たる目的とした「環境税」とは全く性質や内容を異にする」と強調する文書を公表した。前者は環境税導入に反対する産業界への配慮が，後者は更に本格的な環境税の導入論がかき消されてしまう心配があったためである。『環境元年第3部政策ウォーズ⑤』（2008年5月22日付け朝日新聞）

し、この石油石炭税を炭素含有量に応じた課税方法に変更するとかなりのCO₂排出抑制効果が期待できる²⁷⁾。炭素含有量のより少ない燃料源への転換のためには、CO₂含有量に応じた税率へと見直し、石炭課税の強化を行うべきであろう。

(2) 原子力振興のための電源開発促進税

一方、販売電気1,000キロワット時あたり375円の税率で課税される電源開発促進税（石油危機時の1974年に石油に依存する電力供給体制からの脱却を目指して制定された目的税）は、石油石炭税の改編（発電用一般炭への課税）と呼応して税率が引き下げられ、2008年度予算は3,480億円に減少している。

電源開発促進税法第1条（2003年改正）²⁸⁾には、「原子力発電施設、水力発電施設、地熱発電施設等の設置の促進及び運転の円滑化を図る等のための財政上の措置並びにこれらの発電施設の利用の促進及び安全の確保並びにこれらの発電施設による電気の供給の円滑化を図る等のための措置に要する費用に充てるため、一般電気事業者の販売電気には、この法律により、電源開発促進税を課する。」と、その課税目的及び課税物件が明記されている。

そしてその税収は、電源開発促進対策特別会計法により、電源開発促進対策特別会計（以下「電特会計」）という特別会計に繰り入れられ、電源立地勘定と電源利用勘定に区分され、ほぼ全額²⁹⁾が原子力振興に振り分けられる。全て

27) 横山彰（1997）「環境税（炭素税）の公共選択」『経済分析153号』（経済企画庁経済研究所編集）6頁以下によると、現行の化石燃料諸税を税収を変えずに純粋炭素税へと改革すると、石炭の場合、実効炭素税率は1トンあたり13,286円となり、42.939百万tのCO₂削減量が見込まれる。

28) 改正前の第1条「原子力発電施設、火力発電施設、水力発電施設等の設置を促進する等のための財政上の措置及び石油に代替するエネルギーの発電のための利用を促進するための財政上の措置に要する費用に充てるため…」と比較すると、課税目的が異なっている。

2003年10月以降、電源三法交付金制度についても、交付金の統合・一本化、対象事業の拡大等の見直しが行われた。

29) 同法第1条第3項イに「独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構に対する交付金の交付」が挙げられているのが唯一の例外と思われる。

の電源構成のうち原子力は3割程度なのにもかかわらず、全販売電気を課税対象とした税収ほぼ全額を、原子力振興に向けている。

一般消費税がTax on Tax³⁰⁾状態で課税されているにもかかわらず、原子力推進目的のための電源開発促進税という個別消費税は今もお必要であろうか。電気を使用する全ての消費者が原発推進の費用を負担していることに対するアカウントビリティは可能であろうか。「温暖化防止のために原子力が必要か」という問題は、次項4で論ずるが、脱化石燃料を目的とするなら、石油石炭税と電源開発促進税の両税を税収中立で炭素税へと改編するという方法も考えられる。

一方で、原発立地地域への電源三法（電源開発促進税法、電源開発促進対策特別会計法、発電用施設周辺地域整備法）による税金の振り分けがなくなると一層新增設が難しくなるとの懸念もあろう。しかし、発電所運転開始以降は、固定資産税を始め、事業税や住民税、原子力関連事業者特有の核燃料税、核燃料物質等取扱税などが長期間にわたり立地自治体の税収となっている。

地方の時代という割には地方独自の税源は乏しい。原発が立地される地域は特に過疎化の著しい地域である。過疎問題とエネルギー問題をともに解決するためには、地方独自の税源が必要ではないか。2000年施行の地方分権一括法により、法定外目的税という独自課税を設けることが可能となった。しかし、主要な税源は既に国税に取り込まれている。国税と重複する法定外目的税を設けることはできないため、大型の法定外税を設けることは難しい。現行制度のようにほぼ全額を原発推進に充てるシステムを続けるのであれば、全ての電源のうち原子力発電分のみを課税ベースとして負担を求める方法も選択肢の1つとしてありうるのではないか。

30) 取引高税のような前段階の税額や仕入を控除しない税の場合、課税の効果が累積し、前段階までの税額にも間接税が課されてタックス・オン・タックスが生じる。個別消費税と一般消費税という複数の間接税が併課されることによるタックス・オン・タックスについては放置されることも多い。

4. 原子力への依存

(1) 原発建設に公益性はあるかーベース・ロード電源としての役割ー

「温暖化防止のために原子力を推進する」というオプションに関しては、賛否が分かれる。2007年12月開催のCOP13で日本政府が「将来的には、クリーン開発メカニズムの枠組みに原子力発電を認めるべき³¹⁾」と主張したことに対し、各国から批判が相次いだ。一方で、IPCC第4次報告書第3作業部会報告書³²⁾では、「原子力は2005年の電力供給の16%を占めるが、他の供給オプションと比較したコストを考えるなら、2030年には、電力供給量の合計の18%を占めることができる。しかし、安全性、核兵器拡散、核廃棄物の問題が制約条件として残る」と原子力の利用可能性にも言及している。

要は、原子力抜きに温暖化問題を議論することができないのが現状であろう。にもかかわらず、原子力へのパブリック・アクセプタンスが難しい要因には、放射能という目に見えないリスクへの不安、「トイレのないマンション」といわれるバックエンド問題、そして、最近クローズアップされてきた地震へのリスク対応があげられよう。

二度におよぶ石油危機を背景に、政情不安な中近東への石油依存から脱却するために原発推進をすすめていた時期は、エネルギー安全保障や電力の安定供給という国益が原発推進策の基本目標であった。スリーマイル島事故やチェルノブイリ事故以降は原発冬の時代が続いていたが、現在、原発推進は安定供給面よりむしろ温暖化対策という環境要因に重心が移っている³³⁾

31) 2001年のマラケシュ合意で、第1約束期間(2008～2012年)内は原発を認めないことで各国が一致している。

32) Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.

33) 電力新聞海外原子力取材班著『原子カルネサンスの風』(2006年、日本電気協会新聞部)によると、米国では2005年に成立した包括エネルギー法によって、スリーマイル島事故以来途絶えていた原発の新規建設が実現しそうであるし、原発の稼働率も90%に達している。

原発推進は国策民営という形態をとっている。「先ずは国が大きな方向性を示して、最初の第一歩を踏み出す」という「原子力立国計画」（2006年8月）で定めた基本方針に則り、事業環境の整備をすすめてきた。それは、公益事業における規制緩和が進展する中で、長期のリードタイムと多額のイニシャルコスト（建設費）が必要な原発建設を民間企業が行うという難しい図式である。

市場のリスク、規制のリスク、気候変動に関連するリスクは新規の原発建設や自然エネルギー発電へのハンディキャップとなる。したがって、エネルギー市場は自由放任というわけにいかず、何らかの公的権力の積極的介入が必要になる。

電力の安定供給や温暖化問題の解決は国益につながる。しかしながら、原発のもたらす国益は、原発建設サイト近隣に住む住民の民間利益を凌駕するほどの公益性をもつといえるのだろうか。

原発建設によりCO₂削減効果が認められる場合、その利益は当該企業だけではなく、経済全体に及ぶ。地球規模の温暖化問題解決の手段として原子力発電が位置づけられる場合には、その外部効果を理由に原子力に政策的な支援を行うことが認められる³⁴⁾。しかし、そのような外部効果は自然エネルギーにもいえることであり、外部性を認める場合でも政府の市場への介入の利益がそのためのコストを上回ることが条件となる。

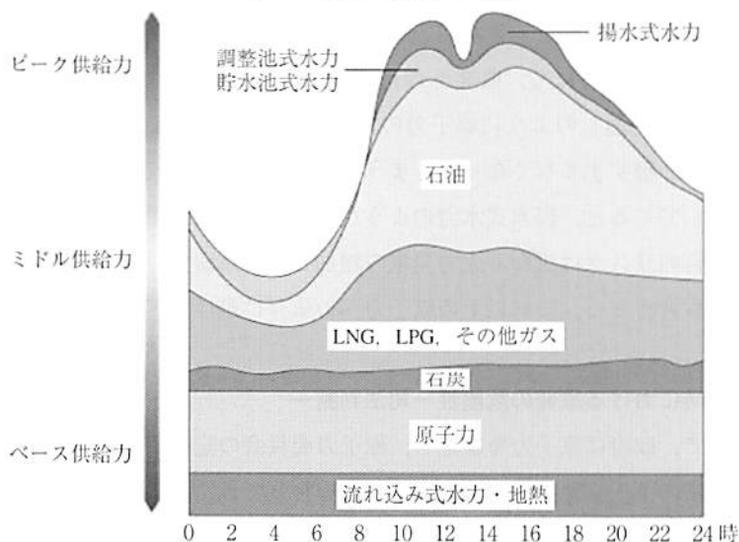
そして、前述したような多くのリスクをかかえる原発に自然エネルギーを上回る公益性があるとしたら、それはベース・ロード電源として使われることによる安定供給面であろう（図4参照）。季節による気候変動の大きい日本では、高温多湿な夏場と冷暖房の不要な春秋時では電力需要が大幅に異なる。この最大電力量と最小電力量との差は年々広がっており（図5参照）、負荷率（＝年平均需要電力／最大需要電力；数値が高いほど効率的な電力供給が可能）は、欧米主要国と比較すると低い水準となっている³⁵⁾。

34) 矢島正之（2002）『エネルギー・セキュリティ』182頁。

35) 2006（平成18）年度で63.2%、2007（平成19）年度で62.2%の見込みである。太田知子（2007）「平成19年度電力供給計画の概要」『電機・2007・7』。

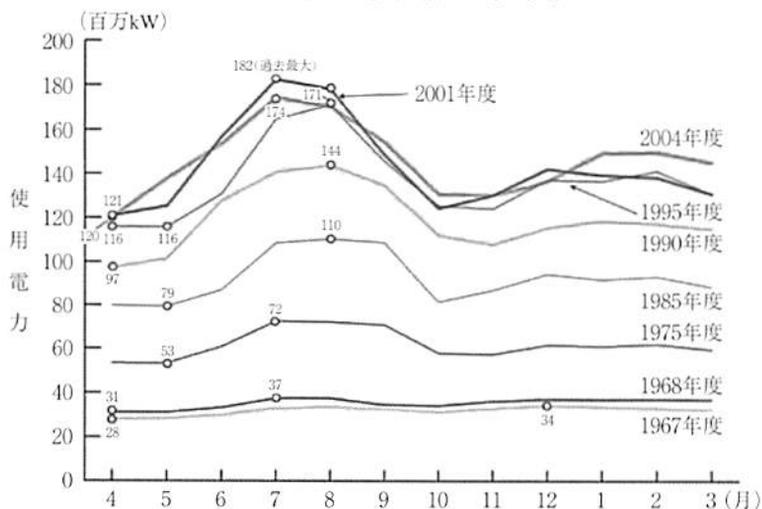
電気事業における温暖化対策

図4 一日の電源の組み合わせ



出典：東京電力，電気事業連合会資料

図5 1年間の電気の使われ方の推移



出典：原子力・エネルギー図面集 2005-2006

需要者側（デマンドサイド）のピーク時の使用量を抑制するインセンティブも必要であろう。しかし、系統問題等がネックとなって普及が進まない風力発電³⁶⁾を推進するためにも、原発への過度の依存を抑制すべきではないか。エネルギー需給見通しのように原子力の割合を40%にも引き上げると、風力発電の普及は一層すすまなくなってしまう。春秋の最小電力使用量と原子力発電量が拮抗してくると、揚水式水力のような非効率な発電に頼らざるをえない。原発停止時のリスクは更なる火力発電の増加という温暖化対策への逆行につながることも考えると、これ以上の原子力への依存は避けるべきではないか。

(2) 地震時における原発の危険性—司法判断—

これまで、政府は原子力を推進し、原子力委員会の定める原子力長期計画³⁷⁾や電源三法の下、立地支援や研究開発支援を行ってきた。これに対し、原発建設による影響が大きい立地地域の住民参加手続きは定められていない。したがって、運転開始前は建設差止請求、開始後は運転差止請求という形で司法の場で争われてきた³⁸⁾。目に見えない放射能のリスクに対し、「原子炉施設の運転の差し止めが認められるためには、原告らの人格権が侵害される抽象的危険では足りず、許容限度を超える放射能を被曝する具体的危険があることを主張立

36) 2003年4月1日より全面施行された「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、「RPS法」）によって一般電気事業者は新エネルギーを一定割合以上の利用が義務付けられている。しかし、風力発電という自然エネルギーは発電量の調整ができないので、解列条件（風力発電の運転を一時的に中止できる）付きの入札採集を行う電力会社が増えてきており、風力推進のネックとなっている。

37) 1956年から概ね5年ごとに「原子力長期計画」を策定してきたが、10回目の見直しで「原子力政策大綱」と名称を改め、2005年10月14日に、今後10年間程度の原子力の基本方針として閣議決定された。

38) 原子炉設置許可は核原料物質・核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律23条に基づいて申請される。同法24条2項で、「主務大臣はあらかじめ、原子力委員会の意見を聴かなければならない」と定めているが、周辺住民の参加手続や関係資料の公開の定めは置かれていない。この点を争った伊方原発訴訟（最高裁平成4年10月29日判決、民集46巻7号1174頁）では、「そのことをもって憲法31条の法意に違反するものとはいえない」と判示した。

証する必要がある」というのが裁判所の判断であり、差し止めが認められることはなかった。

ところが、争点が地震のリスクとなると、判決も異なっている。金沢地裁・平成18年3月24日判決は「原告らの生命、身体、健康が侵害される具体的危険が認められる」として、「被告は志賀原発2号炉を運転してはならない」との判断を下した。一方、静岡地裁・平成19年10月26日判決は、「本件原子炉施設の運転によって、原告らの生命、身体が侵害される具体的危険があるとは認められない」という正反対の判断を下した。後者は、柏崎刈羽原発に被害が出た2007年7月16日の新潟県中越沖地震後に示された判決であったにもかかわらず、当該地震についてはなんら言及されていない（もっとも、中越沖地震は口頭弁論最終後に発生したものである）。

まず、志賀原発2号機差止請求では、「志賀原発のある石川県は他の都道府県と比較して地震の数が少ないことは公知の事実であるが、本件原子炉敷地周辺で、歴史時代に記録されている大地震が少ないからといって、将来の大地震の発生の可能性を過小評価することはできない。そうすると、被告が設計用限界地震として想定した直下型地震の規模であるマグニチュード6.5は、小規模にすぎるとはならないかとの強い疑問を払拭できない。」と、地震国日本では想定以上の直下型地震の可能性があると前提としている。

そして、「原子力発電所のような先端の科学技術を利用した設備や装置は、常に事故の危険を孕んでおり、その可能性を零にすることは不可能であるが、その設備や装置を設置して利用することについて社会的合意が形成され、かつ設置者が、想定される事故及びこれによって予想される被害を回避するために、その被害の内容や規模に照らして相当と評価しうる対策を講じたのであれば、それでもなお残存する危険については、社会的に許容されていて違法性がないとみる余地があると解される。しかしながら、被告の耐震設計は、地震によって想定される原発周辺住民が受ける被害の内容や規模に照らして相当と評価しうる対策を講じたものとは認め難い。」と、その侵害の具体的危険が受忍限度を超えて違法であることを要すると解される「国道43号線・阪神高速道

路騒音排気ガス規制等事件」(最高裁平成7年7月7日判決・民集49巻7号2599頁)に基づいて検討している。

その結果、「私企業の経済活動に対し、それも電気という公共財の生産に対し、差し止めを認めることは、わが国のエネルギー需給見通しに影響を与えかねないが、電力需要が伸び悩む中、少なくとも短期的には、電力供給にとって特段の支障になるとは認めがたい一方で、放射性物質が放出された場合、周辺住民の人格権侵害の具体的危険は受忍限度を超えている」と判断している。北陸電力は原発2基しか建設しておらず、その影響は小さいと判断したのかもしれない。

地震は予知できないとはいえ、万一の場合のリスクは受忍限度を超えて大きいので、「耐震設計は、地震によって予想される原発周辺住民が受ける被害の内容や規模に照らして相当と評価しうる対策を講じる必要がある」ということになる。なんとといっても、原子力発電所は人類の「負の遺産」³⁹⁾の部分をもつ。そのようなリスクをはらむ原発の安全性については「右災害が万が一にも起こらないようにするため、原子炉設置許可の段階で、原子炉を設置しようとする者の右技術的能力並びに申請に係る原子炉施設の位置、構造及び設備の安全性につき、科学的、専門技術の見地から、十分な審査を行わせることにあるものと解される」⁴⁰⁾と高度な安全性が求められている。

浜岡原発は東海地震の想定震源域の真ん中に位置している。志賀原発立地地域より浜岡原発立地地域の方が地震の起こる可能性は大きい。そのうえ柏崎刈羽原発7基に複合的被害が出た中越沖地震後に示された判決であるにもかかわらず、被告側の主張を認めた判決となった。

地震工学や原子力技術のような最先端の技術を司法の場で判断するのは難し

39) 名古屋高裁金沢支部 1999年9月9日志賀原発運転差止訴訟判決「わが国においても多数の事故あるいは問題事象が発生して国民の原子力発電所に対する信頼は揺らいでいること、その他核燃料の再処理問題を残すことは控訴人指摘のとおりであって、原子力発電所がその意味において人類の「負の遺産」の部分を持つことは否定できない。」

40) 前掲注(38)伊方原発訴訟(最高裁平成4年10月29日判決、民集46巻7号1174頁)。

い。しかし、地震により放射能漏れ事故が起こってしまったでは取り返しがつかない。判決文では「抽象的に想定可能なあらゆる事態に対し、安全であることを要求するものではない」とされ、「本件原子炉施設は、想定東海地震の地震動だけでなく、想定東海地震と東南海地震・南海地震と連動した場合の地震動に対しても耐震安全性が確保されていると認められる」と判示している。

しかし、2008年3月31日と5月22日には表2で示すように、すべての原発で新耐震指令に基づく再評価が報告された。想定される最大の揺れは全ての原発で引き上げられた。新潟県中越沖地震で被災した柏崎刈羽原発1～4号機は建設時の450ガル（ガルは加速度の単位）の5倍にあたる2,280ガルに引き上げられた。今後、補強工事が必要となるため、運転再開の見通しはますます立たなくなった。

一方、静岡県は気象庁の緊急地震速報で大きな揺れが予想された場合には、事前に原子炉を自動停止させることを検討するよう中部電力に要請した。たびたび止まることを想定せざるをえない地震国日本でのリスクは「抽象的危険」

表2 新しい基準地振動により想定される原発の最大加速度（新耐震指令に基づく再評価）

発電所名	電力会社名	従来値	新指令の 設定値	発電所名	電力会社名	従来値	新指令の 設定値
泊	北海道電力	370	550	志賀	北陸電力	490	600
東通	東北電力	375	450	敦賀	日本原子力発電	532	650
女川	東京電力	375	580	美浜	関西電力	405	600
福島第一	東京電力	370	600	高浜	関西電力	370	550
福島第二	東京電力	370	600	大飯	関西電力	405	600
東海第二	日本原子力発電	380	600	島根	中国電力	456	600
柏崎刈羽 1～4号機	東京電力	450	2,280	伊方	四国電力	473	570
				玄海	九州電力	370	500
柏崎刈羽 5～7号機	東京電力	450	1,156	川内	九州電力	372	540
				もんじゅ	日本原子力 研究開発機構	466	600
浜岡	中部電力	600	800				

（最大値、単位はガル）

新耐震指令に基づく原発の耐震性の再評価（2008年3月31日原子力安全保安院への報告）
（東京電力・柏崎刈羽原発のみ2008年5月22日）

というレベルの問題ではないと思われる。

情報公開や説明責任が求められる時代にもかかわらず、原子力政策は、経産省や原子力委員会、電力会社の上層部の間で決定され、地域住民や一般市民の意見が反映されることは少ない。結局、司法の場で争う方法しか残されていないことになる。これら2つの差止め請求は現在控訴中である。運転差止めが認められるか否かはともかく、控訴審判決は、中越沖地震による柏崎刈羽原発の被害状況や新耐震設計指針を考慮し、原発直下の最大の揺れを見積もった上での安全性についての踏み込んだ判断が必要ではなかるうか。

(3) バックエンド問題と核燃料サイクル

発電を終えて原子炉から取り出した燃料の中間貯蔵、再処理（核燃料サイクル）⁴¹⁾ 高レベル放射性廃棄物の処理・処分というバックエンド問題の解決は難しい。使用済み燃料をそのまま廃棄するワンスルー方式をとるアメリカやドイツ、フランスに比べて日本がめざす核燃料サイクルの方がコストは高くつく⁴²⁾ 再処理工場（建設費約3兆3,700億円、運転保守費約6兆800億円、工場の解体・廃棄物処理費用約2兆2,000億円）が40年操業すると仮定すると、約19兆円かかると見積もられている。このうち11兆円程度は電力会社がすでに引当金を積んでいるので回収できるが、残りは電気料金に転嫁して回収する（2004年6月7日経済産業省試算）。

すなわち、標準家庭で1年につき、1,260円～1,404円の再処理費用を家計が負担させられることになる。電事連は直接処理でも15兆円かかると発表していたが（2004年）、実は1994年段階で通産省は核燃料サイクル費用が直接

41) 青森県六ヶ所村の使用済み核燃料再処理工場は2008年夏頃から本格稼働する。日本では使用済み燃料を切り刻んでから化学処理で溶かしてプルトニウムを取り出し、ウランと混ぜて混合酸化物(MOX)の形にしてMOX燃料工場に送る再処理を行っている。そして、MOX燃料を普通の原発で燃やすのがプルサーマルである。

42) 核燃料サイクルは石油ショックやウラン埋蔵量の過小評価で、国際的なウラン価格が高騰していた1967年に打ち出された方針である。現在はウラン価格が下落し、プルトニウムを取り出す方がコストがかかる。

処理より2倍近く高い（直接処理による上乗せ1.23円、国内施設による再処理2.30円）というコスト比較をしながら、秘匿していた。

MOX燃料を原発で使うプルサーマルだけではリサイクル効率は悪い。燃料転換率が比較的高い1.4となる高速増殖炉はもんじゅ事故により頓挫している。にもかかわらず、政府は経済性の低い再処理にこだわった。核燃料サイクルについては反対意見も多かったが、2005年（平成17年）10月11日に原子力委員会より発表された「原子力政策大綱」では、核燃料サイクル路線の維持が決定され、10月14日には閣議決定された。一度決定された政策は変更が難しいという典型的な事例である。

もんじゅが頓挫し、高速増殖炉の商業化のめどがたっていない現況で、核燃料サイクルをすすめても現在のウラン価格では経済的に引き合わない。しかし、この決定に向けた原子力委員会の議論は「まず結論ありき」ではなかったか。原子力委員会側としては、再処理に経済性がなくても、建設中の六ヶ所村再処理工場を稼働させなければならなかった。ともかく、これらの核燃料サイクルをスタートさせてしまうことによって、エネルギー資源問題と安定供給の確保をはかるという図式にとらわれた政策決定ではなかったか。

核燃料サイクルより更に難しいのは、使用済み核燃料から有用なプルトニウムやウランを取り出した後にのこる高レベル放射性廃棄物の処理⁴³⁾である。数千年から数万年という長期にわたって強い放射線を出し続ける放射性物質を含むので、ガラスと混ぜて固めて地下300メートルより深い安定した地層に処分するが、処分場のめどは立っていない。海外でも始めたところはまだない。

高レベル放射性廃棄物の最終処分場は原発施設よりも更にNIMBY施設である。補助金の増額（1次調査2年で最大20億円、2次調査4年で最大70億円）程度では解決しそうもない。「核のごみ捨て場」への抵抗は大きく、「国民の理解」のめどはたっていない。

43) 国の計画では2035年頃に最終処分を始める。処分地選定から処分場完成までに約30年を見込むので、ここ1、2年の間に処分場を決定しなければならない。

5. 電力市場完全自由化と自然エネルギー普及策

(1) 電力市場完全自由化

4で論じたように、原子力への理解が得がたい理由として、原子力政策決定プロセスの密室性に対する不信感、地震時の原発事故への危険性や高レベル放射性廃棄物処理への不信感があげられよう。

原子力がベース・ロード電源として使用されることによるCO₂削減効果は大きいですが、原子力に対しては電特会計から地元自治体への税金の投入などの支援を行っている。外部性ゆえに政府の介入が必要なもう1つのエネルギー源である自然エネルギーに対する政府の関与と比較していかがであろうか。

現在日本でとられている自然エネルギー促進策として、NEDOによる補助金や、電力会社が任意にもうけているグリーン電力基金や太陽光発電の余剰電力を販売価格で買い取る制度がある。前述したRPS法による電力会社の新エネルギー利用義務もあるが、低い義務量設置によって抑制法となってしまう⁴⁴⁾。

一方、需要者側から自然エネルギーを促進しようとしても、小口需要者は自然エネルギーを直接電力会社から購入することはできない。温暖化対策推進法により温暖化ガスの排出量を国に報告する義務がある事業者⁴⁵⁾が使用する電力をグリーン電力に変更しようとする場合は、契約電力が50kW（高圧A）以上の自由化対象の大口需要家（電力量の63%）であれば、供給元の変更は可能である。日本自然エネルギー(株)の行っているグリーン電力証書⁴⁶⁾を利用するこ

44) RPS法は目標とする義務量（2010年で1.35%、2014年で1.63%）が低すぎるため、新エネルギー推進法とはなっていない。このほか、新エネルギー利用等の促進に関する特別措置法（1997年制定）もある。

45) 2005年改正により、産業部門を中心に約7,500社、運輸部門の約1,400社（総排出量の約5割）に報告義務が課された。電力の発電時に発生した温暖化ガスを含める直接排出方式で計算すると、2006年度の温室効果ガスの排出量が多い企業は第1位東京電力、第4位中部電力、第5位Jパワー、第6位東北電力と上位20社中、電力が11社を占めた。（2008年3月28日環境省・経済産業省発表）

とも可能である。しかし、個人レベルでは、太陽光発電を設置するか、風力発電を共同で建設し、建設時に市民ファンドを購入する程度しかできない。家庭部門では電力が自由化されていないからである。

風力発電建設費用として元本の保証されないファンドを購入するリスクに比べ、割高でもグリーン電力を購入する方が、より多くの個人需要家の理解を得やすい。現在、環境要因は金銭に評価できない非経済的要因のままである。企業の自主的取り組みや「生活見直し」頼みの京都議定書目標達成計画は限界にきていることは間違いないのであるから、環境重視が利益につながるようなシステムを電気料金に組み込む必要があろう。

自由な競争によって、効率性の達成が可能となる。自由化の進展にともなうて、すでに PPS (特定規模電気事業者) に変更した大口顧客もあるし(ただし、PPS の自社電源は約 0.3%にとどまっている)、自家発電設備をもつ大口顧客も多い(2005 年段階で電力会社の 19.6%の発電能力がある)。しかし、原油高騰を受け、このような企業や工場では、自家発電離れ現象が起こっている。部分自由化以降、既に産業用で 2 割、家庭用で 1 割電気料金が下がった。が、原油の高騰傾向が続いている昨今の状況では、今後の電力自由化は、安さの追求一辺倒ではなく、環境保全の立場も考慮して進めるべきではなかろうか。すなわち、小売完全自由化によって達成すべき目標とは、安価な化石燃料に頼る PPS を増やすことによる電気料金の値下げ競争ではなく、温室効果ガスの排出削減という環境保全をシステムに取り込んだうえで、需要家の選択肢を拡大すべきではないか。

2007 年 7 月 11 日、経済産業大臣の諮問機関である総合資源エネルギー調査会の電気事業分科会・制度改革 WG 作業部会は、「家庭向けを含む電力小売り

46) 自然エネルギーによる電気のもつ「環境付加価値」を「電気」と切り離して「証書」という形で取引することを可能にしたのが「グリーン電力証書」である。2008 年 4 月 30 日現在で、154 団体が契約をむすび、11,803.4 万 kWh の契約量となっている。契約は年間 100 万 kWh 以上または使用する電力量の 1 割以上を目安にするので、個人では利用できない。http://www.natural-e.co.jp/

の全面自由化は現時点での実施は望ましくない」との見解をまとめ、完全自由化は先送りされた。しかし早晩議論は再燃すると思われる⁴⁷⁾

原子力立国政策を続ける限り、日本型自由化はEU単一市場のような送電部門の法的分離⁴⁸⁾はとりえないと思われる。日本の電気事業の特徴である発送配電一貫経営というビジネスモデルは、1886年(明治19年)に東京電灯^株が発足して以来、120年を超える歩みのなかで育ててきたものである。生活に欠くことのできないライフラインであり、同時同量を要求される特殊な財である電力供給において、安定性を軽視した効率性の追求はありえない⁴⁹⁾。しかしながら、環境要因を軽視した効率性の追求も、環境要因を軽視した安定性の追求も、望ましい姿ではない。「電力会社は原発や送電線をもち、電力の安定供給、我が国の秩序維持に欠かせない」という理由によって、株式会社化した電力卸大手Jパワーの株を20%まで買い増す英系ファンドの計画に対し、政府は中止命令を出した(2008年5月13日)。同じ理由によって、電力会社は自然エネルギーを抑えようとしている。

このように各電力会社が送電線をもち運用する形を特色とする日本の電気事業では、第三者が送電線を持つか運用するというEU型の「発送電分離」は取りえないと思われる。したがって、100%自由化したところで電力会社がラスト・リゾートであり続けることは可能であろう⁵⁰⁾

47) 前掲注11)「今後の望ましい電気事業制度の在り方について」(2008年3月)では、「本答申確定から5年を目途とすることが適当である」としている(7頁)。

48) 2003年6月26日に成立した改正EU指令では、2007年7月1日から家庭用を含めた全面的な自由化が実施され、法的分離(別会社化)が求められる。法的分離は2004年7月1日までに旧加盟国15ヶ国ですでに実施されている(ただし、法的分離の義務は所有権(資本関係)の分離までも求めるものではない)。「海外諸国の電気事業 第1編 追補版」(2006年、海外電力調査会)38頁以下。

49) 公益事業として規制が残る部門は独占禁止法の適用除外となり、経産省の所轄になる。一方の自由化部門については普通の民間企業として公正取引委員会のレジームに入る。

50) 自由化分野については、需要家への法律上の供給義務が解除される。しかし、最終保証サービスに係る措置、供給コストが高い地域へのユニバーサルサービスの確保については、適切な制度設計によって電力会社がラスト・リゾートであり続けることは可能と思われる。

すなわち、日本型自由化では、化石燃料の使用が引き起こす外部不経済を価格に上乘せし、市場メカニズムのもとでは難しい自然エネルギー推進へのインセンティブを織り込んだ制度設計が求められるのではないかと。つまり、一般家庭にもグリーン電力の選択肢を与える自由化とすべきではないか。

(2) 風力と系統問題

日本のほこる電力の質の高さは、かえって、自然エネルギー促進の妨げとなっている。RPS法2条に規定する新エネルギー等とは①風力、②太陽光、③地熱、④政令で定める水力、⑤バイオマス（動植物に由来する有機物であってエネルギー源として利用できるもの）、⑥その他石油を熱源とする熱以外のエネルギーで政令で定めるもの、の6種類である。

これらのうち着実に増加しているのは、風力と太陽光である。太陽光は個人レベルでの利用には向いているが、他の新エネルギー等と比較してもコストは割高である。2007年（平成19年）3月30日公布の経済産業省告示⁵¹「平成19年以降の8年間についての電気事業者による新エネルギー等電気の利用の目標」によると、「新エネルギー等発電設備の中でも、太陽光に係る発電設備については、他の電源と比較し、技術革新の余地が大きく、需要の創出による大幅な価格低減・普及拡大が見込まれること等を踏まえ、現状における他の電源との発電コストの差を踏まえた推進が必要である。」とされている。民間ベースに全て任せると自ずと推進できるという意図であろうか。

51) 1kWhあたりの発電コストは1993年段階では260円、システム価格は370円であったが、普及とともに価格は下がり、2005年段階で発電コスト46円、システムコスト66円まで低減している。総合資源エネルギー調査会第21回新エネルギー部会（2007年8月20日）資料1参照。

52) 告示とは行政庁が決定したことを一般に公式に知らせることをいうが、その法的性質は個別に検討を要するものである。阿部泰隆「行政の法システム（下）」（有斐閣、1997）712頁。大気汚染の環境基準の緩和や水質汚濁に係る環境基準を環境庁告示によった事例と同様に、当該経産省告知は行政の目標にすぎないとも考えられるが、RPS法3条では、「経済産業省令に定めるところにより、新エネルギー等電気利用目標を定めなければならない。」と義務量を明記してある。

また、電力系統がネックとなっている風力に関しては、「新エネルギー等による発電は出力が不規則に推移するとともに、発電所建設適地は送電系統が整備されていない遠隔地にある場合も少なくないことから、その大規模な導入を行うためには、これまでの対策を踏まえつつ、周波数変動抑制等の系統安定化や、既存系統の増強等を講ずることが必要となる。」とされている。「必要になる」という文言は、法的拘束力のないお知らせにすぎないのであろうか。

6種類の新エネルギーのそれぞれコストは大幅に異なる。これらを新エネルギー等と一括りにしてしまい、年度ごとの目標量をかかげるRPS法は十分な促進政策となっていない。

自然エネルギーの中心は風力であるが、日本では頭打ちになっている。①電気事業者側が解列条件付きの入札募集⁵³⁾を始め、風力発電事業者に不利な条件を提示してきていること、②国内風車メーカーは、国内市場が小さく、入札や抽選による事業者選びとなっていることを嫌い、海外に市場を求めている。一方で、欧州製風車は、ユーロ高で値段が上がり、事業が成り立たない、③耐震強度偽装事件の影響で建築基準法が改正され、風車も高さ60メートルを超える超高層ビルと同じ耐震審査が課せられるようになったこと、これらが主たる原因である。自然エネルギー普及にはほど遠い状況である。

6. むすびにかえて

日本経団連の自主行動計画に基づいて電事連のめざす温暖化対策とは、すなわち、CO₂をほとんど排出しない原子力を推進し、更なる不足分は京都メカニズムクレジットを買ってくる方針である。その基本方針は京都議定書締結時からかわっていない。ただし、原子力に対するパブリック・アクセプトランスには

53) 電力需要が低下する休日や夜間など需給バランス維持に対応する調整力が不足すると見込まれる時間帯に、給電指令（解列指令）に従って、風力発電機を解列する条件付きの入札である。2006年に北海道電力、東北電力、九州電力が、2008年に四国電力が解列条件付風力発電の募集を行っている。

ほど遠い状況なので、かなりトーンダウンした目標値となっている。それでも2014年には発電電力量の41%を原子力にする見通しをたてている。しかし、地震による緊急停止というリスクを考えると、結局はクレジットを買ってこざるをえず、これらの費用は電気料金に転嫁されることになる。

2005年1月に排出量取引（EU-ETS）を開始したEUは、エネルギー政策の一環として長期的な「再生可能エネルギーロードマップ」⁵⁴⁾を出した。しかし、一口にEUといっても、8割近くを原子力に依存しつつ自然エネルギー普及をめざすフランスのような国もあるので、自然エネルギー推進＝原子力廃止となるわけではない。一方、自然エネルギー推進派は原子力反対論者が多く、原発の現状維持すら認めず、どこまでいっても議論がかみ合わないことの繰り返しであった。

たしかに、「新エネルギーは密度が低く、安定性がない。したがって基幹電源になりえない。」それでも、高レベル放射性廃棄物処分場の建設のめどがたない現状では、さらには、原子力への過度の依存は排出係数の削減になりえない現状では、自然エネルギーを増やすための思い切った制度が必要である。

温暖化による気候変動の影響（炭素の夏）⁵⁵⁾も、半減期が1,000～100万年に及ぶ高レベル放射性廃棄物のリスクも共に将来世代に対する「負の遺産」である。その対策は、原子力への依存と京都メカニズムクレジットの購入による排出原単位削減という数字合わせによるのではなく、「あえて温暖化防止という公益性の追求のために自然エネルギーを普及させる」政府の意思にかかっているのではないか。

54) 2020年までに、再生可能エネルギーの比率を20%に引き上げ、輸送用燃料の最低10%をバイオ燃料にするという拘束力のある目標を設定している。加盟国は国別行動計画（National Action Plan）の作成義務がある。第21回新エネルギー部会資料（2007年8月20日）。

55) 2007年、IPCCと一緒にノーベル平和賞を受賞したアール・ゴア前米副大統領は受賞講演で「炭素の夏」という言葉を使った。核戦争が生態系を台無しにする「核の冬」と同列に置いたものである。