

1 福島原発事故からの教訓

平成23年3月11日に発生した東日本大震災に伴う東京電力福島第1原子力発電所の事故によってもたらされた大惨事はいまだ収束に至っていない。日本国民はもとより世界中の人々は、原子力発電所において過酷事故が起こった場合にもたらされる被害が極めて深刻かつ甚大なものであるばかりでなく、人類の時間スケールという観点からは不可逆的なものであることを思い知らされた。

地震国であるわが国においては、少なくとも現時点では使用済核燃料の処分も含めた原子力発電の社会的・技術的な制御ができておらず、その安全性が担保されていない状況であると言わざるを得ない。

また、今回の事故の影響により、関西でも計画停電が懸念され、市民生活や事業活動に多大な影響を及ぼす節電対策の継続的な実施を余儀なくされるなど、原子力発電を中心としたこれまでの大規模集中・垂直統合型の電力供給体制の脆弱性も明らかとなり、防災対策という観点からも地域分散・水平連携型の電力供給システム構築の必要性が認識された。

2 これからのエネルギー政策 ～4つの視点～

以上のような福島事故の教訓を踏まえると、今後のわが国のエネルギー政策は次のような視点に立って組み立て直されるべきものである。すなわち、

① 原発依存からの脱却

原子力発電の安全性についての国民の信頼は失われており、可能な限り速やかに原子力発電に依存した電力供給体制からの脱却をめざすべきである。同時に、原子力発電に代替するエネルギーを確保し、電力の安定供給体制を構築するべく、移行戦略とルールづくりが必要である。

② 供給者目線から需要家・生活者目線へ

電力供給のあり方については、これまで国や電力会社により一方的に決められてきたが、今後は需要家・生活者の目線に立った地域分散型の安全かつ柔軟、多様で効率的な、新たな電力供給システムが構築されるべきである。

③ 再生可能エネルギーの拡大と省エネルギーの推進

中長期的に原子力発電の代替となる地域分散型のエネルギーとしては、貯存量や環境に与える影響という観点から、太陽光や風力などのいわゆる再生可能エネルギーの拡大が不可欠である。また、エネルギー需要を抑制するための省エネルギー技術の進展も同様に重要であるが、わが国はこれらについて世界に先駆ける先進的な技術を有している。したがって、原発依存からの脱却をめざした新たなエネルギー供給体制の構築を通じて、日本経済の成長・発展につなげることをめざすべきである。

④国から地方へ

原発依存から脱却して需要家・生活者目線に立った新たな電力供給システムを構築するためには、これまでの国任せの構図ではなく、府民・市民により近い存在である自治体が、生活の基盤であるエネルギー問題に積極的に関与し、より大きな役割を果たすことが求められる。このため、国から地方へ必要な権限や財源を移譲するとともに、地方がその特性に応じて独自のエネルギー政策を策定し、推進する必要がある。

3 府市の責務と役割 ～なぜ、府市がエネルギー戦略を掲げるのか～

これまで、エネルギー政策はいわゆる国策として推進されてきたが、2で述べたように新たなエネルギー政策を構築するにあたっては、それぞれの地方がその特性に応じて自主的にエネルギー政策を策定することが必要となる。

大阪府市は、まず、原子力発電への依存度が極めて高い関西電力の管内において随一のエネルギーの大消費地であり、消費者である府民市民に安全かつ安価で安定した電力を供給する責務を負っている。

また、琵琶湖を水源としていることから、関西電力所管の原子力発電所において万一事故が発生した場合に、被害を受ける可能性が高いという意味で、原子力発電所の「被害地元」であり、防災という観点での府民・市民の安心安全と生活を守る責務を負っている。

一方、大阪府市とその周辺にはバッテリー産業をはじめ多様な環境・エネルギー関連企業が集積しており、そのポテンシャルを活かして新たなエネルギー社会をめざすことが関西の経済成長の原動力となる。

さらに、大阪市は関西電力の筆頭株主として、同社の経営方針の大転換による経営基盤の安定と、顧客である市民事業者の安心安全を求めるべき立場にもある。

以上のような観点に立って府民市民に対する責務・役割を果たすとともに、自立した

地方として国や電力会社にも必要な提言を行うことによって、わが国全体の新たなエネルギー政策の構築に資するために、大阪府市として独自のエネルギー戦略を策定することを提言する。

第1部 大阪府市エネルギー戦略策定の前提

第2章 原発を巡る諸問題

2 原発を巡る哲学的もしくは倫理的な問題

河合委員

～なぜ原発をやってはいけないのか。

(1) 絶対的安全の否定と利害得失比較論

3・11事故以前は、原発推進側は日本では絶対に重大事故は起きない、絶対に安全だと言いつづけていた。

しかし、3・11事故以後は「近代科学技術には絶対的安全はない、なにがしかの危険（重大事故の危険）はある。しかし、その技術による利益と危険を比較衡量して、社会的に容認される技術は用いることができる。そして、その過程で失敗（事故）が発生してもそれを反省し、改善して技術は進歩する。原発技術はまさにそれである。」と主張するようになった。

たとえば、日本全国の原発の差止訴訟において、電力側は、一斉にそのような主張を展開し始めた。

しかし、そうだろうか。その論は原発の本質を見誤っていないだろうか。

以下にその誤りである理由を詳論する。

① 事故による被害の不可逆性、時間的・空間的無限定性

ア 時間的空間的無限定性

ひとたび原発が過酷事故を起こすと、その被害は何年先、何十年先も及ぶ。今年の4月26日にはチェルノブイリ原発事故から27年を迎えるが、今なお、被災地では多くの人々が様々な病気に苦しんでいる。事故後に生まれた子どもたち、被ばくした親から生まれた子どもたちの健康被害も認められている。

また、その被害は原発周辺にとどまらない。放射性物質は風に運ばれて、何百、何千キロメートル離れた場所にも拡散する。今回の事故後もアメリカ西海岸において福島第一原発事故由来の放射性物質が発見されている。汚染水は地下水を通じて土壌を汚染し、海水を汚染する。さらには、動植物の食物連鎖を通じて濃縮するのである。そして、人間が摂取して体内被ばくをもたらす。

他の機器の事故であれば、その被害は時間的空間的にも限定されている。例えば、

飛行機の墜落事故は多数の乗客の死傷を伴う悲惨なものであるが、何十年も何百年も被害が続いたり、地球規模に広がることはない。これに対して、原発の事故は時間的にも空間的にも無限定なのである。

イ 不可逆性

原発事故で生じる主な放射性物質の核種の半減期は、セシウム137で30年、プルトニウムで2万4000年である。セシウムが1000分の1に減るまでは約300年かかることになる。「除染」と称してあたかも放射性物質を除去しているようなイメージがあるが、放射性物質の量は変わらず、場所を移動しているにすぎないのである。

このように、放射性物質により汚染された土地は、半永久的に人々が暮らすことができない。

これに対して、津波や地震の被害のみであれば、何十年と経つうちに人々は被害から立ち直り、復興してゆけるのである。これに対して、原発事故によって奪われた土地は、半永久的に元に戻ることはない。

実際に、原子力委員会委員長近藤駿介は、「福島第一原子力発電所の不測事態シナリオの素描」（通称近藤メモ）において、想定された事象に基づいた被ばく線量評価について、住民の強制移転を求めるべき地域が170km以遠に、住民の移転を容認すべき地域が250km以遠にも及ぶ可能性があったこと、この状態から自然減衰により脱するには、数十年を要し、関東地方が死の街と化す恐れがあったことを述べるなど、首都圏崩壊を想定している。この危険性は国家の崩壊の危険性にほぼ等しい。このようなリスクを冒す倫理的正当性はない。

以上のように、原発の被害は不可逆性を持ち、取り返しがつかない災害をもたらすのである。

ウ 放射能の身体への影響

原発事故の被害の特徴は放射性物質による被ばくである。放射性物質は無味無臭で五官の作用で感じることはできない（感じるほど身近にあれば、人は生きてはいない）。だから、放射性物質の量を計測するのは困難であるし、どれだけ被ばくしたのかその被害がわかりにくい。

放射能による被ばくは、遺伝子に影響を与え、DNAを損傷し癌リスクを高める。もちろん癌だけではなく様々な病気を引き起こす。遺伝子を傷つけるから、子々孫々へ

も影響をもたらす。そして、被ばくによる健康被害は感受性の高い子どもたちへの影響が顕著である。

事故前であれば、放射線管理区域のレベルの地域に多くの子どもたちが住んでいる。避難した人々の中にも、事故直後に情報が隠ぺいされたために被ばくを余儀なくされた者も多い。首都圏においても数多くのホットスポットと呼ばれる線量の高い地域が見つまっている。

外部被ばくを伴う生活と、食物や空気を通じた内部被ばくにより、直近の次世代の子どもたちの健康が脅かされているのである。福島県民健康調査では約36万人の子どもたちにつき、甲状腺の状態を見ていくとしているが、彼ら、彼女らは、被ばくやこれからの病気の発症におびえ、将来への深刻な不安を抱えている。

このように、原発事故は子々孫々に事故の被害を残すことになるのである。

② 使用済み核燃料を後世に押し付ける

今回の福島原発事故で放出された放射性物質は24キログラム（広島原発の30倍）、セシウムの量は168発分とされている。しかし、100万キロワットの原発が毎年生み出す放射性物質の量は広島原爆の3万7500倍である。

このように、通常運転時においても、多量の核分裂生成物、いわゆる核のゴミを放出する。すでに日本における核のゴミは広島原爆80万発分を超えている。

この核のゴミをどこに処分すべきか、その処分方法も今なお決まっていない。

先に述べたような寿命の長い放射性物質の最終処分場は、10万年、100万年単位で保管することが必要になる。海中や宇宙への処分などの検討を経て、地中に埋めることが世界各地で研究されているが、全く確実性はない。10万年、100万年単位で、その場所が漏水せず、地盤が動かず、放射能が漏れえないという保証など誰にもできないのである。

日本が原発を始めてからまだ45年、東京電力や関西電力の歴史は60年ばかりである。日本が明治維新で近代国家になったと言われてからもわずか145年である。神話による日本の起源を認めたとしても2673年。そうすると、10万年、100万年後に日本という国家が存続しているかもわからないのである。

このように、既に存在する核のゴミだけでも凄まじい量であり、想像もつかない長期にわたり監視し続けていかなければならないのである。

③ ドイツの倫理委員会

アンゲラ・メルケル首相の委託により2011年4月4日から5月28日まで設置された委員会、通称「倫理委員会」についても言及しておきたい。

ドイツの倫理委員会は上記①②の理由のほか、他に電気を作る方法はいくらでもあることを挙げている。そして、「道路や建物の安全性のように限度があるリスクに対処する通常の方策においては、損害が実際に起こると、今後の為に、これから教訓を学び、予防策を作るということになる。しかし、このような学習プロセスは原子力施設に関する限り論外である。」と述べている。すなわち、「失敗は成功の母」という一般論は原子力技術には不適切だと言っているのである。

また、倫理委員会は、原子力発電所はもっとリスクの低いエネルギー生産手段に置き換えることができ、エネルギー転換を開始すべきだと述べている。その根拠として、再生可能エネルギーを使用し、エネルギー効率の改善を図った方が、核エネルギー使用よりも健康および環境面のリスクが低いとの結論に達している。

再生可能エネルギー源は、特に風力と太陽光、地熱、バイオマス利用など挙げ、スマートグリッドに組み入れれば、さらにエネルギー効率の改善が図れるし、蓄電技術の発達によって、再生可能エネルギー源も拡大できると評価している。

以上のドイツ倫理委員会の意見を、我が国は傾聴しなければならない。

④ 被ばく労働

福島第一原発事故と収束作業でもわかるように、被ばく労働なしには原発は運転できない。

3・11以前は、一般的には原発というとコンピュータシステムのコントロール室をイメージし、一見その計器の前のエリート労働者が原発を動かしているかのように見えたかもしれない。しかし、実際には原発内部での燃料棒の取り換え、配管やパイプの交換、定期検査など被ばくを伴う作業が不可欠だ。たびたび故障や事故も起こる。しかも、危険な場所には多くの下請け労働者が送り込まれ、放射能漬けにされ、保障のないままに捨てられていく。

このように、原発は、別の人々の生活、生命、尊厳などを犠牲にしなければ稼働できない仕組みを内在させており、差別なくして成立しえず、倫理的にも、人権保障の理念からも正当化できないと言わなければならない。

⑤ おわりに

原発事故は国民生活を根底から覆す。産業も、文化も、芸術も、教育も、司法も、福

祉も、つましい生活も、ぜいたくな暮らしも何もかもすべてである。

したがって、原発の危険性に目をつぶってのすべての営みは砂上の楼閣と言えるし、無責任とも言える。

3 放射性廃棄物問題

植田会長

(1) これまでの経緯と問題の所在

放射性廃棄物の問題とは、主として原子力発電によって発生する使用済核燃料をどう扱うかという問題である。使用済核燃料にはプルトニウムをはじめとする強い放射能を有する放射性物質が含まれており、それらの放射性廃棄物の放射能の半減期が何万年という単位であるため、この使用済核燃料をどのように処理するかという問題に対する解を見出すことは容易ではない。このため、原発を有するいずれの国においても深刻な問題となっている。

使用済核燃料の処理の仕方としては、大きく分けると以下の3つの方法があげられる

- ① 再処理あるいは核燃料サイクル¹: 使用済核燃料からプルトニウムを取り出して、原子力発電の新しい核燃料として活用する方法²。再処理の際に出てくる高レベル放射性廃棄物(=ガラス固化体)は地層深くに埋設処分するのが一般的である。
- ② 直接処分(ワンスルー): 使用済核燃料をそのまま地層深くに埋設処分する方法。
- ③ 貯蔵(Wait & See)あるいは暫定保管(temporal safe storage)³: 使用済核燃料を数十年から数百年程度の期間、キャスクといわれる容器に貯蔵する。その後の処分については、数十年から数百年後に、その時点の技術状況なども勘案して、あらためて①～③あるいはその他の方法を選択するというもの。

日本は、1956年の原子力長期計画以後、これまで、「①核燃料サイクル」を進めてきた。1967年の原子力長期計画では、高速増殖炉を「昭和60年代の初期(1980年代後半)に実用化すること」を目標とし、「消費したよりも多量の核燃料を生成する」ことを目指してきた。しかしながら、高速増殖炉は予定通り開発が進まず、2005年の原子力政策大綱では、2050年頃から商業ベースでの導入を目指すこととなっている。しかし、「もんじゅ」(高速増殖炉の原型炉(開発研究用))の状況を見る限り、それすら実現できない可能性が大きい。高速増殖炉の実現が難しくなっている中で、プルトニウムを処理するために、軽水炉でウ

¹ 日本では直接処分も含めて使用済核燃料の処理全体を「核燃料サイクル(政策)」と呼ぶことがあるが、ここでは核燃料サイクル路線=再処理路線という整理をする

² 再処理により抽出された新しい核燃料は、高速増殖炉、高速炉、軽水炉で使うことがあるが、このうち、軽水炉で使う場合をプルサーマルと呼ぶ。

³ 日本学術会議が原子力委員会委員長からの審議依頼に基づき、2012年9月11日に発表した「高レベル放射性廃棄物の処分について」の中で示しているのが「暫定保管」という考え方。同様の考え方は、原子力バックエンド問題勉強会(会長:馬淵澄夫衆議院議員)の第一次提言(2012年2月7日)でも「責任保管」という形で提案されている。

ランとプルトニウムの混合物を燃焼させる「プルサーマル（プルトニウムとサーマルリアクター（軽水炉）を組み合わせた日本の造語）」計画を進めることで、再処理路線を維持してきた。

こうした中で、東電福島第一原発事故を踏まえて、エネルギー・環境戦略を見直すことになり、2012年9月14日にエネルギー・環境会議で「革新的エネルギー環境戦略」が決定された。その中では、原発に依存しない社会の実現を目指すこととしつつ、核燃料サイクルについては、これまでの青森県との約束を守り、核不拡散と原子力の平和的利用という責務を果たすという観点から、引き続き従来の方針に従い再処理事業に取り組みながら、今後、政府として青森県をはじめとする関係自治体や国際社会とコミュニケーションを図りつつ、責任を持って議論することになった。⁴

（2）3つの方法の比較・検証

2004年11月12日に原子力委員会新計画策定会議がまとめた「核燃料サイクル政策についての中間取りまとめ」、及びそれに基づいて決定された2005年10月11日の原子力政策大綱においては、使用済燃料の扱いについて、再処理（完全再処理、部分再処理）、直接処分、中間貯蔵のそれぞれのシナリオを10項目の視点から評価を実施した⁵。その結果として、我が国としては、使用済燃料を国内において再処理することを基本方針とされたが、今回、その評価結果について、主な項目について再検証してみたい。

○技術的成立性

<2005年原子力政策大綱策定時の評価結果>では、再処理は「実施が不可能になるような特段の技術的課題は見当たらない」、直接処分は「我が国の自然条件に対応した技術知見の蓄積が欠如」、中間貯蔵は「技術の選択が将来になることから、それまでの間の技術基盤の維持と研究開発の継続が困難」と評価されている。しかし、六ヶ所再処理工場については、事故・故障が起き、完成予定時期の延期はこれまでに19回にも及んでおり、また、英仏の

⁴ 革新的エネルギー・環境戦略においては、あわせて、当面先行して行うこととして、以下のような事項があげられている。

－直接処分の研究に着手

－「もんじゅ」についての年限を区切った研究計画の策定・実行、成果を確認の上で研究終了

－廃棄物減容及び有害度低減等を目的とした使用済核燃料の処理技術、専焼炉等の研究開発の促進

－バックエンド事業に国も責任を持つ

－国が関連自治体や電力消費地域と協議する場を設置。使用済核燃料の直接処分の在り方、中間貯蔵の体制・手段の問題、最終処分場の確保に向けた取組など、結論を見出していく作業に直ちに着手

⁵ 安全性、技術的成立性、経済性、エネルギー安定供給、環境適合性、核不拡散性、海外の動向、政策変更に伴う課題及び社会的受容性、選択肢の確保（将来の不確実性への対応能力）という10項目

再処理工場もガラス固化施設が順調に稼働しないことなども踏まえると、再処理の技術的課題がないとはいえないのではないかと。

○資源制約性及び供給安定性（エネルギーセキュリティ）

<2005年原子力政策大綱策定時の評価結果>では、再処理は「プルサーマルにより、1～2割程度（プルトニウム利用で約13%、さらに回収ウランを利用すると約26%）のウラン資源節約効果がある。高速増殖炉サイクルに移行できれば、国内に半永久的な核燃料資源が確保できる可能性がある」、直接処分は「資源節約効果を享受できない」、中間貯蔵は「将来の選択次第」と評価されている。しかし、1割程度の利用効率の向上であれば、ウラン燃料の高燃焼化で対応可能ではないか。また、ウランの供給安定性が必要なのであれば、備蓄という手段もあるのではないかと。さらに、高速増殖炉サイクルであれば、理論上は数十倍以上の利用効率であるが、実用化の見通しは立っていない（当初の予定から60年以上後ろ倒しになっており、それでも必ずしも実用化の目途がたっているとは言えない）ことを考えると、高速増殖炉サイクルを前提とすることは難しいのではないかと。

○環境適合性

<2005年原子力政策大綱策定時の評価結果>では、1年間の発電（58GW）により発生する廃棄物の体積と処分に要する面積について、再処理では「高レベル放射性廃棄物（ガラス固化体）＝約1400m³と約14万m²、低レベル放射性廃棄物＝約1.9万m³と約1.7万m²」、直接処分では「高レベル放射性廃棄物（使用済核燃料）＝約3800～5200m³と約21～25万m²、低レベル放射性廃棄物＝約1.5万m³と約1.1万m²」中間貯蔵では「将来の選択次第」と評価されている。また、ガラス固化体と比べ、使用済燃料の千年後の放射能の潜在的な有毒度は約8倍と評価されている。しかし、再処理の場合、直接処分では存在しない中レベル放射性廃棄物（TRU廃棄物）が大量に発生するとともに、大量の低レベル放射性廃棄物が発生する。特に再処理工場の廃止に伴う廃棄物の発生量まで合計すれば、廃棄物体積は4～5倍になる。従って、再処理の方が放射性廃棄物の量が少ないとはいえないのではないかと。さらに、再処理の過程で、原子力発電所とは桁違いの恒常的な放射線被ばくが生じることも、環境適合性という観点からは問題ではないかと。最後に、大綱では、使用済MOX燃料の発熱量と放射能毒性がまったく考慮されていないのではないかとと思われる。

○経済性

<2005年原子力政策大綱策定時の評価結果>では、再処理は「約1.6円/kWh」、直接処分

は「約 0.9～1.1 円/kWh+政策変更コスト約 0.9～1.5 円/kWh（六ヶ所再処理関連分約 0.2 円/kWh、代替火力関連分約 0.7～1.3 円/kWh）」、中間貯蔵は「約 1.1～1.2 円/kWh+政策変更コスト約 0.9～1.5 円/kWh（六ヶ所再処理関連分約 0.2 円/kWh、代替火力関連分約 0.7～1.3 円/kWh）」と評価されている。しかし、平成 24 年 12 月 19 日に発表されたエネルギー・環境会議のコスト等検証委員会報告書では、全量再処理の場合と全量直接処分の場合の核燃料サイクル費用（バックエンドとフロントエンドのコストの合計）は、割引率 3%の場合で、前者が 2.0 円/kWh、後者が 1.0 円/kWh となっている。また、2005 年の政策大綱で出されている政策変更コストについて、六ヶ所に既に投資された 2 兆円以上の費用を含められている場合は、それは回収不能であり、費用分析に含めるべきではない。代替火力関連分についても、極めて極端なシナリオに基づいていると考えられ、使用済燃料についての結論をきちんと導き出すことで原子力発電所がすぐに、永久に止まるということは回避可能ではないか。さらに、そもそも再処理のコストについては、六ヶ所の再処理工場が 40 年間 100%順調に稼働する前提の試算に基づくものであるが、再処理工場の稼働が大幅に遅れていることなどを考えると、もっと高くなる可能性を考慮することが必要ではないか。また、使用済 MOX 燃料の処理コストなどが適切に盛り込まれていないのではないか。

○核不拡散性

<2005 年原子力政策大綱策定時の評価結果>では、直接処分では、「処分後数百年から数万年にわたり転用誘因度が継続するので、この間、侵入活動に対するモニタリングや物的防護の効率的かつ効果的で国際的に合意できる手段の開発と実施が必須」、中間貯蔵については、「国際的に合意できる措置を確立するのに 10 年以上の時間がかかる可能性がある」と評価されている。しかし、数百年後のテロリストが地下数百 m の処分場に侵入し使用済核燃料ごとプルトニウムを盗むことを防ぐよりも、現在の地上において貯蔵加工輸送されるプルトニウムや MOX 燃料を防護する方がはるかに困難ではないか。また、原発依存度を低減していこうとする中では、再処理をした後の MOX 燃料の使用可能性も低減し、その結果として、使い道が明らかではないプルトニウムを作り出す再処理を継続することは核不拡散の観点からも問題である。

○海外の動向

<2005 年原子力政策大綱策定時の評価結果>では、再処理は「フランス、ロシア、中国、ドイツ、スイス、ベルギー」、直接処分は「米国、韓国、カナダ、スウェーデン、フィンランド」、中間貯蔵は「先進国ではない」と評価されていた。しかし、2011 年 2 月 21 日の原

子力委員会新政策大綱策定会議で報告された資料によると、商用の再処理施設がある国は、フランス、イギリス、ロシア、インドであり、中国はパイロットプラントがあるという状況。ドイツは、2002年の原子力法改正による、2005年7月以降の再処理事業者への使用済核燃料の引き渡しが禁止されている。

(3) 再処理を前提とした核燃料サイクル路線を見直した場合の課題

上記の再検証の結果を踏まえると、再処理という方法が日本にとって取るべき選択であるという結論を見直すべきではないかと思われる。他方、これまでの国の方針であった再処理を前提とした核燃料サイクル路線を見直すことについては、以下のような課題について議論がある。

○使用済核燃料や高レベル放射性廃棄物の貯蔵先がなくなる

これまで核燃料サイクル事業を前提に、青森県や六ヶ所村は、各原発からの使用済核燃料や海外からの高レベル放射性廃棄物を受け入れてきた。核燃料サイクル事業の凍結あるいは中止は、これらの地方公共団体との約束を反故にしたこととなり、使用済核燃料や海外からの高レベル放射性廃棄物の受入先がなくなり、あるいは現在、六ヶ所村で受け入れている分も各電力会社に返還ということになる可能性がある。その場合、そもそも各原発サイトの使用済核燃料の保管プールがいっぱいになり、原発が稼働できなくなったり⁶、使用済核燃料が六ヶ所村に搬出されることを前提に、使用済核燃料の一時保管を認めてきた原発立地の地方公共団体が今後の原発稼働に反対することも考えられる。さらに、海外からの高レベル放射性廃棄物の受入先がなくなることで、国際的な問題となりうる。⁷

上記の問題については、使用済核燃料や高レベル放射性廃棄物の貯蔵先がなくなるがゆえに、核燃料サイクルを実施するというのは本末転倒ではないか。核燃料サイクル路線を凍結した上で、1、2年以内に、使用済核燃料の扱いについての結論を出し、その結論に従って、使用済核燃料を取り扱うことにすれば、上記の問題は生じないのではないか。従って、使用済核燃料の扱いについて、なるべく早く、現在の核燃料サイクル事業に関する状況、コスト、技術動向、国際環境、環境に与える影響、後世への負荷などの情報を明らかにして、透明性・客観性を確保し、国民の総意に近い形での結論を得るべきであろう。

⁶ 2010年末時点の日本における使用済核燃料の貯蔵容量は、各発電所のサイト内約2万tU、六ヶ所再処理施設約0.3万tU。現在建設中のむつりサイクル燃料貯蔵施設約0.5万tU。これに対し、2010年末時点での使用済核燃料は約1.7万tUであり、残っている貯蔵容量は限られている。

⁷ 現時点で、高レベル放射性廃棄物の貯蔵施設は、我が国では六ヶ所村にしかなく、他方、英国に再処理を委託した結果発生した高レベル放射性廃棄物が英国に残っている。

○核燃料サイクル路線の見直しに伴う関係自治体の対応について

現在の核燃料サイクル路線を見直そうとする場合、仮に、原発が止まることはなくても、少なくとも、以下の問題が生じる可能性は大きい。1つは、青森県や六ヶ所村など関連地方公共団体から、再処理事業を行わないことによる財政的な補償の問題である。もう1つは、使用済核燃料が現在置かれている地方公共団体（各原発サイト、六ヶ所村など）から、自分のところが最終処分場となってしまうのではないかという強い懸念である。

上記のいずれの問題も極めて重要であり、電力消費地も含めた国全体の問題として対応を考えるべき。他方、上記の問題の発生を避けるために、核燃料サイクルを継続することは、目的と手段が逆転することになるため、上記のことも含めて、国民的な議論をした上で、後世に向けて、使用済核燃料をどうするかを議論すべき時ではないか。

○技術・人材について

再処理事業が終わり、原発のなくなる場合には、再処理技術⁸を含む原子力関係の技術が継承されず、人材が枯渇し、それが原子力の安全を脅かすことになる。この課題については、原発の安全確保、使用済核燃料の安全な処理など、今後、さらに必要となる原子力関係の技術のための人材育成や技術開発は国が責任を持って対応する必要がある。例えば、原発の国有会社を作り、人材や資本の集中を図りつつ、先端的な原子力技術の開発を戦略的に行っていくことなどを考えるべきであろう。⁹

○使用済核燃料を発生させた責任について

原子力発電のメリットを享受してきた以上、そこから生じた使用済核燃料については、責任をもって、再処理すべきであるという議論もある。特に、使用済核燃料の処理は必須であり、安易に海外に頼るような話ではない。また、使用済核燃料の処理の仕方としては、必ずしも、再処理だけではなく、直接処分、あるいは、中間貯蔵をした上で最終処分を決定するという選択肢がある。さらに、現段階で、半減期何万年という物質を、地下数百メートルに埋めてしまい、目に見えない形で保管すると決めることが本当に責任を取ったといえるのか考えなければならない。

○アジアにおける再処理について

韓国をはじめとするアジア諸国で発生する使用済核燃料については、核不拡散の観点か

⁸ 再処理技術については、(独)日本原子力研究開発機構の東海再処理施設での研究開発が可能(既存の東海再処理施設でも、六ヶ所の4分の1の量の再処理が可能)

⁹ 革新的エネルギー・環境戦略においても、原子力の人材や技術の維持・強化は政策の柱として掲げられており、それを踏まえて、2012年11月27日のエネルギー・環境会議で、原子力人材・技術の維持・強化策の中間報告が経済産業省・文部科学省から報告されている。

らは、六ヶ所の再処理施設で集中的に再処理することが適当であり、アジア諸国の分の使用済核燃料を六ヶ所の再処理工場で処理することで、再処理工場の稼働率を上げて、コストを抑えることができるとする意見もある。しかし、再処理をすること自体が核不拡散の観点から適当ではないのではないか。また、再処理後の高レベル放射性廃棄物の最終処分については、国内ですら目途が立っていない中で、海外の使用済核燃料も引き受けて、再処理を行うことは非現実的ではないか。

以上検討してきた結果にみられるように、核燃料サイクル路線を変更することに伴う課題については、それを理由として、再処理路線を継続しなければならないというものではないと考えられる。

(4) 放射性廃棄物の問題についての考え方

これまで検証してきた結果を踏まえると、核燃料サイクル（再処理）が、放射性廃棄物の問題への解決策として、他の直接処分や貯蔵・暫定保管といった方法と比べて、特に優れているとは考えられない。そして、この問題は、今後、超長期にわたる問題であり、これまで全量再処理を国策として進めてきたということのみをもって、選択すべきものではない。この問題は、本質的には、将来何万年という期間にわたって放射能を出す物質をどう扱うかということであり、その対処方針としては、その物質の処分方法として、現時点で最も安全と思える方法を選択すべきである。さらに、再処理後の地層処分や直接処分は、地震国である我が国において、深い地層に埋めてしまうことが本当に適切か、いったん埋めてしまえば、「想定外」の事態の発生が起きた場合には、その影響は計り知れないものとなるおそれがある。さらに、そのリスクを何十年、何百年、何千年先の子孫にも課すことになる。他方、中間貯蔵は、地表で高レベル放射性物質を保管するというものであり、あらゆる災害やテロなどのリスクにさらされる可能性は高いといえるかもしれない。

かかる観点から、日本学術会議が、原子力委員会に対して回答した高レベル放射性廃棄物の処分についての以下の6つの提言は十分に検討に値するものであり、これらを実行に移すべきであろう。

- ①高レベル放射性廃棄物の処分に関する政策の抜本的見直し
- ②科学・技術的能力の限界の認識と科学的自律性の確保
- ③暫定保管および総量管理を柱とした政策枠組みの再構築

- ④負担の公平性に対する説得力ある政策決定手続きの必要性
- ⑤討論の場の設置による多段階合意形成の手続きの必要性
- ⑥問題解決には長期的な粘り強い取組みが必要であることへの認識

放射性廃棄物問題と原発政策との関係についても検討する必要がある。上記のとおり、放射性廃棄物をどうするかという問題は、どのような方法を選択した場合であっても、大きな課題を乗り越えなければならず、将来の世代に負担を課すことには違いない。そして、放射性廃棄物は、現状では、原子力発電を続ける以上は発生してしまう。従って、放射性廃棄物の問題の確実な解は、原発に頼らないことであろう。「使用済核燃料は、既にある以上は、今原発を止めても一緒ではないか」という指摘もありうるが、本当にそれでいいのだろうか。また、「技術開発が進み、後世に負担を残さない方法が確立されるかもしれないのだから、それを目指すべきだ」という指摘もあるかもしれない。もちろん、それが実現できれば素晴らしいことであり、是非とも、そうした技術開発を目指すべきであろう。しかし、あくまでも、確立できるかどうか分からない以上、その方法が確立されてから、改めて原発を推進することを検討してもいいのではないか。

今の我々が後世の人々のためにできることは、できる限り使用済燃料を出さないことと、既に出している使用済燃料の処理について、最も負担が少ないであろう解決策を見出すことであろう。そして、自分たちのことだけを考えた行動により、後世に負の遺産を残すという事態を避ける最大限の努力をすることが我々の責務ではないだろうか。

4 廃炉の問題

(1) 運転プラントの「高齢化」と廃炉の実態

IAEA のデータベースによれば、現在世界で稼働中の発電用原子炉は 437 基で、それらの平均年齢は約 28 歳である。しかもその年齢層をみると、幼年～壮年層（0～24 歳）が 26%（114 基）を占めているだけで、中年層（25～34 歳）が 48%（208 基）、高年層（35～44 歳）が 26%（115 基）となっており、極度の高齢化が表れている。年齢を 2 倍にして人間の年齢層に置き換えるならば、これは「限界集落」などとも呼ばれる超過疎地域の人口ピラミッドのようである。更に同データベースによれば、世界には永久停止した発電用原子炉が 143 基もあり、英国（29 基）、米国（28 基）、独国（27 基）がそれらの約 6 割を占め、残りが我が国を含む 16 カ国に分布している。英国と独国では、既に現役の基数（それぞれ 16 基と 9 基）を大幅に上回っている。

一方、World Nuclear Association (WNA ロンドン) のデータベースによれば、今日 (2013 年 1 月) までに世界で廃止が決定された原子力施設としては、ウランの採鉱場が約 100 カ所、商用原子炉 90 基、実験用・実証用原子炉 45 基、研究炉 250 基以上、及び多数の核燃料サイクル施設があるとのことである。原子炉の場合、①無事に寿命を全うしたか経済的理由によって停止に至った原子炉が 101 基、②炉心熔融など重大な事故によって廃炉に追い込まれたものが 11 基、③政治的判断で廃炉が決定されたものが 25 基である。我が国のふげん、浜岡 1、2 号機、JPDR、東海 1 号機は①に属し、福島第一原子力発電所 1～4 号機は②に属する。チェルノブイリ事故をきっかけに廃炉が決定されたイタリアの原子力発電所、25,000 人の死者を出した 1988 年 12 月のアルメニア大地震をきっかけに耐震性が懸念され廃炉にされた同国の Metsamor 1 号機、技術的な問題に悩まされ稼働率が低迷し推進計画を断念して廃炉にされたフランスの高速増殖炉 Super Phenix、統合をきっかけに廃炉にされた旧東ドイツの原子力発電所、加盟の条件として EU からの要求を受入れ廃炉にされたリトアニアの原子力発電所は、全て③に属する。

原子炉の廃炉には、①永久停止の決定に引き続き直ちに解体に着手する場合、②取り敢えず原子炉から燃料を取り出して暫くの間冷却機能を維持しつつ放射線レベルの減衰を待ち適当な時期に解体に着手する場合、③放射性物質の集中している施設をコンクリートなどで密封して隔離しそのまま敷地内に残す場合、の三つの選択肢がある。特に優劣が決定されているわけではなく選択はケースバイケースであるが、通常は次の目標を達成する上

で②が最も有利であると考えられている。それは、一旦燃料を取り出した後の原子炉設備に残る放射性核種の大部分の半減期が短く－ Fe-55 (2.7年)、Fe-59 (45日)、Co-60 (5.3日)、Zn-65 (245日)－例えば50年間安置するだけで放射線レベルが1,000分の1以下にまで低下し、ただ待つだけでそれらの多くが著しく処し易くなるからである。

- ・ 解体作業中、周辺環境に放射性物質を放散させない。
- ・ 廃炉コストを最小に抑える。
- ・ 作業被ばくを最低に抑える。
- ・ 発生する放射性廃棄物の量を最小に抑える。
- ・ 労働災害の発生を最低に抑える。
- ・ 周辺住民の懸念や不安に真摯に取り組む、最大限の満足度を提供する。

最終的な「緑地復旧」にまで漕ぎ着けた原子力発電所の廃炉には既にかんがりの実績がある。参考となるさまざまなテーマについてのデータや文献も豊富にあり、報告書も数多く発行されている。但し、一旦原子炉事故を起こした原子力発電所の廃炉においては、事故による設備の損傷と近隣への放射能汚染の拡大の程度に応じてケースバイケースの特別なプロセスを要し、一般的に論ずることが出来ないため、そのような原子炉事故を経験することなく運転寿命を終えた原子炉設備の廃炉とは区別して議論しなければならない。

(2) 原子炉事故を経験しないまま廃炉を迎えた原子炉設備の場合

以下、上述した目標に照らして課題を抽出する。

解体工法

原子炉を解体するための化学除染や、炉内構造物を遠隔操作技術によって水中で切断する工法は、既に運転プラントにおける改造工事（例えば、BWRプラントにおけるシュラウド取替え工事）などで実績があり、特に将来の開発を待たなければならない問題があるわけではない。PWRプラントにおいて実績のある蒸気発生器の交換なども、このような工事を行うに当たっての重要な要素技術である。周辺環境に放射性物質を放散させないで原子炉設備を解体する工法は、既に確立されていると見做してよい。

廃炉コスト

まずは、予想費用を賄うための引当金が現実的に評価されているのかという問題がある。そのような評価は、我が国においても、幾つかの代表プラントに対してなされているが、個々の実機には、それぞれに固有の施設（放射性廃棄物処理施設など）もある。使用済のイオン交換樹脂、交換された炉内構造物や消耗品（制御棒、中性子検出器）など、各発電所において保管されている放射性廃棄物の物量も異なる。又、同じ炉型で規模のプラントであっても、例えば福島第二原子力発電所の原子炉建屋が地上6階地下2階であるところ、柏崎刈羽原子力発電所1号機の場合には地上3階地下5階という構造となっており、このような違いも実際の建屋の解体シーケンスや敷地の復旧の仕方に差異を生じさせることになり、将来提示される施工業者からの見積もりが、概算値を大幅に超過する可能性もある。従って、予想費用の見積りは、原則的には各事業者がそれぞれの発電所の固有の特性を考慮し、それぞれの責任において行い、その妥当性を主管の規制機関が評価するという米国のプロセスが適切である。米国の場合、そのような予想費用に対し、積立金の準備状況を2年に1回NRCに報告することになっている。

そのような米国プラントの例として、カリフォルニア州にある **Diablo Canyon** 原子力発電所（1、2号機。各3411MW）の例を見てみると、見積り業者の提示額は、1号機と2号機のそれぞれに対して5億8390万ドル、5億4600万ドルとなっているが、実際にはこれに敷地の復旧コストとして2億5860万ドル、使用済燃料の管理費として6億3740万ドルが加算され、2010年末の積立金である8億750万ドル（1号機分）と10億831万ドル（2号機）でもまだ若干不足しており、差額を更に積立てする計画が述べられている。

この例からも分かるように、廃炉には、設備や建屋の解体に対してだけでなく、敷地の復旧と使用済燃料の保管にも多額を要し、このことは、我が国の場合にも当て嵌まる。廃炉コストは、人件費、電力・燃料費、埋設処理コストで構成され、解体工法、廃棄物の輸送手段によっても左右される。例えば、米国では常套的な爆破工法が我が国においても採用できるのか、米国では蒸気発生器や原子炉圧力容器を細断することなくそのまま「輸送容器」として使って埋設処理施設にまで輸送しているが我が国においてもこのような方法が採用できるかといった不確定さがある。仮にこれらの採用が認められない場合でも代替方法はある。しかし、より労力と時間と作業被ばくを伴うことになり、それらは最終的にコストとして反映されることになる。

Diablo Canyon 原子力発電所2号機の廃炉コストは、1986年当時、人件費65%、電力・燃料費13%、埋設処理コスト22%との内訳で、総額1億500万ドルと予想された。これが

2001年に3億3400万ドル、2005年に4億400万ドル、2007年に4億9600万ドル、2011年に5億8030万ドルと急増を続け、その間、人件費と電力・燃料費が2.3倍の増加だったのに対し、埋設処理コストは16.9倍となり、その結果、総額で5.5倍以上となり、内訳も人件費27.3%、電力・燃料費5.4%、埋設処理コスト67.3%と変化している。つまり、廃炉コストは、2~4年の間にも大幅に変化し、内訳も一定とは限らないということである。何年も前の試算値は、基準の役割さえ果たさない可能性がある。

作業被ばく

廃炉のための解体工事に伴う被ばく線量は、実作業の着手までどれだけの期間待機して放射線レベルを減衰させるか、化学除染がどれ程効果的に行われるか、どのような水中遠隔工法を採用するかなどによって左右される。但し、運転プラントでしばしば実施される原子炉設備に対する大型改造工事と比べても大幅な環境の差はなく、作業者が不慮に大量の被ばくをするなどの危険はほとんどない。

表 2-4-1 実例として、米国ニューイングランドで実施された3基の実績を下表に示す。

プラント名	発電出力	運転停止	解体工期	作業被ばく線量
コネチカット・ヤンキー	582MW	1996年	9年(1998~2007年)	8.60人・Sv
メイン・ヤンキー	774MW	1996年	7年(1997~2005年)	5.15人・Sv
ヤンキー・ロウ	185MW	1992年	15年(1993~2007年)	5.94人・Sv

2000年以降、米国における運転プラント1基当たりの平均的な年間被ばく線量は、約1人・シーベルト(Sv)である。(但し、BWRプラントがPWRプラントの約2倍。)1986年までは、BWRプラント1基の平均が6人・Svを超えており、そのような比較から、廃炉のための解体工事に要する被ばく線量が特別なものでないことが分かる。

放射性廃棄物

廃炉のための解体工事に伴う放射性廃棄物の発生量も、実作業の着手までどれだけの期間待機して放射線レベルを減衰させるかによって左右される。廃棄物を「放射性」と「非放射性」とに区別する境界値は、「クリアランス・レベル」と呼ばれ、代表的な放射性核種であるCo-60に対し100Bq/kgである。クリアランス・レベルによって切り捨て出来ない廃棄物が放射性廃棄物と見做され、これに対しては、レベルに応じて、三種類の処理方法が決められている。即ち、L1(余裕深度処分)、L2(浅地中ピット処分)、L3(浅地中トレ

ンチ処分) である。

放射性廃棄物を収納する施設としては、日本原燃の六ヶ所村の施設 (敷地面積 3.6km²) があり、最大 60 万 m³ の受け入れが可能である。我が国の関係機関が実施した評価 (総合資源エネルギー調査会原子力発電投資環境整備小委員会報告書 - 平成 19 年 5 月) によれば、廃炉によって発生する放射性廃棄物 (L1、L2、L3) は、1 基当たりの発生量が下記の通りと推定され、全基分に対して収納可能であることになっている。

- ・ PWR (100 万 kW) : 260 m³ (L1)、2390 m³ (L2)、3810 m³ (L3)
- ・ BWR (100 万 kW) : 100 m³ (L1)、1620 m³ (L2)、12050 m³ (L3)

但し、作業に伴って発生する放射性廃棄物の量も加算した場合には大幅超過となる可能性がある。実際、フランスの場合、2010 年末までで 132 万 m³ の放射性廃棄物が発生しており、2020 年まで 190 万 m³、2030 年までに 270 万 m³ になると予想されている。運転基数においてフランスと大差のない我が国においても、作業に伴う放射性廃棄物の量を考慮した場合には、六ヶ所村の施設の他、新たな貯蔵場所の調査、確保が必要になるものと思われる。

尚、上記の我が国の評価は、前述のニューイングランドの 3 基における実績と比べてもかなりの違いが見受けられる。埋設処理コストが全廃炉コストの 3 分の 2 を占めるまでになっている昨今の米国の事情が我が国にも当て嵌まるとすると、放射性廃棄物の予想外の増量は、廃炉コスト全体を大幅に引き上げる要因となる。

表 2-4-2

プラント名	廃棄物発生量 (放射性+非放射性)	廃炉コスト
コネチカット・ヤンキー	160,000 トン	\$ 850M
メイン・ヤンキー	210,000 トン	\$ 500M
ヤンキー・ロウ	80,000 トン	\$ 750M

メイン・ヤンキーの実績を見てみると、廃棄物発生量は、放射性と非放射性が、62% 対 38% となっており、前述の我が国の関係者による試算にある 2% 対 98% とは全く異なる実態が示唆されている。これは、放射性廃棄物の中に、大量のコンクリート (66,000 トン) と汚染土壌 (33,000 トン) が含まれているからかもしれないが、そのようなことが我が国の場合に再現しないという確固たる根拠があるわけではない。大部分のコンクリートは、もともと汚染していたわけではないが、汚染した機器の解体などを行っているうちに汚染

が付着してしまい、一旦そうってしまったコンクリートは、表面を研らない限り、除染が困難となる。これを行うには労力を要し、行わなければ放射性廃棄物の量が増える。放射性廃棄物の量を全廃棄物量のうちの 2% までに抑えられるとする我が国の関係者の試算は過度に楽天的である可能性がある。又、米国では、殆どの原子力発電所において、埋設配管の劣化などによりトリチウムを含んだ水が漏れ、敷地内の土壌を汚染させている。我が国では、そもそも地下水のサンプリングや分析が行われておらず、土壌汚染の実態が不明である。仮に顕著な汚染がある場合には、「緑地復旧」が困難になるか、大量の汚染土壌の処理が発生し、コスト増になるだけでなく、六ヶ所村の施設を塞いでしまうことになり、後続の廃炉プラントの計画に影響を与えることになる。

労働安全

解体工事に伴う労働災害についても、作業被ばくと同様、特別な懸念があるわけではない。但し、古い建屋には大量のアスベストが使用されている可能性があり、水銀、鉛などの有害物質が使われている機器（水銀灯、遮蔽材、蓄電池など）も多い。放射性物質によって汚染した硫酸、苛性ソーダなどの薬液や潤滑油などもある。例えば、前述のメイン・ヤンキーには、非汚染廃棄物ではあるが、250 トン近いアスベストが使用され、110 トンの危険物があつたと報告されている。このような物質は、放射性物質並みの取扱いが必要である。あるいは、時間と共に減衰しないという点においては、放射性物質以上に厄介であるとも言える。又、解体作業では、エアー・プラズマ切断機を使っての大量のステンレス鋼材の切断が発生する。その場合に発生するニッケルカルボニルの強力な毒性も知られており、安全管理が不十分な場合、そのような物質による健康障害も懸念される。これが、潜在的な放射線被ばくによる障害と入り交じって扱われた場合には、例えば、放射線障害の方が過大に扱われ、ニッケルカルボニルによる影響が隠れてしまうという懸念もある。

このような問題への配慮は、特別な取扱いを要するため、自ずと作業の能率を低下させ、コストを引き上げる要因にもなる。

周辺住民の満足

例えば、米国において常套的な爆破解体は、これを採用した場合のコスト的なベネフィットは大きい。我が国の場合、爆音や粉塵の発生などに対する懸念から、その採用を望まない、あるいは特別の条件を求めるといった周辺住民の意向が示される可能性もある。

又、クリアランス・レベルを下回る軽微なレベルではあっても、放射性物質によって汚染されたコンクリートや廃材を、一般の物流に合流させることに対して不安が呈される可能性もある。同じように、土壌の汚染濃度が関係法令の基準値以下であっても、その「緑地」開放に不安を訴えられる可能性もある。実際、そのようなことは、現に米国でも経験されてきた教訓である。これらの問題は、円満に解決できない場合、著しくコストに跳ね返る。著しい遅延となる場合もあり、緑地復旧の目的が挫折する可能性さえある。

従って、このような事態を避けるためには、廃炉の計画段階から地元自治体の代表者に参加してもらい、事業者、規制機関、地元自治体と三位一体となって意思決定と運営を図る仕組みを設けることが望ましい。(これは、米国ワシントン州のハンフォード施設の廃炉計画で実行されている。) 又、緑地復旧を目指した廃炉計画には社会経済的リスクがあることを考慮し、次に述べる廃炉後の適当な土地利用についても合意しておくことが望ましい。

廃炉後の土地利用

廃炉によって、クリアランス・レベルや関係法令の基準値を満足するレベルに復旧したとしても、例えばその土地を農耕地や牧場にしたり、地下水を採取したりといった利用に対しては何らかの心理的な抵抗が作用し、全くの任意な土地利用ができるとは思われない。従って、廃炉後の土地利用についても予め適切な計画を立てておき、折角緑地に復旧してもその後ただの荒地に戻ってしまうような事態は避けたいものである。

その一つの案として、原子力発電所を火力発電所として甦らせるという選択がある。タービン・発電機系は、原子力用も火力用も基本的な差異はなく、開閉所、送電系、港湾設備なども流用可能だからである。原子力発電所を設置するために建設した送電設備、変電設備は、発電設備そのものと同様に巨額の投資を要したインフラであり、流用が可能であるならば、それらの有効利用となって好ましい。

米国では、オハイオ州の Zimmer 原子力発電所 (838MW の BWR プラント) が、97% まで進捗したところで建設工事が中止となり、その後 1987 年から 1991 年までの期間を費やし 1,400MW の石炭火力発電所に転換した例がある。ミシガン州の Midland 原子力発電所 (2 基の PWR プラント) も 85% まで進捗したところで中止となり、1986 年から 1991 年にかけて天然ガスのコジェネ・プラントに転換されている。同プラントは、1,560MW の発電と毎時 610 トンの高温蒸気を送っている。又、コロラド州の Fort Saint Vrain 原子力発電所 (330MW の高温ガス炉) は、1977 年から 1992 年まで実際に運転されていたが、廃

炉後、天然ガスのコンバインド・サイクルに転換されている。1996年には1基目のガス・タービンが設置され、2001年まで更に2基が追加され、現在は965MWの発電所にスケール・アップされている。

廃炉のための作業被ばくや発生廃棄物の低減、既存インフラの有効利用、地元自治体の産業振興などの総合的な観点から、このような案も有望な選択肢であると思われる。

(3) 事故によって廃炉を迎えた原子炉設備の場合

米国の場合、電力会社をメンバーとする相互保険会社として NEIL (Nuclear Electric Insurance Limited) があり、発電設備の故障や損傷があった場合の修理や、ダウンタイムによる収益の損失を補う体制ができています。又、そのような事態の結果として放射性物質の放出を伴う事象に至った場合には、そのための対応費用も含め、最高27億5,000万ドルまでの保険が得られることになっている。このような体制は、発送電分離が運用され、1基、又は何基かの原子力発電ユニットを実質唯一の資産として発電事業を営んでいる事業者もある米国においては不可欠なものである。

我が国の場合、おそらく発送電分離が導入されていないこともあって、これと同等の体制は整っていないが、福島事故が明らかにした事実の一つは、仮にそのような体制が整っていたとしても、一旦原子炉事故を発生させた場合の対応は、廃炉を一つ取り上げても完全に手に余ってしまうということである。

原子炉事故を起こした福島第一原子力発電所、および当該の事故によって影響を受けた施設の処理や環境の復旧に関しては、今後も以下の検討課題がある。

炉心損傷を起こした1、2、3号機の処理：

- ・ 熔融、凝固したデブリ、コリウムの回収が、極めて難度と危険度の高い作業となり、長期化、高コスト化、大量被ばく、放射性廃棄物の大量発生の原因となる。無理な回収を避け、より見通しの定かな代案を検討する余地はないか。

3号機の炉心損傷に伴って発生した水素の流入により爆発した4号機、及び、1、2、3号機の炉心損傷によって放出された大量の放射能で汚染された5、6号機、及び発電所と敷地と敷地内にある事務棟、倉庫などを含む諸施設の処理：

- ・ クリアランス・レベル (Cs-134/137による汚染濃度100Bq/kg) を超える大量の瓦礫

が発生。放射性廃棄物として処理すべきか、クリアランス・レベル以下に除染を試みるのがよいか検討が必要。(一般的には後者が経済的に有利とされるが、容易な規模ではない。)

- ・ 六ヶ所村の施設への輸送を試みず、所内に貯蔵施設を設ける選択肢も検討が必要。(六ヶ所村の施設に収納した場合、後続の廃炉プラントの廃棄物処理計画に著しい影響が及んでしまう。)

1、2、3号機の炉心損傷によって放出された大量の放射能で汚染され、立入が禁止された発電所の周辺地域の処理：

- ・ 地震、津波で損傷し、汚染したまま放置され、居住性の復旧が不可能となった廃屋、樹木、雑草などを処理するための大規模な放射能除去フィルター付きの焼却炉、焼却灰をセメント固化する設備などが必要。
- ・ 現在の除染活動は、技術的にも、事業運営、管理体制としても、様々な問題を抱えており、「手抜き除染」の背景となっている。
- ・ 発生した放射性廃棄物、及び、8000Bq/kg を超える放射能濃度が検出された全国に散在する焼却灰は、恒久的な処理方法が決定されるまでの間、廃炉を決定した原子力発電所の敷地内で当面中間貯蔵する案も検討。

(4) 結論と提案

原子炉設備に対する廃炉には世界的に豊富な実績があり、やがてこれを本格的に迎える我が国においても、そのような知見を十分に活かすことにより、解体工法などの技術的な問題や作業者の確保、作業者に対する放射線管理、労働安全管理の点で特に問題があるとは思われない。但し、特に廃棄物の処理を巡っては、クリアランス・レベルを超える放射性廃棄物に対しても、これを超えない非放射性廃棄物に対しても、我が国の関係者の試算や見通しでは十分に考慮されていない不確定さがあり、これが廃炉コストを大きく左右し、引当金を大幅に超過する可能性、工程が大幅に延長される可能性、場合によっては成功を阻む可能性さえあるようにも思われる。

そのような可能性を最小限にする上で、地元自治体との協調は重要であり、特に廃炉後の土地利用計画についても積極的に議論をし、これをバックキャストして廃炉計画に反映させるというアプローチもあるだろう。このような議論には、十分な時間を掛ける価値が

ある。そして、そのような時間の間にも放射能は減衰し、被ばくと放射性廃棄物の発生量が低減され、延いてはコスト低減にも繋がる。

原子炉事故を起こした福島第一原子力発電所とその周辺の処理に関しては、事前の計画や準備の全くないところから突然に始まったということもあり、いまだにその惰性で展開されているような印象がある。技術的にも、事業運営、管理体制においても、改善の余地が多々あるように見受けられる。

5 原子力のコストと経済性

1. 原子力のコストとは何か

福島第一原発事故以前は、発電コストの安い電源であるということが、原子力開発推進論の根拠の一つとなってきた。

しかしながら、原発には、「発電コスト」の他に、さまざまな費用と損失が生じる。ここでは、金銭的に把握可能な部分を費用、金銭で把握不可能な部分を損失と定義する。

損失には、事故被害のうち、人命の損失や健康被害、環境権の侵害、環境汚染、ふるさと喪失がある。原発事故によってもたらされる損失は莫大である。社会的損失は金銭的に賠償しようとしても賠償しきれないものである。社会的損失を回避することが環境政策の基本である。

ここでは、損失の議論は省略し、金銭で把握可能な部分に限定して述べる。この金銭で把握可能な部分を「原発のコスト」と述べる。原発のコストは、発電コストと社会的コストからなっている。

このうち、発電コストとは電気事業者が電気料金から回収している部分である。原発の発電コストは、発電に直接要する費用とバックエンド費用からなる。

発電に直接要する費用とは、他の電源にも共通するもので、人件費、燃料費、減価償却費（建設費）、維持費などからなる。

バックエンド費用とは、放射性物質の処分に関する費用である。原発の利用には、使用済燃料その他の放射性廃棄物の発生がともなう。この処分には、一般の廃棄物とは異なる特別なプロセスを必要とし、莫大なコストと長期の時間を要する。それゆえ、原発固有のコストとしてバックエンド費用が必要になる。

バックエンド費用は、使用済燃料処分費用、放射性廃棄物処分費用、施設廃止費用等からなる。日本は、全量再処理の方針をもっているため、この表の使用済燃料処分費用には、再処理関連費用が含まれている。これらバックエンド費用は、現在見積もり可能な部分については、電気料金を通じて回収されている。ただし見積もりされていない部分も残っている。原子力政策がいかなる方向に向かうかによって、バックエンド費用も異なってくる。

原発のコストの内容

		区分	内容
金銭で把握可能な部分 (=原発のコスト)	発電コスト	発電に直接要する費用	人件費、燃料費、減価償却費(建設費)、維持費など
		バックエンド費用	使用済燃料処分費用 放射性廃棄物処分費用 施設廃止費用
	社会的コスト	政策費用	研究開発費用 立地対策費用
		事故費用	事故収束費用 損害賠償費用 除染費用
金銭で把握不可能な部分	社会的コスト(損失)	事故被害	健康被害・環境権の侵害 環境汚染 ふるさと喪失

2. コスト等検証委員会による試算

2. 1 計算式

事故後、政府のコスト等検証委員会において、これまでの発電コストの計算を全面的に見直し、新たなコスト計算が行われた¹⁰。この委員会では、特に原発の発電コストを徹底検証することが目的とされた。

コスト等検証委員会のコスト計算は、次の式の通りである¹¹。

$$\frac{\text{資本費} + \text{運転維持費} + \text{燃料費} + \text{社会的費用(環境対策費用(CO}_2\text{対策費用)} + \text{事故リスク対応費用} + \text{政策経費)}}{\text{発電電力量}}$$

¹⁰ 計算方法および計算結果は、エネルギー・環境会議コスト等検証委員会『コスト等検証委員会報告書』2011年12月にまとめられている。詳しい内容は、この報告書を参照されたい。

¹¹ 同上、4頁。

このコスト等検証委員会報告書の特徴は、新たに「社会的費用」を含めて発電コストを計算しているところである。コスト等検証委員会のいう「社会的費用」には、環境対策費用(CO2 対策費用)、事故リスク対策費用、政策経費が含まれている。

原発の事故リスク対応費用は以下の式により算出された。

$$\frac{\text{損害費用 (円)} / \text{支払期間 (年)}}{\text{事業者の年間発電電力量}}$$

また、政策経費は、平成 23 年度の予算額を、平成 22 年度の総発電量で除した額が用いられている。

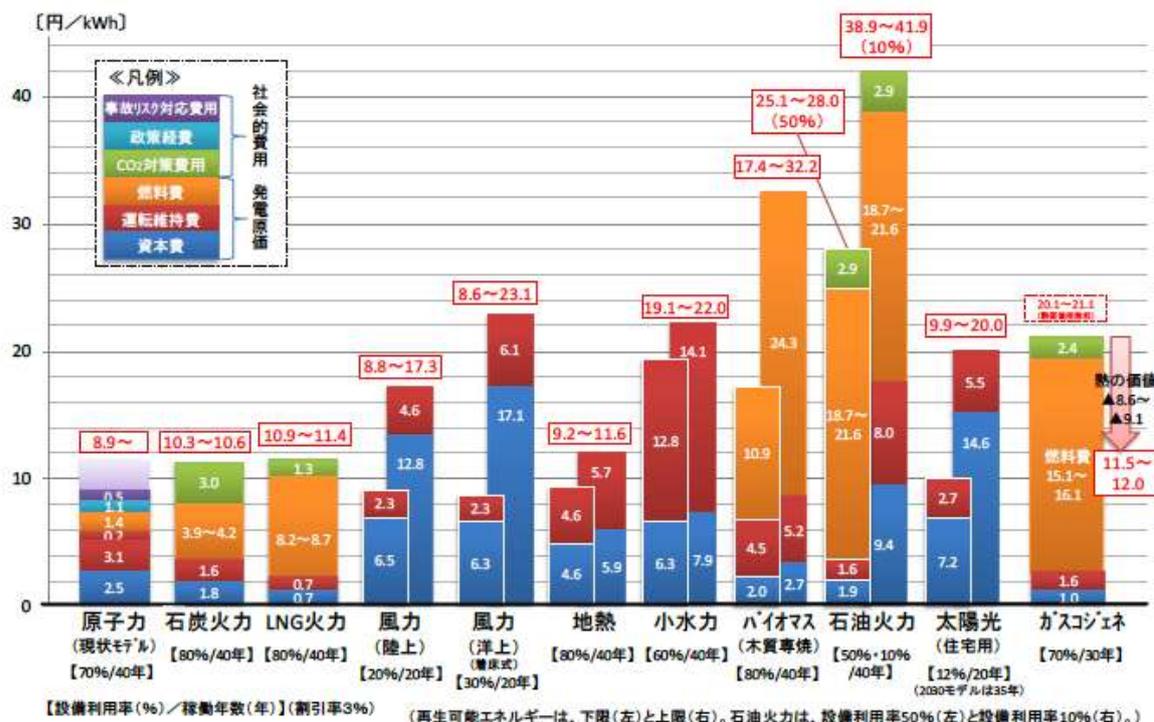
2. 2 計算結果

計算結果のうち、2030 年での発電コストの推計を示したのが図 2-5-1 である。原発については、8.9 円/kWh 以上という計算結果が示された。ここで、8.9 円/kWh 「以上」とされているのは、福島第一原発事故の収束費用や損害賠償費用が確定していないため、今後増加することが見込まれるからである。したがって、8.9 円/kWh は、現時点で推計可能な最低限のコストである。

なお、コスト等検証委員会が試算した数値は、モデルプラントを想定した上で算出されたものである。つまり、一定条件のもとでの推計値であることに注意する必要がある¹²。

¹²例えば、石炭火力、LNG 火力といった化石燃料を使用する電源においては、2030 年時点で、排出量取引が導入されていることが前提となっており、石炭火力の発電コスト 10.3～10.6 円/kWh には、CO2 対策費として 3.0 円/kWh が含まれている。また、過去 7 年間の実績に基づいてパラメーターが決められているため、再生可能エネルギー（特に太陽光発電）については、最近の急激な価格低下が反映されていない。ただし、前提条件を変えても計算できるよう、計算シートが旧国家戦略室のホームページ (<http://www.npu.go.jp/policy/policy09/archive02.html>) で公開されている。

図 2-5-1 主な電源の発電コスト（2030 年モデルプラント）



出所：エネルギー・環境会議コスト等検証委員会『コスト等検証委員会報告書』2011年12月、63頁

2. 3 計算結果の意味

コスト等検証委員会の報告書により、それ以前の政府の発表とは異なり、原発には相当程度の社会的費用が存在すること、他方で、石炭火力、LNG火力は、原発との比較において、ベース電源として競争的であることが明らかになった¹³。

ただし、原発のコストについては、次の点に留意する必要がある。

留意点1 原発の事故リスク対応費用は、以下の式（再掲）によって定められている。つまり、損害費用と事業者の年間発電電力量によって、計算結果が変わる。言い換えれば、損害費用額が増大したり、事業者の年間発電電力量が減少したりすれば、事故リスク対応費用は増大する。

¹³ 詳しい内容は、同報告書 64頁以降を参照。

損害費用（円）／支払期間（年）

事業者の年間発電電力量

このうち、事故リスク対応費用は、今後増大することが見込まれる。また、事業者の年間発電電力量は、事故以前と同様の発電電力量が確保されるとは限らない。それゆえ、kWh当たりの事故リスク対応費用は、将来的に増大すると考えられる。

また、事故リスク対応費用を民間保険でまかなうことになった場合、非常に高い保険料になる可能性がある。

留意点2 政策経費については、平成23年度単年度の政策経費のみが反映されており、過去のトレンドを正確に反映したものではない。これも、政策経費がどの程度になるかによって、数値が変わってくる。

3. 実績値の推計

3.1 発電コストの推計

モデルプラント方式は、一定の条件のもとで、将来どの程度のコストとなるかを推計するのに優れている反面、過去の実績値はわからない。これまでの原子力政策を評価するには、過去の実績値を知る必要がある。

発電コストの実績値の推計は、「一般電気事業者供給約款料金算定規則」で定められた電気料金の原価を総発電端発電量で除して計算する¹⁴。

¹⁴ ここでは、室田武（1991）「日本の電力独占料金制度の歴史と現況－1970～89年度の9電力会社の電源別発電単価の推計を含めて」『経済学研究』32、75-159頁に示された方法を用いている。また、大島堅一（2010）『再生可能エネルギーの政治経済学』東洋経済新報社も参照されたい。

$$\text{水力発電の発電コスト} = \frac{\text{営業費用} + (\text{電気事業固定資産} + \text{建設中の資産} + \text{営業資本}) \times \text{報酬率}}{\text{総電端発電量}}$$

$$\text{火力発電の発電コスト} = \frac{\text{営業費用} + (\text{電気事業固定資産} + \text{建設中の資産} + \text{特定投資} + \text{営業資本} + \text{貯蔵品} + \text{長期投資}) \times \text{報酬率}}{\text{総電端発電量}}$$

$$\text{原子力発電の発電コスト} = \frac{\text{営業費用} + (\text{電気事業固定資産} + \text{建設中の資産} + \text{核燃料資産} + \text{特定投資} + \text{営業資本} + \text{貯蔵品} + \text{長期投資}) \times \text{報酬率}}{\text{総電端発電量}}$$

3. 2 政策費用の推計

政策費用は、国の財政の一般会計予算および特別会計予算から、電源別に予算を積み上げて、発電量で除すという方法をとって計算できる。ここでは、1970～2010年度の kWh 当たり単価を計算する¹⁵。

3. 3 計算結果

計算結果は次の通りである。

実績値の推計結果(1970-2010年度)

	発電コスト	政策コスト		合計
		研究開発費用	立地対策費用	
原子力	8.53	1.46	0.26	10.25
火力	9.87	0.01	0.03	9.91
一般水力	3.86	0.04	0.01	3.91

単位:kWh/円

3. 4 計算結果の意味

実績値でみた場合、発電コスト、つまり電力会社にとっての原発の発電コストは、8.53円/kWhである。これに対して一般水力は3.86円/kWhである。したがって、1970-2010

¹⁵ 計算方法および電源別の区分については、大島（2010）前掲を参照。

年度の期間において、原発は、最も安価な電源ではない。ただし、火力発電は 9.87 円/kWh であり、火力よりは安価である¹⁶。

しかし、政策コスト（研究開発費用と立地対策費用）を含めると、原発の方が高い。つまり、国家財政からの資金投入を含めれば、原子力は火力よりも高い。言い換えれば、原発開発に必要な費用を国民負担としているために、電力会社にとって、原発が安くみえている。

4. まとめ

政府による最新のモデルプラント分析および実績値の推計結果から次のように述べることができる。

- (ア) モデル計算の場合であっても、原子力には過去に言われていたほどの経済性は無い。事故コスト、政策コストを含めれば、原子力の社会的費用は相当大きい。
- (イ) 実績値の推計結果をみても、政策費用を含めれば、事故コストを考慮しない場合であっても、原子力には経済的優位性があるとはいえない。
- (ウ) 損害賠償と事故収束は、まだ終わっていない。それゆえ、原発のコストには将来増大する可能性のある社会的費用が含まれている。将来、電力会社が、損害賠償費用、事故収束費用を自力で用意しなければならなくなるとすれば、原子力の経済性は一層失われる。少なくとも、国民にとって、原発に経済的優位性がないことは明らかである。

¹⁶ 有価証券報告書において、火力のデータは、石炭火力、LNG 火力、石油火力に分かれていないため、これらの発電コストは推計できない。

6 原子力損害賠償制度

(1) 原子力損害の特殊性

ア 事故リスクと損害の大きさ

① 確定できない事故発生確率

原子力損害の特徴は、発生確率が確定できないことである。

国のコスト等検証委員会資料によると、原発事故の発生確率をどの程度とみるかについては、考え方によって大きな差異がある。例えば、IAEA の安全目標を発生確率とすれば 10 万炉年に 1 回とみることができるし、日本の現実の実績から福島第一原発（1～3 号機）の事故を 3 回分の事故としてとらえると、500 炉年に 1 回とみることができる。

特にシビアアクシデントは、毎年のように繰り返し起こるものではないので、発生確率を確定するのは極めて困難である。だが、事故以前に言われてきたような無視しうるほど低い確率ではないということは明らかである。

それゆえ、原子力損害賠償のための金銭的裏付けを事前に準備することが必要となっている。

表 2-6-1

10 万炉年に 1 回	IAEA の安全目標
4762 炉年に 1 回	世界の原発の重大事故の発生頻度（チェルノブイリ原発事故、スリーマイル島原発事故、福島原発事故を 3 回と数えた場合）
2857 炉年に 1 回	同上（福島原発事故を 3 つの原子炉が爆発したとして 3 回分とし、チェルノブイリ原発事故、スリーマイル島原発事故とあわせて、5 回と数えた場合）
1493 炉年に 1 回	日本の原発の重大事故発生頻度（福島原発事故を 1 回と数えた場合）
500 炉年に 1 回	同上（福島原発事故を 3 回と数えた場合）

②莫大な損害

原子力損害の特徴は、放射性物質の放出量、天候、地形、人口や地理的位置関係等によって、影響を被る範囲が異なること、また、最悪の事故がおこった場合、損害が極めて莫大になることである。

例えば、2011 年 3 月 25 日に原子力委員会委員長である近藤駿介氏が政府に対して示し

た事故損害は、福島第一原発事故がより深刻になったケースの一例である。これによれば、福島第一原発の半径 250 キロメートルの範囲で、希望する市民がいれば避難を認めるべき地域としなければならない可能性があった。幸いなことに、このような事態に陥らなかったのは、事故現場での努力があるのはもちろんであるが、いくつもの偶然が重なったためである可能性がある。

このように、事故の発生確率が確定できないことと、異常に大きい損害がもたらされる可能性があることが、原発事故の特徴である。原発にみられるシビアアクシデント級の事故は、他のどの産業でもみられない。

(2) 原子力損害賠償の構造

原子力損害賠償は、原子力損害の賠償に関する法律（原子力損害賠償法）が基本となっている。

①目的

原賠法の目的は、同法第 1 条にあるように、「被害者の保護を図り、及び原子力事業の健全な発達に資すること」である。

被害規模が大きいことから被害者保護を目的とすることはよしとしても、「原子力事業の健全な発達」を、はじめから目的にしていることには問題がある。同法が成立した 1961 年は、原子力に輝かしい未来が約束されているかのように一般にも考えられてきた。原賠法の目的は、この時代背景を色濃く反映している。

しかしながら、福島第一原発事故を経て、原子力事業そのものの是非が国民的に問われている今、無前提に「原子力事業の健全な発達」を目的にすることは現代にそぐわない。むしろ、この「原子力事業の健全な発達」を目的とするがために、損害賠償制度そのものがいびつになっている。

以上から、原賠法の目的からは「原子力事業の健全な発達」の文言を削除する必要がある。

②原則

原賠法は、4 つの原則からなっている。すなわち、賠償責任の厳格化、責任集中、賠償措置の強制、国の援助である。

まず、賠償責任の厳格化という考え方のもとに、事業者は無過失責任が課せられている。

これは、損害賠償にあたって、事業者の過失の有無を問わないというものである。この無過失責任は、被害者保護を目的としたものである。これがあるため、被害者は、加害者の過失の立証をすることなく損害賠償請求を進められる。

だが、福島第一原発事故のケースにおいては、「過失の有無を問わない」ということが、かえって東電の過失を覆い隠している。それが、結果的に、東電の加害者としての自覚を失わせる原因ともなっている。被害者保護としての無過失責任はよいとしても、東電および関係者の過失は明確にする必要がある。

次に、責任集中という考え方のもとに、原子力事業者（原子力施設を所有する事業者のこと。福島第一原発事故の場合は東電）のみが損害賠償の責任を負うことになっている。これにより、損害賠償請求を求める対象が一つにさだまっている。そのため、被害者が損害賠償を求めるのが容易になっている。

しかし、反面、原子力事業者以外の主体、例えば、プラントメーカーや建設会社、金融機関等に賠償責任はなく、原子力事業者はこれらに対して求償すらできない。また、故意の場合を除いてプラントメーカーや建設会社には製造物責任すらない。これは、原賠法の目的の一つ、すなわち「原子力事業の健全な発達」のためであるが、プラントメーカーらに賠償責任が及ばないことによって、かえって彼らの無関心を生みだし、「健全な発達」を妨げている。

第 3 に、賠償措置の強制とは、賠償の履行を確保するものである。これを実現するものとして、原子力損害賠償責任保険（責任保険）と原子力損害賠償補償契約（補償契約）がある。福島第一原発事故のように、地震や津波が原因の事故については、後者の補償契約が適用される。支払限度額は原発一つあたり 1200 億円である。

この支払限度額 1200 億円は、シビアアクシデントが起こることを想定せずに設けられたものである。福島第一原発事故では、1200 億円という支払限度額を大きく超える被害が発生し、原賠法の賠償措置は殆ど役に立たなかった。つまり、「賠償措置の強制」は、本格的な原発事故には、役に立たない空文であった。

原賠法は、賠償措置の上限を超えた場合、原子力事業者に対して「国の援助」が行われることになっている。この「国の援助」を具体化したものが、2011 年 8 月に成立した原子力損害賠償支援機構法（以下、機構法）である。

③ 国民負担による損害賠償

機構法ができた政治的背景には、東京電力の法的整理を避けるという意思が働いたとされている。そのため、どんなに損害賠償を行おうと、損害賠償が原因で債務超過に陥ることがない仕組みになっている。

東京電力は、原子力損害賠償支援機構（以下、機構）が交付する東京電力への資金である。その原資は、国が機構に交付する国債である。国債は、最終的に国費により償還されるから、この新たにできた機構を中心とする仕組みによって、国民負担のもとで損害賠償がおこなわれていると言える。

さらに、問題は、機構が行う東京電力への資金援助は、貸し付けという形態をとっていないことである。貸し付けでないため、東京電力は機構に対して「返納」する義務は無い。

機構法では、「返納」の代わりに、負担金の納付という仕組みがある。

負担金には二種類ある。まず、原子力事業者が機構に対して納付する一般負担金である。次に、事故をおこした東京電力が機構に納付する特別負担金である。機構法では、これらの負担金の納付額が東京電力に対して援助した金額と同じ額になるまで納付することとなっている。だが、補償額が莫大になれば、納付期間は長期になる。

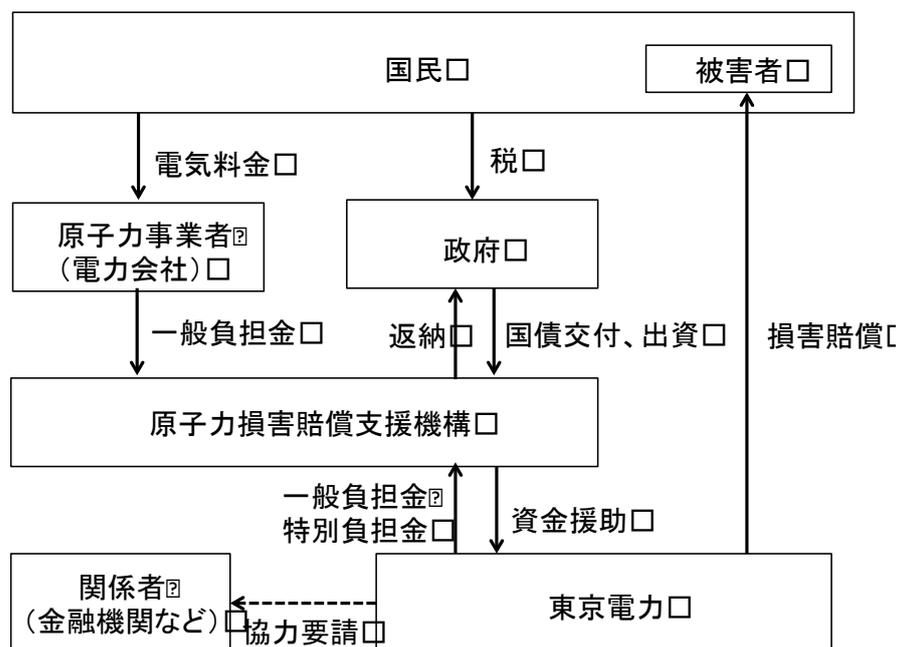
負担金のうち、一般負担金については、「一般電気事業供給約款料金算定規則」という経産省令により、電気料金の原価（営業費）に算入することが認められた。つまり、原子力事業者が支払う一般負担金の原資は、電力消費者の支払う電気料金である。全額ではないとはいえ、加害者が支払うべき補償金が、国民にほとんど知られないまま、経産省令によって国民負担にされてしまった。

なお、特別負担金については、今のところ電気料金の原価に算入することが認められていないものの、今後扱いがどうなるかは不透明である。電気料金の原価とすれば、一層、東電の無自覚を促すことになるから、これは避けなければならない。

なお、金融機関や株主などの関係者へは、東京電力は協力を要請することになっている。要請した内容は、与信の維持や供与、配当を無配とするといったものにとどまっている¹⁷。本来であれば、東電の破綻処理こそ本道であったことからすれば全く不十分である。また、国民が現実には負担している金額からしても、十分とは言えない。

¹⁷原子力損害賠償支援機構・東京電力株式会社「総合特別事業計画」2012年4月27日

図 2-6-1 損害賠償をめぐる資金の流れ



出所:『朝日新聞』2011年8月4日の図より作成。□

④ 原子力損害賠償支援機構の問題点

東京電力は、資金援助を受けるにあたり、機構とともに「特別事業計画」を作成し、政府により認可を受けなければならない。特別事業計画は、東京電力の経営内容の見直しを含む全般的なものであり、適切に作成されれば、東京電力の経営を大幅に変えることができる。

ところが、特別事業計画の内容は不十分である。また、柏崎刈羽原発の稼働が前提となっているなど、非現実的想定も含まれている。

このようなことがおこる原因の一つに、国が関与しているにもかかわらず、特別事業計画の作成過程が不透明なままにおかれていることがある。東京電力には、2013年1月22日現在、総額2兆207億円を超える損害賠償費用と1兆円の資金注入が行われている。にもかかわらず、国会や国民の関与が全くない。

機構が行っている意思決定プロセスは事実上非公開である。機構のホームページには、議事要旨（内容的には議題を数行程度でかいたもの）が提示されているだけで、情報が全く開示されていない。

東京電力への機構の関与、および機構内部の意思決定プロセスを公開し、国会、国民の

意見が反映される仕組みに変える必要がある。

(3) 現行の原子力損害賠償の問題点

ア 国民負担を国民不在で実施

機構を通じた賠償の最大の問題点は、少なくとも数兆円に及ぶ損害賠償が、事業者（東京電力）や関係者（プラントメーカー、ゼネコン、金融機関、株主）ではなく、国民負担のもとで行われていることである。すでに指摘したように、機構からの東京電力に流れる資金の直接の原資は国債である。また、現在電力会社から機構に支払われている一般負担金も、電力消費者（国民）にそのまま転嫁されている。

本来、環境問題は、汚染者負担原則が適用される。汚染者負担原則とは、環境問題がおきた場合、それに関連する費用については、汚染者が支払うという原則である。汚染者負担原則が適用されず、国が丸抱えで保護している産業は、原子力産業のみである。このような過保護な状態があることによって、原発は事業として成立している。

加えて、このような費用負担がされているにもかかわらず、損害賠償に関連する意思決定が、不透明なまま、国民不在で行われていることも、事態を一層深刻なものにしている。これらのことは、一刻も早く改善する必要がある。

イ 不誠実な賠償¹⁸

(ア) 加害者が「賠償基準」を提示し賠償

福島第一原発事故の損害賠償は、国の原子力損害賠償紛争審査会が「指針」をつくり、これに基づいて、東京電力が「賠償基準」を作成し、補償手続きを進めるというやり方がとられている。資金源は、先に述べたように、機構からの援助である。

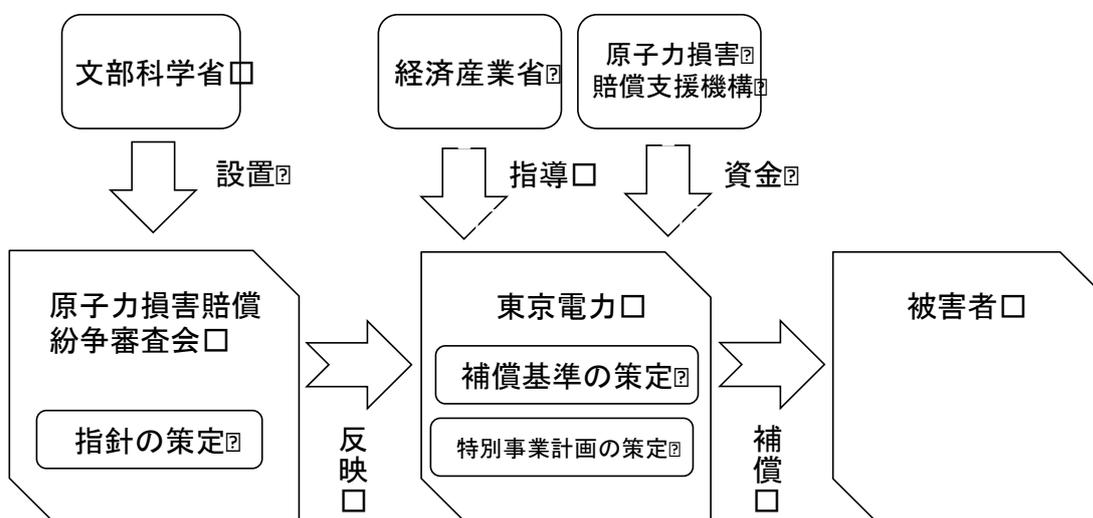
問題は、東京電力が「補償基準」を作成し、自らの裁量のもとで補償を行っていることである。つまり、加害者自身が基準をつくり、補償の範囲をきめるという奇妙な構造になっている。

本来、紛争審査会が「指針」をつくるのは、被害者への賠償を迅速かつ適切に進めるためのもので、被害者保護の観点から実施されているものである。つまり、指針はあくまで

¹⁸ 除本理史 「「結婚を理由に賠償停止」が示す 東電主導の補償に問題あり」『エコノミスト』2012年11月27日、78-81頁、除本理史「原発避難者に迫る補償打ち切り—避難者の権利回復はどうあるべきか」『世界』61-69頁、除本理史「岐路に立つ原発「賠償」—被害の「忘却」か、補償の「前進」か」『世界』221-229頁。

指針であって、指針に含まれていなくても、補償すべき被害は残されている。

図 2-6-2 原子力損害賠償の仕組み



出所：除本理史「結婚を理由に賠償停止」が示す東電主導の補償に問題あり』『エコノミスト』2012年11月27日の図1に筆者加筆。□

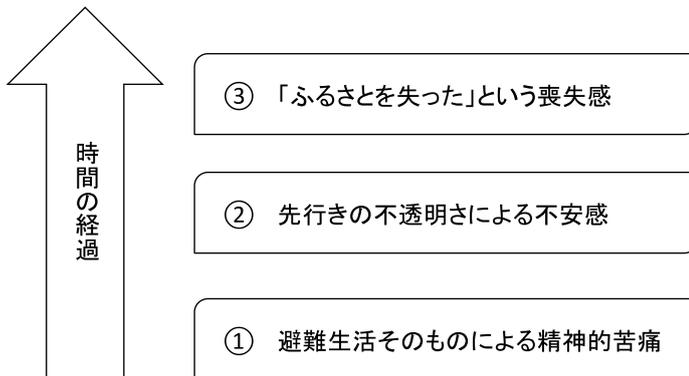
(イ) 過小評価されている精神的苦痛

避難者の精神的苦痛について、紛争審は、補償額を原則月額 10 万円と定め、東電の基準もそれに則っている。しかしながら、紛争審が想定する精神的苦痛とは、被害生活の不自由さや将来見通しがたたない不安などしか対象にされていない。

しかしながら、実際には、避難者の被害は、こうした一時的な生活の乱れに限らない。むしろ、避難者は、人のつながりや文化、生き甲斐の源であった「ふるさと」を失ったという喪失感をもっており、それが避難者の精神的被害の重要な部分を占めている。

この「ふるさとの喪失」は、紛争審の指針においても東電の補償基準においても看過されている。この点について十分に考慮した補償が行われる必要がある。

図 2-6-3 避難者達の精神的苦痛



出所: 除本理史「結婚を理由に賠償停止」が示す東電主導の補償に問題あり」『エコノミスト』2012年11月27日

(ウ) 財物に対する補償の減額措置

2012年7月に東京電力が示した「賠償基準」では、財物に対する補償方法が示されている。ここでは、土地・家屋について、帰還困難区域においては「事故前の価値」を全額補償するとしている。

しかし、この基準には問題がある。重大なのは、家屋について減額措置があり、「事故前の価値」の算定にあたって、住宅の「経年減価」が考慮されることである。これによって、築年数がたてばたつほど補償は少なくなる。例えば、築48年以上の家屋については新築価格の2割しか補償されず、新たな住宅を取得することが著しく困難になる。

他方、居住制限区域と避難指示解除準備区域においては、事故時点から6年で減損とするが、はやく帰還した場合はそれに応じて補償額を減額するとしている。これも財物に対する保証の減額措置である。この減額措置によって、汚染が深刻な地域では早期帰還をためらう自治体がでてくる。

(エ) 補償打ち切りと「手切れ金」支払い

現行の補償は、政府の避難指示にともなう被害に対して行われる。2012年には、避難区域の見直しが行われ、「避難指示解除準備区域」(年間20ミリシーベルト以下)、「居住制限区域」(年間20ミリシーベルトを超える恐れがあり、被ばく量低減の観点から避難の継続をもとめる地域)、「帰還困難区域」(5年を経過しても年間20ミリシーベルトを下回らないおそれのある、年間50ミリシーベルト超の地域)に再編された。

これは、避難指示の段階的解除を展望したものである。問題は、避難指示が解除された地域では、避難による被害もなくなったとみなされ、補償打ち切りとされることである。予想される被ばく量からして、被害者の中には帰還をためらう人もいて当然であり、事故による被害は、避難指示が解除されたとしてもなくなるわけではない。

補償の打ち切りは、ただし、ただちに行われるものではなく、まとまった額を一種の「手切れ金」のような形で支払うというやり方で行われようとしている。

ここで言う「手切れ金」とは、2012年7月24日に東京電力が示した賠償基準に示された「包括請求方式」のことである。ここでは、「生活の再建や生活基盤の確立に向けて、まとまった賠償金を早期にお受け取りいただけるよう、将来分を含めた一定期間に発生する全ての損害項目に対する賠償金を包括してお支払いする方式」として、「包括請求方式」をつくると書かれている。

「包括請求」の対象は、「精神的被害」「就労不能損害」「避難・帰宅等に関わる費用」である。あらかじめ指摘しなければならないのは、そもそもこれらの被害は、東電の賠償基準にかかっているような「生活の再建や生活基盤の確立」のための補償金ではない。生活再建のための費用や措置は、「精神的被害」「就労不能損害」「避難・帰宅等に関わる費用」とは別に用意される必要がある。

さて、3つの費用のうち、「精神的被害」「避難・帰宅等に関わる費用」を請求できる期間は、「避難指示解除準備区域」で1年分、居住制限区域で2年分、帰還困難区域で5年分とされる。確かに、一定期間の補償がまとめて支払われれば、ある程度まとまった金額になるが、「精神的損害」についてみれば、一人当たり月額10万円という低額の補償をまとめて払っているにすぎず、生活費としても十分ではない。十分な補償をせず、一方でまとまった額を「手切れ金」として支払い、他方で避難指示解除により補償を打ち切ろうというわけである。

また、「就労不能損害」にいたっては、すべての避難区域で一律1年9ヶ月分が請求できるにすぎない。つまり、避難期間によらず、これをすぎれば補償を打ち切るとしており、一層重大な問題である。

なお、この7月24日に示した賠償基準は、同年7月20日に経産省が示した「避難指示区域の見直しに伴う賠償基準の考え方について」に基づいている。そもそも、損害賠償の指針は、紛争審が提示するものであった。にもかかわらず、紛争審における審議を経ること無く、経産省と東電の連係プレーで「賠償基準」を決めてしまった。経産省の発表から

わずか 4 日で賠償基準を提示したことからしても、明らかに、経産省と東電の巻き返しである。

7 月 24 日に示した東京電力の賠償基準は、手続き的にも正当性に乏しく、かつ内容的にも問題が多い。適切な補償を進めるという観点からすれば、撤回させる必要がある。

第3章 関西における電力需給問題と原発再稼働問題について

植田会長

1 2012年夏の電力需給状況

(1) 関西電力管内における電力需給

① 経緯

関西地域は原発による発電量の割合が大きかったことから、原発が稼動しない場合、2012(H24)年夏の電力需給は国内でも最も厳しいと想定された。関西電力による需給見通しでは、図 3-1-1 に示すとおり、定着した節電を織り込んでも、7月から9月1週目までマイナスの需給ギャップが発生し、7月後半から8月末までは▲15%程度というものであった。このことから、関西地域において、大規模停電の回避、電力需給の安定化に向けて、関西電力とも意見交換を実施し、検討・議論を重ねた。



図 3-1-1 関西電力による 2012(平成 24)年夏の需給見通し (出典：関西電力㈱)

② 関西電力において新たに実施した取組み

関西電力において、法人・事業者には需給調整契約等の拡充、家庭には節電インセンティブや新たな料金メニューの設定などの取組みが実施された。また、当会議からデマンドレスポンスやネガワット取引の導入を提案し、関西電力から BEMS アグリゲーターとの協業、ネガワットプランによるピーク抑制などの取組みが示されたが、結果として電力需給のひっ迫がなかったため、活用されることはなかった。

[エネルギー戦略会議での総括]

平成 23 年 3 月 11 日以降、関西電力は新たな供給力確保の努力が不十分であり、デマンドレスポンスなどの需要側の対策準備も遅かったため、もっと早くから準備に着手すべきであったと考える。

③大阪府・大阪市において実施した取組み

大口需要家には大阪府温暖化防止条例の対象事業者に節電行動計画書の提出を求めるなどの働きかけ、小口需要家には事業者団体との連携した節電セミナーの開催やチラシ配布などの節電対策が実施された。また、家庭には家族でおでかけ節電キャンペーン、節電トライアル宝くじなどの取組みが関西広域連合として実施された。

大阪府、大阪市の庁舎施設等においては、昼休み時間帯のシフトや照明の間引きなど、様々な節電対策が実施され、大阪府大手前庁舎及び大阪市役所本庁舎における消費電力について、2012(H24)年度と2010(H22)年度の最大電力使用量を記録した日で比較したところ、図3-1-2、図3-1-3に示すとおり、2012(H24)年度は2010(H22)年度に比べて約2割の削減実績が示された。

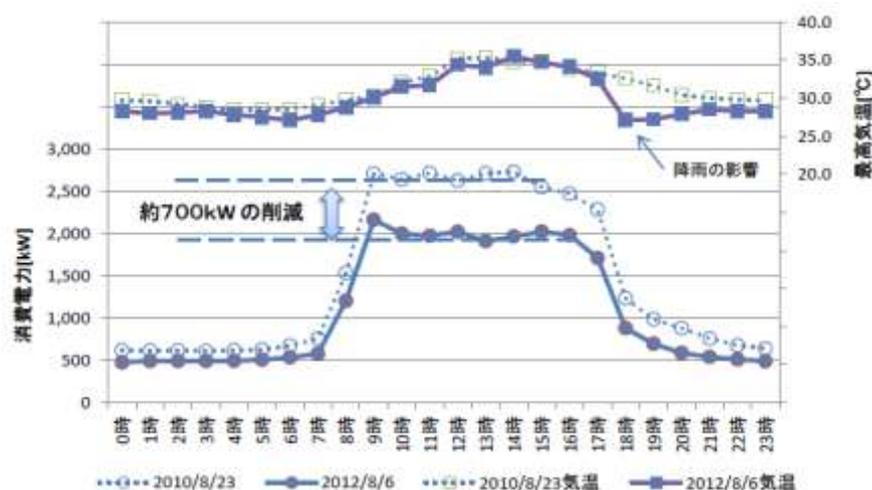


図 3-1-2 大阪府大手前庁舎(本館・別館・公館)における時間ごとの消費電力の推移

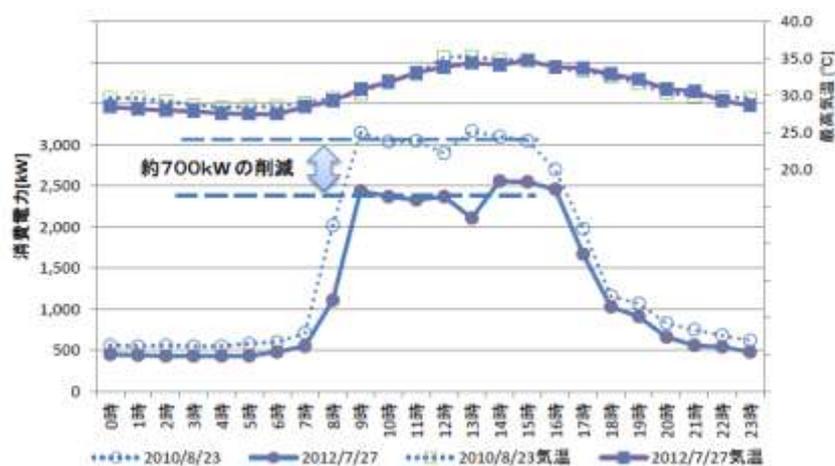


図 3-1-3 大阪府役所本庁舎における時間ごとの消費電力の推移

④電力需給の結果

2012(H24)年夏の節電期間における関西電力管内の電力需給実績と2010(H22)年夏の実績については、図3-1-4、図3-1-5に示すとおり、節電等による需要抑制と原発再稼働や揚水発電による供給量の増加等により、計画停電や需給ひっ迫(電力使用率97%以上)に至ることなく、最大電力使用率(最大使用電力/ピーク時供給力)が90%以上であった日は4日間のみであり、大半が90%未満で概ね安定した需給状況であった。

[エネルギー戦略会議での総括]

2基の原発が稼働したことにより安定的な供給ができたという意見もあるが、火力・水力・他社融通に加えて、揚水発電を最大限に活用すれば、2012(H24)年夏の電力は十分に足りたと考えられる。

単位:万Kw

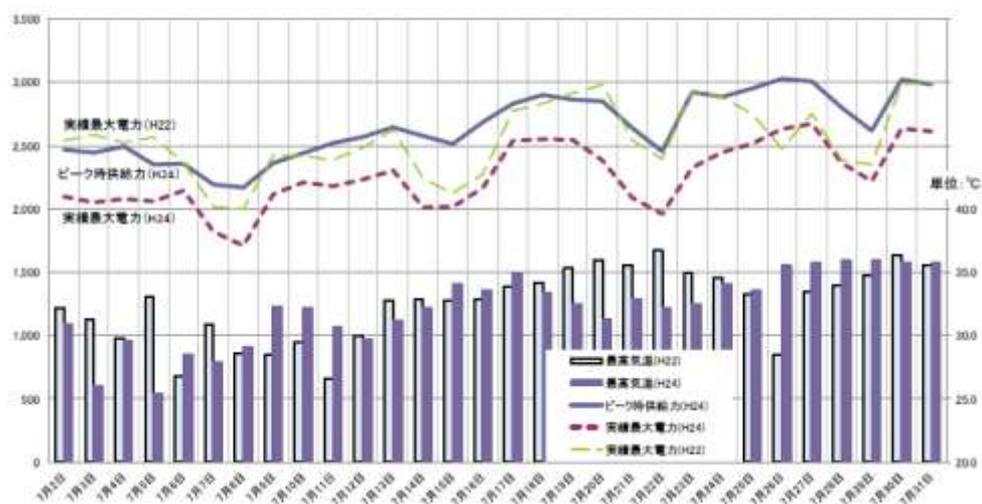


図 3-1-4 関西電力管内の電力需給の実績 (7月)

単位:万Kw

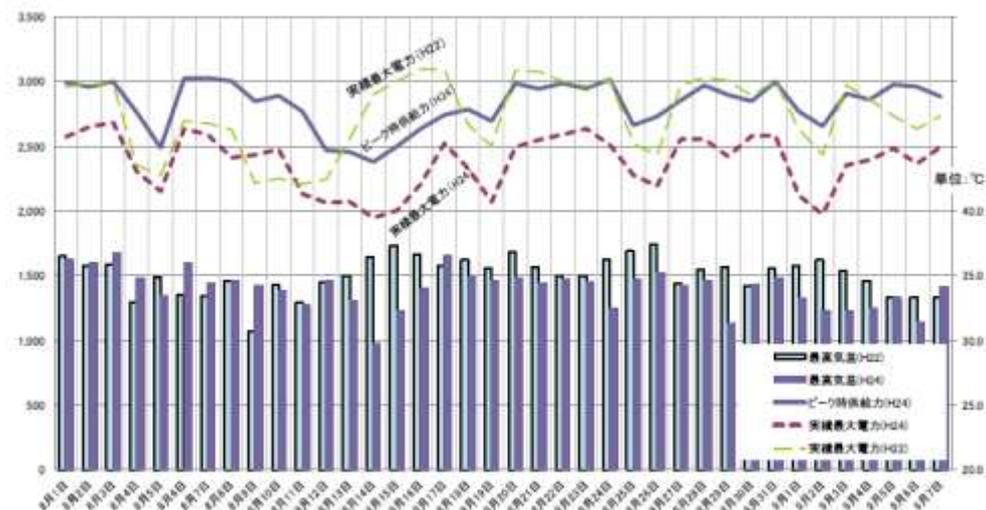


図 3-1-5 関西電力管内の電力需給の実績 (8月1日から9月7日)

(2) 中西日本における電力需給

2012(H24)年夏の中西日本の各電力会社管内における最大需要日の電力需給の状況は、表 3-1-1 に示すとおりであり、いずれの電力会社管内においても需給のひっ迫は回避された。

表 3-1-1 2012 年夏の中西日本の各電力管内における需給の状況 (最大需要日)

電力会社	最大需要日 (時間帯)	気温	最大需要 (万kW)	ピーク時供給力 (万kW)	予備率
中部電力	7月27日(金) (14~15時)	36.6	2,478	2,662	7.4%
関西電力	8月3日(金) (15~16時)	36.4	2,682	2,992	11.6%
北陸電力	8月22日(水) (14~15時)	35.9	526	576	9.4%
中国電力	8月3日(金) (14~15時)	35.0	1,085	1,198	10.4%
四国電力	8月7日(火) (13~14時)	35.5	526	603	14.6%
九州電力	7月26日(木) (14~15時)	33.5	1,521	1,626	6.9%

(参考：需給検証委員会報告書)

また、中西日本全体として、日ごとに各電力会社の実績最大需要の和を各電力会社のピーク時供給力の和で除した最大電力使用率は 91%が最大であり、大半が 90%未満で中西日本全体として、電力需給は安定していた。

[エネルギー戦略会議での総括]

中西日本全体でみたところ、同じ日時に各電力会社管内で最大需要が発生したわけではないことから、送電網の開放などの新たな電力システムの構築し、中西日本全体で広域的に電力融通を実施することにより、さらに安定的な供給が可能と考える。

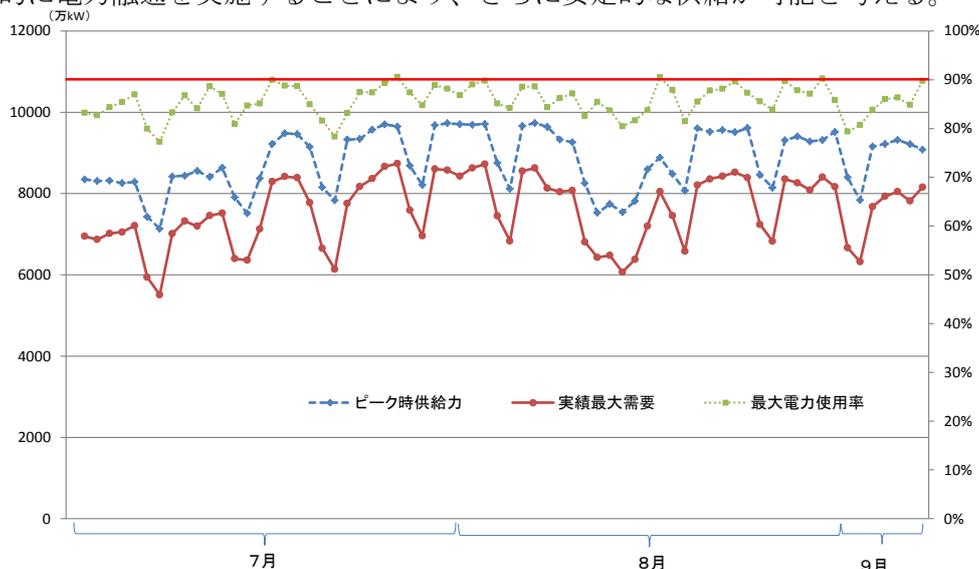


図 3-1-6 中西日本全体 (6 電力会社) の電力需給状況と最大電力使用率

2 今後の電力需給対策

[エネルギー戦略会議での総括]

2012(H24)年夏は当会議から提案したデマンドレスポンスなどの対策は活用されておらず、さらなる需要抑制は可能と考える。また、大規模集中電源は災害時に広範囲の停電が発生するといった大きなリスクがあることから、デマンドレスポンスや分散型電源の設置など、社会のなかに調整力を求めていくことが重要である。国においては電力システム改革を断行し、小売全面自由化、発送電分離など、公正で開かれた電力市場を構築するなど、供給サイド、需要サイドともに以下のような電力需給対策を講じて、電力需給の安定化を図っていく必要があると考える。

①供給サイドの対策

広域融通、分散発電(自家発)、揚水発電など電源管理 など

②需要サイドの対策

無理なく儲かる省エネ、需給調整契約、デマンドレスポンスなど

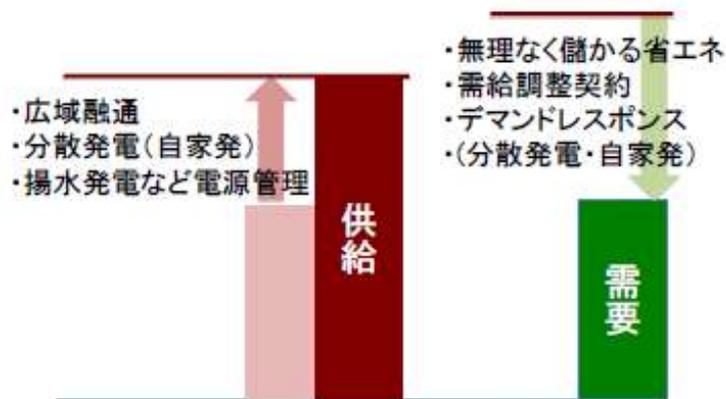


図 3-2-1 今後の電力需給対策のイメージ図

3 関西電力大飯原子力発電所第3、第4号機再稼働をめぐる諸問題

(1) 大飯原発再稼働問題の経緯

ア 政治判断

関西電力大飯原子力発電所第3、第4号機は、2011年3月11日の東京電力福島第一原発事故後、各々3月及び7月に定期点検のため停止された。

その間、福島第一原発事故に伴い、国内の原発の安全性に関する根本的な疑念と不安が高まったことを背景に、政府は2011年7月にストレステストの一次評価を停止中の原発再稼働判断の条件とすることを発表した。

関西電力は、同年10月及び11月に3、4号機のストレステスト一次評価結果を原子力安全・保安院に提出し、保安院はその審査結果を原子力安全委員会に報告した。それを受けた安全委も、保安院の審査結果を妥当と判断した。

ただし、安全委は、ストレステスト一次評価結果について妥当という判断を示したことが、大飯原発の安全性を認めているわけではなく、再稼働の判断を示したものではないとの立場をとった。

専門家による安全宣言が出されなかったことを受け、野田首相、藤村官房長官、枝野経産相、細野原発事故担当相の4大臣が、「大飯3、4号機の安全性が確認され、再稼働の必要性がある」と政治判断し、2012年6月に再稼働が正式決定された。

この間、当会議は同年3月に大飯原発を視察、4月に原発再稼働に関する8条件（参考資料3中別添1）を提示し、これらの条件が満たされない限り大飯原発を再稼働するべきではないとの立場を表明した。これを受けて、大阪府及び大阪市は、専門家による安全確認ができない状況下での再稼働に強硬に反対し、政府に対してその旨を申し入れた（参考資料2）。

しかし、関西広域連合は最終的には再稼働を容認する立場を表明し、これを受けて、大阪府、大阪市は再稼働を事実上容認した。

当会議は、その後も一貫して再稼働に反対し、再稼働が事実上決定した後も、夏の節電期間経過後の再停止を要求したが（参考資料3）、関西広域連合は再停止を求めなかった。

その結果、大飯原発3、4号機は現在も稼働を続けている。

イ 電力需給とコスト負担問題

大飯原発再稼働問題の議論の最大の特徴は、議論の焦点が、何故か安全問題ではなく、電力の需給問題に偏ったことであった。

大飯原発の再稼働なしでは、関西電力管内で 2011 年夏のピーク時に 14.9%電力供給が不足とする関電及び政府に対し、エネルギー戦略会議は電力不足は生じないとの試算を提示した。

その後、計画停電の検討なども視野に入り、関電管内の企業の間には計画停電だけは避けたいという機運が高まった。このことが、大阪府市が最終的に再稼働容認に転向する最大の要因となった。

結果的には、当会議の試算が正しかったことが明らかとなった（本章 1 参照）

なお、この議論の過程で、橋下大阪市長は、節電対策などの費用を増税の形で市民に負担させる可能性にも言及したが、市民の間に拒絶反応はみられなかったものの、その後議論は深まらず、この点が結論に大きな影響を与えたとは考えられない。

また、野田首相は、大飯原発を再稼働すべきであると判断を示した 2011 年 6 月 8 日の会見で、「国民の生活を守るため」として、電力需給の問題に加え化石燃料への依存による電力価格高騰もその理由に挙げた。暫定的な安全基準に基づき判断されたにすぎない大飯原発再稼働は、夏期節電期間を終えれば再停止し、完全な安全性が確認できるまでは稼働すべきではないというのが国民の安全から考えた本来の姿である。しかし、電力価格高騰への懸念が、現在においても稼働を継続する根拠となっているといえる。

（２）大飯原発再稼働問題で表面化した安全軽視の実態と規制当局と電力会社の不透明な関係

上記のとおり、政府は、定期点検中の原発再稼働にストレステスト一次評価を義務付けたが、この措置には、法律的な根拠がなかった。しかし、電力会社はこれに従った。従来からの電力会社と規制当局の一体的な関係から、この点はそれほど大きな議論にはならなかったが、こうした不透明な行政指導で安全規制が行われてきたことが、実は、日本の安全規制の本質的な問題である。

このことは、大飯再稼働の審査に当たって、原子力安全・保安院が、大飯原発の敷地内に活断層があるとの疑いを持ちながら、その再調査を関電に求めず、再稼働正式決定後、実際に 3 号機に続いて 4 号機を起動させたことを見届けた上で、その当日に活断層調査を

命じたことに如実に表れる。

また、政府は重要免震棟やフィルター付きベントなど、原発事故が生じた際の命綱とも言うべき施設、設備の整備を先延ばしすることを認めたことも、安全を無視し、再稼働ありきの規制を行っていることの証左である。

このように、電力会社の都合に合わせた形で政府の安全規制が行われる「規制の虜」状態が存在する一方、電力会社も、政府の法的根拠のない行政指導にも従うという「阿吽の呼吸による規制」という実態も明らかとなった。

(3) 原子力規制委員会による大飯原発の安全に関する規制

2012年9月に発足した原子力規制委員会は、今日に至るまで、安全が確認されていない大飯原発の稼働について、これを停止させるための措置を取っていない。これは、安全であることが証明されない限り稼働を認めるべきでないという原発安全規制の大原則を完全に無視した対応である。

また、活断層に関する対応にもかなり疑問がある。活断層の疑いがあるという状況においても、なお、活断層でない可能性がある限り停止できないという考え方を取っているようだが、この点は、政府の原発推進の立場に配慮した対応になっているとの批判がなされている。

(4) 関電の筆頭株主としての大阪市

ア 2011年6月定時株主総会への株主提案

大飯原発再稼働と直接的ではないが、事実上密接な関係を有する問題として、関電の筆頭株主である大阪市の株主権の行使の問題がある。

大阪市は、1903（明治36）年の市電事業開始の後、配電事業を運営していたが、第2次世界大戦時の企業統廃合に際して事業を民間配電会社に移管し、保有設備の現物出資の対価として同社の株式を取得した。

その後、1951年の電気事業再編政令によりこれらの事業者が統合されて関西電力株式会社が設立されるに伴い、大阪市は同社の株式を交換保有することとなったが、以降、市民生活の向上及び産業の発展による電力需要の増大に対処するため同社の増資等に応じた結果、現在では同社の発行済株式総数の8.92%を所有する筆頭株主となっている。

2011年6月の関電株主総会においては、大阪市は、京都市（0.45%所有）、神戸市（2.91%

所有)とも協力しながら、脱原発政策や取締役選任議案などを含む株主提案を行った(参考資料4)。

これについては、脱原発を進めることが関電の株価下落を招き、短期的には株主としての利益を損なうとの反対論があった。他方、大阪市の提案は、ひとたび事故が起きれば会社の存続が直ちに危うくなるような事業を保険などのリスク対策をとらずに実施することの方が株主利益に反することや、脱原発とともに本格的な再生可能エネルギー分野への進出などによる成長戦略を進めることが株主の利益になるとの観点に立てば、一般株主の利益とも合致するので、適切な提案であるとの考え方に立って行われたものである。

結果的には、全ての提案に関電側は拒否し、株主総会で全議案が否決された。

ア 今後の対応

今後の大阪市の対応としては、非合理的な経営を行う関電の株式価値は大きく毀損する可能性が高いので、大阪市民の貴重な財産を守るという観点からは、株式を売却することが合理的であるとの考え方がある。1,000億円もの資産を全く市民の利益にならない形で放置するよりも再生可能エネルギーの導入推進など他の有益な用途に振り向けることを検討すべきではないか。

とりわけ、関電が筆頭株主の意見に聴く耳を持たないという状況では、関電に対する大阪市民の利益にかなう行動を期待することは不可能であるので、株式保有には合理的理由は見出し難いのではないか。

第2部 日本のエネルギー政策と大阪府市エネルギー戦略

総論

高橋委員

経済性、エネルギー安全保障、環境適合性（3E）に加え、安全性、持続可能性、次世代への責任といった様々な視点を総合的に考慮すれば、3.11 を経験した我々は、国としても大阪府市としても、エネルギー体制の構造転換の実現を目指して、これまでにない新たな戦略を確立すべき、歴史的な転換点に立っている。エネルギー戦略の抜本的転換が必要な背景を改めて整理すると、以下の3つが挙げられる。

第一に、第2章で指摘した通り、発電量の3割近くを依存してきた原子力発電について、安全性に大きな問題があることが露呈し、また核廃棄物処理の目途が立っていないことも再認識された。このような電源に依存し続けることは、社会としても経済としても持続可能ではないことが明らかになった。

第二に、第3章で触れた通り、原発の停止を受けて全国的に電力の需給ひっ迫が生じ、現在に至るまで安定供給が脅かされている。対応策として、市場メカニズムを機能させて供給に合わせて需要を変動させる（ピークシフト）、地域間の融通を活発に行うことなどが考えられるが、十分に実施されてきていない。これまでの日本の電力システムは独占を旨としてきたが、実は閉鎖的で硬直的なシステムこそが、安定供給の妨げとなることが明らかになった。

第三に、これまでの日本のエネルギー政策は、政府と限られた数の事業者や専門家などが、閉じられた場で決めることが多かった。立地自治体を除けば普通の国民が原発に強い関心を持つことは少なく、電力会社が選べないことを不思議に思うこともなかった。しかし上記の問題が露呈した結果、国民がエネルギーを自らの問題と感じ、改革を要求するようになった。昨夏の政府やマスメディアによる調査では、過半数の国民が何らかの形で原発をゼロとすることを望んでいることも明らかになった。

これらの問題を解決すべく、当会議が提言するエネルギー戦略の基本方針は、電源の観点から言えば、原子力への依存から脱却し、純国産で環境適合性も高い再生可能エネルギーを大量導入すると共に、エネルギー効率を抜本的に向上させ、省エネルギーを大胆に拡大することである。と同時にそのためには、単に電源構成を変えれば済む話ではない。市場競争が生じ、消費者が無理なくピークシフトに取り組み、送電網の開放が進むよう、電力システムを構造改革することが、不可欠である。そしてこの戦略を決定し、実行する過

程では、エネルギー政策の民主化を進めると共に、これまで殆ど関与してこなかった地方自治体が新たな役割を担うことが求められている。

これは長期的な戦略であり、実行する過程は数十年に及ぶだろう。短期的には電気料金が上昇し、需給ひっ迫が問題となることも考えられる。そのため改革に慎重な意見もあるが、今もし改革を始めなければ、後世に大きな付けを残すことが避けられない。第3部で示す短期的な問題への対処を的確に行いつつ、以下の政策を着実に実行していくことが重要である。

第4章 原発依存からの脱却

1 脱原発の考え方

高橋委員

(1) 倫理的脱原発と経済的脱原発

原子力発電への依存から脱却するに当たっては、主として2つの考え方がある。それらは、「倫理的脱原発」と「経済的脱原発」と呼ぶべきものである。

表 4-1-1

	倫理的脱原発	経済的脱原発
脱原発の理由	<ul style="list-style-type: none"> ・過酷事故の類を見ない規模 ・社会的(非経済的)損失の大きさ ・核廃棄物の処理の目途が立っていない 	<ul style="list-style-type: none"> ・発電コストの高さ ・損害賠償対策費の大きさ ・核廃棄物処理費の大きさ
脱原発の判断	<ul style="list-style-type: none"> ・国民的意思 ・政治による判断 	<ul style="list-style-type: none"> ・事業者による判断 ・市場を通じた結果
脱原発の手法	<ul style="list-style-type: none"> ・法律などで明記 ・年限を区切って利用を制限、禁止 	<ul style="list-style-type: none"> ・外部経済を負担させる制度設計

「倫理的脱原発」とは、原発が倫理的に許容できないものであるから、この活用を止め、禁止するという考え方である。第2章で議論した通り、過酷事故が起きた際の類を見ない損失の規模、経済的価値に換算できない様々な悪影響、あるいは核廃棄物処理の目途が立っていないこと、それがもたらす後世の計り知れない負担を考えれば、原発は現代社会において、少なくとも地震大国の日本において、受け入れられるものではない。だから、経済的価値を考慮するまでもなく、政治的判断に基づいて原発を廃絶するのである。

倫理的脱原発に立脚する場合、法律などで脱原発を明記し、その利用を制限し、廃炉へ向けて政策的に実行していくことになる。倫理性の判断とは政治によるべきであり、選挙などを通して国民の意思を確認することも必要だろう。このような政治的判断は、民間企業の私的所有権に抵触する側面もあるため、事業者が訴訟を起こすこともありうる。

これに対して「経済的脱原発」とは、原発の経済的価値を適正化し、市場を通して篩にかけることにより、結果的にその活用はなくなるという考え方である。第2章で議論した通り、本来原発の発電コストは低くなく、事故に対する損害賠償や核廃棄物処理まで考慮すれば、ハイリスクでビジネスとして成立するものではない。これまでは、立地交付金や研究開発費など政府による全面的な支援があったから、「国策民営」の下で真のコストを負担してこなかったから、民間の電力会社が原発を続けられた。政治が脱原発を標榜していないアメリカで、30年間以上も原発の新設がないのは、事業者の純粋な経済的判断の結果だという。

経済的脱原発に立脚する場合、適正なコストを事業者に負担させる制度設計を行うことが、極めて重要になる。国際的に見ても最高水準の安全基準を課し、核廃棄物の最終処分に責任を持たせるなど、適切なルールを定めた上で、消費者に電力会社や電源に対する選択権を与えれば、あとは市場の判断に委ねられる。仮に事業者の努力により安全性が飛躍的に向上し、核廃棄物処理の問題が解決されれば、原発がゼロにならない可能性もある。政治が過度に介入しない結果、ゼロにする強制力を持たないため、倫理的脱原発の国民から見れば不十分かもしれないが、事業者の理解を得やすいという側面がある。

(2) Sudden Death と Phase-out

倫理的脱原発を決断した場合、速やかに全ての原発を廃止することが理想的である。実際イタリアは、1987年に原発の“Sudden Death”を決定した(全てが廃止されたのは1990年)。しかしこれを実行すれば、一度に大きな供給力が不足するため、電気料金の高騰や需給ひっ迫といった副作用が発生する可能性が高くなる。また、これまで原発から大きな収入を上げてきた事業者は、財務状況が悪化するため、強く反対するだろう。

これに対して20年といった一定の猶予期間を設け、古いものや危険性の高いものから段階的に原発の数を減らしていく“Phase-out”を選択すれば、エネルギー体制の構造転換に必要な時間的余裕が与えられる。電気料金の高騰といった副作用を緩和できるし、事業者の同意を取り付けやすくなるかもしれない。他方、猶予期間においては原発の危険性と隣

り合うこととなるし、核廃棄物は増加する。“Phase-out”とは、倫理的脱原発に立脚しつつも、一定の経済性や現実性も考慮した選択と言える。

“Phase-out”の過程ではいくつかの原発が稼動し続けることになるため、この猶予期間をどう管理するかが重要な課題になる。適正な安全基準を遵守させ、核廃棄物の総量規制を行うと共に、政府による過度の事業者支援を廃止し、事故賠償制度を用意させるといった対策が考えられる。これらは、経済的脱原発に基づく対応策と一致しており、倫理的脱原発と経済的脱原発は、相反するものではないことを示している。ドイツはこのような考え方に基づき、2022年までの“Phase-out”を実行中である。

2 脱原発の進め方

高橋委員

当会議は原発について、倫理的に大きな問題を抱える上、経済的にも割が合わないと考ええる。このような電源を中長期的に維持し続けることは、社会にとっても経済にとっても大きな負担となり、ユーザー企業だけでなく電力会社にとっても得策ではないはずだ。だからこそ、倫理的にも経済的にも脱原発を進めるべきである。

そのためにまず、原発事業に関する制度設計を抜本的に改めることが、出発点となる。世界最高水準の安全基準を公正に定め、核廃棄物の処理の目途を付けさせ、廃炉のルールを明確化する。エネルギー税財政改革により、原発推進のための研究開発や課税を廃止すると共に、事業者に必要な事故賠償制度を用意させる。立地交付金を廃止した上で、立地自治体の産業構造転換に資する新たな支援制度を設ける。原発を特別扱いせず、他の一般的な産業と同程度に外部不経済を負担させる仕組みを徹底すれば、速やかに廃止となる原子炉、撤退する電力会社が明確になるだろう。

このような経済的脱原発の手法を採った場合、いつ頃までに脱原発は完了するだろうか？第11章のシミュレーションによれば、再生可能エネルギーの普及やエネルギー効率の改善が進むことにより、原発に関する画期的な技術革新が起これなければ、2030年前後にエネルギー体制の構造転換が実現すると見込める。政府は、今後20年程度にわたる構造転換のロードマップを示し、その方向性を国民や産業界と共有すべきである。

その上で、特に今後5年間を特別移行期間と位置づけ、この度の政策転換や上記のロードマップについて十分な国民的議論を行い、倫理的側面も含めて合意形成を目指す。また、原子力事業において関係の深い諸外国との関係、化石燃料依存が高まることによるエネルギー

ギー安全保障の問題、立地自治体の財政問題や雇用の問題などについても、十分な対策を講じる。特別移行期間を経て、新たなエネルギー戦略が国民の広範な支持の下に確立されるよう努力する。その結果、例えば 2020 年までの“Phase-out”を法定することになる可能性もある。

尚、新たに制定される安全基準などによっては、原発の再稼働は極めて難しくなり、想定以上に早く脱原発が完了する、即ち“Sudden Death”となる可能性もある¹⁹。その際には、第 10 章で分析するように、電力会社の財務状況が極めて悪化することが予想される。万が一電力会社の破綻が避けられなくなった時にも、その費用が適切な形で処理され、と同時に電力の安定供給が維持されるよう、十分な対応策を用意しておく。

¹⁹ 当会議の委員の中には、原発が抱える倫理的問題の大きさに鑑みて、政治的意思により“Sudden Death”とすべきとの意見もあった。

3 世界最高水準の安全と原子力安全体制

<決定過程>

河合委員

(1) 世界最高水準の安全からは大きく劣っていること

日本においては「原発は事故を起さない」との誤った前提で安全体制が考えられており、結果として、原子力安全体制は国際的な水準に遠く及ばない、数十年遅れたものになってしまった。

国会事故調は、「日本の原子力法規制は、本来であれば、日本のみならず諸外国の事故に基づく教訓、世界における関連法規・安全基準の動向や最新の技術的知見等が検討され、これらを適切に反映した改定が行われるべきであった。しかし、その改定においては、実際に発生した事故のみを踏まえて、対症療法的、パッチワーク的対応が重ねられてきた。その結果、予測可能なリスクであっても過去に顕在化していなければ対策が講じられず、常に想定外のリスクにさらされることとなった。また、諸外国における事故や安全への取り組み等を真摯に受け止めて法規制を見直す姿勢にも欠けており、日本の原子力法規制は、安全を志向する諸外国の法規制に遅れた陳腐化したものとなった。」と評価している。

また、事故当時の原子力安全委員会委員長である班目春樹は、「繰り返しますが、世界では当然のことだったのです。日本は致命的に遅れていた。大変な間違いでした。その意味で、日本の安全審査は30年前の技術水準だったということです。」(岡本孝司『証言 班目春樹 原子力安全委員会は何を間違えたのか?』190頁)と述べている。

世界の水準に追いつくには、国会事故調が述べるように、世界中の安全規制を徹底的に研究調査すべきであり、そのためには少なくとも3年はかかると言える。

(2) 新安全基準に要求されること

ア 指針見直しのスケジュール及び大飯3、4号機の停止について

2013年7月という指針改定期限を絶対のものと考えてはならない。福島原発事故の事故原因を究明し、必要な改訂をすべて行い、改訂安全指針類によるバックフィットを厳格に行うという基本方針を確立することが第一である。したがって、2013年7月という期限は基本方針策定の期限と解し、詳細な実際的基準は3年かけて決定していくこととすべきである。

現在稼働中の大飯3、4号機は、安全性が確認されていないため、当然、他の原発と

同様に停止させておくべきである。

イ 立地審査指針について

- ① 万が一の事故が起きても周辺に放射線被害を及ぼさない立地条件を厳格に適用できる指針に改訂すべきである。
- ② 要求される非居住区域、低人口地帯の範囲を、現実が発生した福島原発事故を踏まえて広域なものに見直すべきである。

ウ 安全評価指針について

自然現象を原因とする事故であれば、多数の機器に同時に影響を及ぼすのであるから、異常状態に対処するための機器の一つだけが機能しないという仮定は非現実的であり、一つの安全機能にかかる全ての機器がその機能を失うことを仮定して安全評価がなされるよう、安全評価指針を見直すべきである。

エ 安全設計審査指針について

単一故障指針は、機器の多重性又は多様性及び独立性により安全が確保されるという考え方と表裏をなすものである。しかし、機器の多重性又は多様性及び独立性があったところで、特に自然現象のもとでは、全てが同時に故障することはあり得るのであって(共通原因故障)、その場合には安全性が確保できない。この自明のことに目をつぶった指針は誤りである。安全設計審査指針は、福島原発事故での地震・津波被害のように、同時故障を想定した上で安全性を確認するべきである。

オ 耐震設計審査指針について

2011年3月11日の東北地方太平洋沖地震をふまえ、過去の歴史地震にとらわれることなく、これまでの地震・津波に関する知見に基づき、可能な限り安全側に立って、耐震設計審査指針を根本から見直すべきである。すなわち、活断層については、活動時期を過去40万年前以降とする、調査範囲を原子炉敷地から半径30kmからさらに延長する、活断層が完全否定されないかぎり活断層とみなす、想定すべき地震と津波のレベルについて、震源域内のパラメータを可能な限り厳しくした想定をするなど、耐震設計審査指針を根本から見直すべきである。

さらに、そのようにして想定した地震・津波を超える地震・津波が発生することがあり得るのであるから、さらに安全側に立った地震・津波を想定する指針を策定すべきである。

カ 重要度分類指針について

地震時の共通原因故障発生を踏まえ、重要度分類指針を見直し、とりわけ外部電源の信頼性を向上させ、重要度分類クラスⅠ、耐震性能Ⅲクラスにすべきであり、また非常用電源系統だけでなく、重大事故時の対応上に必要な構築物、系統及び機器全体を重要度分類クラスⅠ、耐震性能Ⅲクラスに格上げすべきである。

キ シビアアクシデント(過酷事故)対策について

- ① 必要なシビアアクシデント(過酷事故)対策は全て要求する指針を制定し、そのシビアアクシデント(過酷事故)対策がなされていない原発は再稼働させてはならない。
- ② 安全確保のための安全指針として第一に重要なのは、「放射性物質の環境への多量の放出を確実に防止する」という3層までの安全規制である。シビアアクシデント(過酷事故)対策を法規制化することは望ましいが、シビアアクシデント(過酷事故)対策を十分に行えば、確実に安全が確保される訳ではない。

従って、設計基準事故の対象を拡大して安全指針を強化しなければならず、設計基準事故をそのままにして、シビアアクシデント(過酷事故)対策で危険性が回避できるなどと考えることは誤りである。

8 原子力災害対策指針について

福島原発事故の教訓を踏まえた上で、原子力災害対策重点区域、想定事故、包括的判断基準を検討し直すべきである。そして、各原子炉についての緊急時対応計画を原子炉立地審査指針によって審査し、不十分であると判断されるものについては原子炉停止等必要な措置を命じるべきである。

(3) 別冊(準備中:佐藤委員)

<地震問題>

(1) 日本列島の生き立ち

日本列島は環太平洋の地震・火山帯(Ring of Fire)に属しており、日本列島の周辺では世界中の地震の約10%が発生している。換言すれば、日本列島は世界最大の地学的変動帯に位置している。まずこの現実を我々は認識しなければならない。

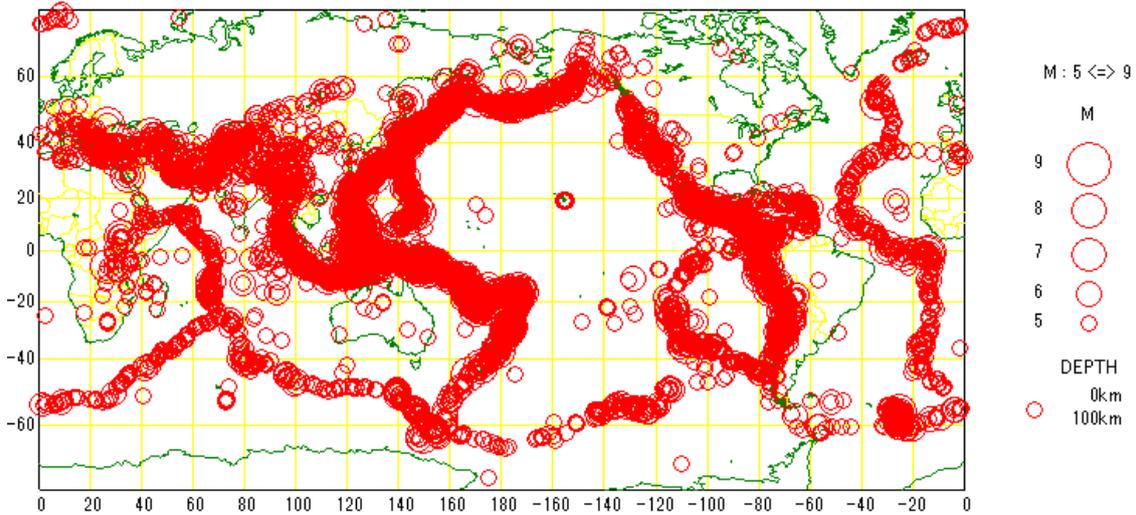


図 4-3-1 1990 年から 10 年間のマグニチュード 5 以上の地震の分布。

日本列島は形も見えなくなる。

この地震活動、火山活動が盛んであるという事が日本を風光明媚な国としているのである。火山の恵みは温泉等として実感できるが、それでは地震（それによって引き起こされる地殻変動、断層運動）の恵みとはどのようなものであろうか。たとえば東名高速は御殿場、裾野というように東海道線とは違うルートをとっている。これはここが山越えとしては一番低い場所であるからである。この低地は伊豆半島が南から衝突した事によって生じたマイクロプレートの境界と位置づけられている（伊豆半島はかつて南の洋上にあり、それが約 60 万年前に本州に衝突し、半島となったと考えられている）。また、四国では香川県から愛媛県にかけて、東西を一直線に高速道路（徳島自動車道、松山自動車道）が通じている。これは中央構造線という大断層に沿って延伸したものである。つまり、日本の高速道路は地震断層が作った直線状の地形を利用して全国各地で建設されたのである。なおこの大断層の紀伊半島側には紀ノ川が流れ、JR 和歌山線はこの断層の地形を利用している。

つまり、日本列島の今を語る上で、地震活動、火山活動というものを抜きに語る事はで

きないのである。米国における原子力発電所のほとんどが東海岸側に位置しているのも、この地震や火山活動のリスクを考えているためである。

国の原子力規制委員会は「世界で最も厳しい安全基準を目指す」としているが、この事を胆に銘じなくてはならない。

(2) 活断層に関する諸問題

・活断層の定義

活断層とは地質学的に“極めて最近”まで活動していた断層であり、今後も活動する可能性のある断層を意味する。地質学的には最近 180 万年（新生代の第四紀）に活動履歴のある断層というのが国際的な認識となっている。従来の政府の基準では 5 万年以内に活動した形跡があるものを活断層としていましたが、2006 年に 12 万年に変更されて、現在に至っている。現在これを 40 万年に引き上げようという議論もあるが、原点に立ち戻って「世界で最も厳しい」というものを目指すべきであろう。

・活断層の同定

陸域の活断層は一義的には空中写真により行う。その後、現地での測量、トレンチ調査、地震探査、ボーリング探査等を組み合わせ、過去の活動時期の同定等を行う。海域では船舶による地震探査により位置を推定する。また変動地形学という分野では、断層運動による地形を詳細に検討する手法が確立しているが、これらは従来の保安院では無視されていた。今後は変動地形学の知見も積極的に活用すべきである。活断層か否かの判断についてはグレーは黒と、常に安全サイドに立って判断すべきであろう。

活動年代については広域火山灰（テフラ）の同定（鍵層）、放射性年代測定（特に C14）、フィッシュトラック測定、ESR（電子スピン共鳴）測定などによって行うが、いずれも誤差が生じる事は原理的に否めず、絶対視すべきではない。

・活断層調査の限界

最大地震は発見されている活断層を根拠に推定する。ところが活断層は調査すればするほど発見されているのが実情である。さらに実際新潟県中越地震（2004 年）、福岡県西方沖地震（2005 年）、新潟県中越沖地震（2007 年）等は当時未発見の活断層で発生したものである。特に海岸付近の海域での探査は困難（地形、漁業補償などの問題で大型の探査装置を運用できない）を伴う。日本の場合、原発は海岸に設置されるという事を留意すべきである。

(3) 地震学の限界

東北地方の太平洋岸では地質学的には、過去 10 万年間、年およそ 0.5mm ほどの割合で隆起している事が判明している。これに対し、海岸に設置された検潮所のデータや、近年の GPS 観測のデータからは年 5 - 8mm ずつ沈降している事も明らかとなっている。つまり、地質学的スケールでは隆起しているのに、毎年の観測では沈降しているのである。この矛盾を解消するのに、3.11 以前には、「きっと巨大地震が発生する時に隆起するのでは」と漠然と考えていた。ところが、実際にはさらに太平洋岸は沈降し、石巻や気仙沼では毎日満潮の時に洪水が発生するという事態が発生した。つまり、現代の地震学は 3.11 で起きた事を説明できていないのである。これが地震学、測地学等の現状である。このことから地震学の知見に頼る事は大きな危険が伴う事は明らかであり、地質学、変動地形学的な情報をもっと加味して、想定される最大地震について考えるべきであろう。

(4) 放射性廃棄物の最終処分について

我々は墓石や建造物に使われる御影石（花こう岩）というものを知っている。日本でも阿武隈山地、関東北部、飛騨山脈、木曾山脈、近畿地方中部、瀬戸内海から中国山地などに広く分布している。花こう岩は深成岩であり、地表付近では形成されない。その花こう岩が広く地表に分布しているという事は日本列島（日本列島だけでなく、世界の変動帯はすべて）は地質学的に隆起し、地表は常に浸食を受けている事を意味する。

つまり、基本的に地下に埋めたものは必ず地表に出てくると考えたほうが良い。例えば中部日本で、どの程度の地表の浸食が発生しているかを、河川から流出する懸濁物質の総量から推定した研究がある。その結果、地表を浸食する速さは年間 7 mm ほどと推定された。そして中部山岳地域では、この浸食を打ち消すように隆起していると考えられている（地球科学で言うアイソスタシーという考え方）。つまり、削られた分だけ隆起する事により、山の高さが変わらないと考えている。年間 7mm という事は 1,000 年で 7 m、10 万年で 700m も地表が削られる事に相当する。

さらに活断層も前述のようにいたる所に存在する可能性があり、今後 10 万年に渡って地震、火山噴火、土砂崩れ、山体崩壊などと無縁で、かつ地下水汚染を防げるような場所を日本国内で見つける事は政治的な理由ではなく、地球科学的な知見からもほとんど不可能と考えるべきである。

再生可能エネルギーに関する一考察

地震活動と火山活動は地球科学的には不可分のもので、日本が地震国であるという事は同時に火山国である事を意味する。複数の機関による調査結果の最大公約数として日本における地熱資源量としては 2,300 万 kW 程度と推定されている。このうちの 50% が開発可能とすると既存の原子炉で言えば 10 基分ほどの発電量を賄う事が可能となる。もちろんこのためには国立公園法の改正や、地元温泉・観光業者等に対する補償などについても立法化しなくてはならない（実際には通常の観光業者が使用している温泉井戸の深度と地熱発電のための井戸では深さが異なり、既存の温泉に影響を与える可能性は極めて小さい）。

また洋上風力発電資源も 2,000 万 kW という試算もあり、洋上風力発電のための構造物が漁礁としても有用であるとの報告もある。こちらも 50% の開発が行われれば原子炉 10 基分ほどとなる。このほかにも潮流発電、海洋温度差発電、波力発電等もあり、今こそ国策として再生可能エネルギー開発を新しい産業として位置づけ、雇用を生み出すべきであろう。

<全体を通して>

我が国が、原子力において世界最高水準の安全を標榜するためには、以下を含む広い分野において、該当する国際基準（IAEAのガイドラインなど）や欧米の規制、規制指針（それぞれの中で承認された民間規格を含む）、通達ベースの要件などを全て包絡している必要がある。但し現状は、それらの殆どと比べ、未熟で具体性や詳細が欠如しており、要件や基準自体も甘い。欠落していたことの致命さが、福島事故によって痛感させられた事項も幾つかある。

- ・ 立地審査基準
- ・ 地震、津波、強風などの過酷な自然現象
- ・ 火災防護
- ・ 設計基準
- ・ 保全活動
- ・ 過酷事故対策
- ・ テロ対策
- ・ 緊急対応計画
- ・ 運転員、過酷事故対応要員の技量
- ・ 情報管理（コンフィギュレーション・マネージメント）
- ・ 確率論ベースへの転換

そこでまずは、我が国の商用軽水炉に対し、上に列記したそれぞれにおいて、具体的にどのような点が欠如しており、今後強化しなければならないのかについて概述する。

（１）立地審査基準

従来の立地審査では、規模として定量的な根拠の伴わない「重大事故」、「仮想事故」を設定し、その際に放出される放射エネルギーによる影響として、周辺住民の急性障害、及び、遠方地域までを含む全住民の総被ばく線量（人・シーベルト値）を評価するにとどまっていた。しかし、実際に経験した福島事故においては、工学的にはあり得ないと断じていた「仮想事故」の規模さえ上回り、広域汚染による一時的ないし恒久的な移転や、様々な産業への影響など、極めて深刻な社会経済的影響をもたらした。そのような原子炉事故の規模に対する過小設定や影響評価の不十分さに関しては、既に1975年に発行されていたラスムッセン・レポートに代表される米国の評価例があったように、我が国においても再考の機会、

材料はあったのだったが、それらが活かされることはなかった。

我が国は最近、漸く SPEEDI 情報を使ってこの問題を補完しようとしているが、その手法自体が既に後進的であり、国際的な参加のもと米国が開発を主導している SOARCA (State-of-the-Art Reactor Consequence Analysis) の後塵を拝している。この新手法の優れた点は、原子炉事故による影響の規模をより現実的に把握できるだけでなく、どのような対策を原子炉の設計に追加し、対策マニュアルを強化し、所外の緊急対応計画に盛り込めば、どれだけより安全性が改善されるかが明確になることである。この点、単なる SPEEDI 情報の公開は、何らプラスになる示唆を提供しない。

(2) 地震、津波、強風などの過酷な自然現象

これらの自然現象に対する我が国の設計基準の甘さは、福島事故の発生まで国際的に突出していた。又、国際比較をするまでもなく、過去に数度、実際の地震によって、そのことの忠告を受けていた。今や、原子炉設備に重大な損壊を与え得る自然現象に対する設計基準は、確率論的ハザード評価をベースとするのが国際的な標準となっており、全 EU 加盟国が実施した「ストレス・テスト」の締め括りとして 2012 年 10 月 4 日付で発行された欧州議会宛ての答申書においてもこの点が強調され、地震と水害に対してそれぞれ 10,000 年に 1 回の規模を設計基準として設定すべき旨が述べられている。但しこれは、現在既に実践済みのことの追認で、新しい要件を設定したという訳ではない。

残念だったのは、我が国の一部の電力会社もこのような世界の動向を認知し、実際、東京電力も津波の規模にこの手法を試用していたことであった。しかし、福島事故の教訓が、この分野の遅れの反省とならず、設計基準の設定を、その手法そのものから真面目に見直そうとの考えがなく「耐震性バックフィット」を議論するのは、砂上の楼閣である。

(3) 火災防護

原子炉設備における火災防護の最重要目的は、防火でも消火でもない。いつ、どこで火災が発生しても、それによって原子炉事故に波及する事態を回避し、原子炉を安全停止に導くことに尽きる。又、米国においては周知であるにも拘わらず我が国においては余り知られていない事実であるが、米国で発生したスリー・マイル・アイランド事故に次ぐ重大な事象が、実は 1975 年 3 月に発生した火災なのである。これは、火災が、さまざまな動力用、制御用、信号伝送用のケーブルを焼損させることで、安全系機器の不作動、誤作動を

引き起こす可能性があり、現に発生した。そのような火災が、機器の故障、人的過誤によっても、更にテロ活動によっても起こり得るものであることを忘れてはならない。

このように、火災防護の問題は、防火、消火のレベルではなく、原子力安全の見地から議論するのが深層防護の考え方であるが、我が国には著しい後れが見られる。しかし、防火、消火の分野にも後進性は存在する。例えば、事業者の自衛消防隊の責任と能力が、法令上「初期消火」のみに限定されている点は、原子炉事故の際に事業者の職員が主体となって対応しなければならないことに照らしてもバランスしていない。

(4) 設計基準

原子炉設備を設計する際の、地震や津波など、自然現象に対する設計基準に関する問題については既述の通りであるが、他にも、系統や機器レベルの設計において考慮すべき基準の欠落や不十分さは、我が国においては各所に存在している。

冷却材喪失事故（LOCA）が発生した場合の対応設備である非常用炉心冷却系（ECCS）の性能や燃料の健全性に関しては、今日まで様々な問題が提起されているにも拘わらず、我が国の追従は極めて緩慢で、不完全なものであった。これには、非常用ディーゼル発電機の電氣的な過渡特性の問題、燃料被覆管に形成される酸化皮膜や更にその外側に付着するクラッドによる熱抵抗の問題、LOCA に伴って発生するデブリによるサクシオン・ストレーナの閉塞問題、ECCS の流路や炉内の閉塞問題、流路に発生するガスや蒸気溜りによるポンプのキャビテーション、バインディングや配管のウォーターハンマー現象の問題などが次々と提起され、結局、実際に ECCS が必要な時において健全に機能し得た時が果たしてあったのかと危惧され、今日に至ってもこれが十分に払拭されたとは言い難い。

配管やポンプなどの機械系機器に対する耐震解析は、これまでもしばしば注目され、その都度対策が講じてきたところである。しかし、デリケートな部品を数多く含む電気品、電子機器に対しては、そのような解析を行うことが実質不可能であるため、型式ごとの認定試験が行われることになっている。耐震設計基準の見直しが行われ、地震加速度が引き上げられた場合、過去の認定試験は無効となり、再試験が求められる。しかし、我が国の場合、そのようなプロセスが適切に実行されておらず、最近実施された「ストレス・テスト」においても、筐体の強度が解析的にチェックされただけで、肝心の中身に対して確認された形跡が見られない。温度、放射線、煙、電磁波ノイズなどに対する耐環境試験も不十分であり、それらを行うに当たっての基準さえ整備が不十分である。

火災防護設備（耐火壁、防火扉、ダンパー、火災検知器、自動消火設備など）の種類の選定や仕様に関しても基準が明確ではなく、中央制御室、開閉器室、ケーブル処理室、コンピューター室、ディーゼル発電機室、遠隔停止操作盤室などの特に重要で火災に対して脆弱性が懸念される設備に対する火災防護上の設計基準も明確に与えられていない。そのような基準の無さ、曖昧さが、福島事故の進展に影響した可能性もある。

計測制御設備のデジタル化は、我が国では比較的先進的に導入された。しかし、デジタル機器の故障モードには、ソフトウェアに起因するものがあり、従来のハードウェアの故障とは異なる潜在的弱点もある。欧米では、このような未知な問題に対して慎重な取り組みを行っており、不可知な原因で故障を呈した場合に対する備えも考慮しているが、我が国においては、かなり簡略な検討だけを以って導入を進めた感がある。

多重系の系統や機器のそれぞれに対する「独立性」に関する解釈には注意を要する。これは配管図や単線結線図で別々の線として描かれていれば良いというのではなく、地震、溢水、火災、強風などの影響も考慮した物理的な独立性も含んでいる。例えば 3 基の非常用ディーゼル発電機のエンジンに向かう燃料配管が、1 基のタンクから出て 1m の幅に 3 本布設されているとき、これを直ちに独立性があると認めるには躊躇いがある。福島事故では、3 号機の格納容器から排出（ベント）された水素が、主排気筒にではなく 4 号機の原子炉建屋に逆流し、爆発を起こしている。このような合流点のある系統の場合には、独立性の確保に対する慎重なレビューが必要であるが、その場合、抽象的、概念的な審査指針では役に立たず、見落とししてしまう可能性がある。

我が国の場合、二系ある所外電源のうちの一系を喪失した際のバックアップの仕方に、他系の所外電源を優先させるか所内非常用電源を優先されるかについて判断基準がなく、後者が優先されているプラントがある。その場合、前者に比べてかなり長い停電時間が発生するため、不測の問題（例えばポンプ入口の呼び水の喪失）が起こらないのか慎重な検証が必要になる。優先順位の判断基準も明確に示されているべきである。

（5）保全活動

我が国の原子炉設備に対する保全活動においては、幾つかの領域において、欠落と不備がある。炉内構造物に対する検査・評価・補修基準、電気ケーブル、コンクリート、埋設配管に対する検査・保全技術、動的機器（電動弁、空気作動弁、調整弁、逆止弁、配管スナバー、回転機器など）に対する診断・監視技術、敷地内土壌・地下水の汚染監視などで

ある。

欧米においては、これらの領域のリスク・インフォームド化が進んでおり、原子力安全の観点から不要な機器の検査や試験を大幅に削減するかプラント運転中に実施しており、計画停止期間の短縮とコスト節減を推進しているが、我が国においては大幅に導入が遅れており、設備利用率とコスト・パフォーマンスにおいて、世界の最下層にある。

原子炉設備の供用期間中、事業者は、機器の故障や劣化などのさまざまな不具合に遭遇する。そのような場合の対処においても、我が国の事業者の運用には幾つかの後進性が見受けられる。その一つが CAP (Corrective Action Program) の運用で、米国ではかなり以前からあらゆる分野の職員が参加し、問題提起と解決を活発化して取り組んでいる。同一の不適合に対してであっても、NRC の検査官に摘出される前にプラント職員が発見して CAP に沿った先取的な対応を行った場合には、大幅に処分が軽減されることがある。不具合のもたらした安全性への影響を過去に遡及して評価をするという習慣も我が国にはない。大事に至る前に発見できたのだからそれで良いではないかという安易な思考は、将来の再発防止の妨げになる。米国では、不具合発生を解析や実験によって推測し、リスク (Δ CDF) 評価も行われる。RCA (Root Cause Analysis) の手法も進化している。従来は、現象的な視点からのみ不具合発生の原因を分析していたが、最近の米国では、人的要因にも深く洞察を掘り下げている。CAP や RCA は、我が国の製造会社の品質保証活動における優越的な分野であった。しかし、今の我が国の電力事業者のレベルはそうではなく、見直しが必要な時期に至ってから久しい。

(6) 過酷事故対策

原子炉設備の非常用系統を駆動するために必要な所外常用電源と所内非常用電源が、何らかの原因で共倒れになった場合 (全交流電源喪失、SBO) の影響の重大さと、そのようなリスクの現実性を鑑み、米国では 1980 年代からバックアップ電源の増設が考慮されるようになった。しかし我が国においては殆ど顧みられることなく、福島事故の惨事を招く要因の一つとなった。漸く福島事故をきっかけにバックアップ電源が設置されるようになったが、起動のための行動を開始してから給電出来るようになるまでの所要時間が 1 時間以上も要することから、それらが米国における SBO 電源と同等なものを見做せるのかどうか疑念がある。(米国では原則 10 分間以内。)

福島事故においては、格納容器ベントの操作が著しく難航し、関係者を焦燥させた。こ

れは、通常時に閉止状態の空気作動弁を開くのに圧縮空気（IA）と直流電源が必要であるのに、両方を喪失していたからであった。しかし、米国で認証された ABWR プラントの設計によれば、当該弁は通常時に開放状態となっている。福島のパラントもこのように変更されていれば、原子炉事故が回避されていた可能性がある。

原子炉への海水注入は、ドライアウトによって塩が析出し、流路の閉塞や熱伝導の低下が生じる可能性があるため、極力選択を避け、十分な淡水の水源を確保する必要がある。

欧州プラントのように、駆動力を要しない（パッシブ設計の）水素再結合器やフィルター・ベントを設置することは好ましい。しかし、仕様がある程度基準化されていないと、それらが期待した機能を果たさない懸念がある。事故時の高熱によって、ゴムやプラスチック材料だけでなく、コンクリートや金属材料さえ著しく強度を失うため、解析によって曝露環境を適切に予測しておくことも重要である。緊急対策室を様々な機能を備えた免震性の建屋内に用意しておくことも好ましい。しかし、この場合にも仕様の基準化が必要である。SBO によって緊急対策室も同時に電源を喪失する設計だったり、津波によって浸水する場所に設置されていたりでは、肝心の時に機能しない可能性がある。設備だけでなく、同室に出動する要員に必要なスキルセット（事故対策、事故進展解析などの他、電気工事、重機の運転なども含む）に関する基準化も必要である。

米国では、即効的な過酷事故対策の産業界指針として、NEI 12-06（2012年8月）が制定され（通称、FLEX）、NRC の審査用として提出されている。各事業者は、既に運用を開始している。一方 NRC は、その運用の状況や訓練を年に1回視察することになっている。我が国も同等の指針を制定し、検査マニュアルを定め、規制の監督下に置くべきである。

炉心損傷に伴って放射性物質が外部環境に放出されるまでの事故進展解析（MELCOR コード）と、周辺に放出された放射性物質の挙動を扱う解析（MACCS 2 コード）は、これらを同期させ、各原子力発電所が実施できる能力を持つべきである。そのようなリアルタイムの解析結果は、周辺住民の避難行動に必須な情報である。将来的には、更に遠方の地域への拡散、地球規模での大気への拡散も国内外に予報できるよう進化させる必要がある。

（7）テロ対策

我が国のテロ対策は、その想定（設計基準脅威、DBT）に関する基本的な情報も一切公開されておらず、事業者はとにかく構築できていると主張はしているものの、武器を持たない民間警備員が、実線訓練（フォース・オン・フォース）も行わず、果たしてどのよう

にそれが裏付けられるのかと、海外の関係者も疑念を抱いている。米国は、規制の中に定義をすることによって DBT を公開しており、それに対する防衛力の示威によって潜在的なテロリストを牽制する一方、国民に対して安心を与えている。

米国の DBT の中では、自爆攻撃、複数箇所への同時攻撃、内通者の存在、高度な武器を使った工作が想定されている。我が国も、DBT を公開し、警察や自衛隊と連携するなどして、実力を備えるべきである。全面的に米国並みである必要はないかもしれないが、我が国の DBT にも、昨今の情勢を鑑み、サイバー・テロと航空機テロも含むべきである。サイバー・テロは、原子炉設備を直接攻撃するだけでなく、陽動作戦に使われる場合も想定して防衛範囲を広げる必要がある。航空機テロに備えては、米国が「9.11」をきっかけに制定した要件(B.5.b 項、10CFR50.54(hh)(2)、10CFR50.150)に対応するための対策指針(EDMG)があるが、これがあったことで、我が国の「3.11」と同じようなことが米国で起こっていたとしても原子炉事故は回避できたと NRC は示唆している。このようなテロ対策や前述の火災防護対策が、自然現象の脅威に対する対策として機能する場合があることも理解されるべきである。

(8) 緊急対応計画

NRC による最新の原子炉事故解析によれば、放射性物質の放散による汚染拡大は防ぎようがないものの、計画的で適切な避難行動をとることにより、周辺住民に対する急性障害の回避は可能で、晩発性癌死の発症確率も、著しく低く抑えることができると示されている。これは、前述の SOARCA 解析を行って確認されているが、注目すべきは、このような解析を行うことにより、どのような避難行動が適切で、排除すべき妨害要因として何があるのかが明らかになるという点である。我が国も、単に避難命令を発令して住民に対して闇雲な避難を強いるのではなく、このような科学的な避難行動を立案しておくべきであり、そのためのツールとしては、SPEEDI でなく SOARCA を導入すべきである。

福島事故の直後には、モニタリング用インフラの欠如もあり、広域測定用に米国の AMS (Aerial Monitoring System) を借りなければならなかった。このような測定マップは、その後も継続して定期的を示されるのが望ましかった。又、測定結果を GPS 情報と同期させ、自動的に放射線や汚染密度のレベルとして作画する装置は、四輪駆動の自動車に搭載したものやポータブルのものがあり、計画的な除染活動に活用することが出来たはずであったが、事故が発生してから約 2 年が経過しても、このような最新技術が駆使されている様子

が見受けられない。

福島事故の直後には、周辺住民と国民に対する情報提供の拙さ、不適切さが露見し、会見担当官の交代が頻発した。専門知識とリスク・コミュニケーションの技術が欠如していたためでもある。内容に失望した外国人記者は次第に参加を放棄し始めた。我が国においても、危機管理を専門とする部署（米国の FEMA）が必要である。

（9）運転員、過酷事故対応要員の技量

我が国の原子力発電所には、個々のユニットの特徴を忠実に反映したシミュレーターが設置されておらず、炉型別の代表プラントのそれを使い、差異点に対しては、マニュアルに従って、模擬動作で済ませている。（米国の場合、実機を忠実に模擬したシミュレーターが各発電所内に設置されている。）このことが、運転員にとっての不安になっていないか確認する必要がある。

我が国の一部の事業者が設置した免震構造の重要棟は、米国における三つの機能、即ち、TSC（技術支援センター）、OSC（運転支援センター）、及び EOF（緊急対策施設）を全て兼ね備え、統合したもので、それによる長所もある。しかし、TSC に関しては、米国では事象発生から 30 分以内でフルに機能し、中央制御室から徒歩 2 分以内のところに設置されるべきこととされており、我が国の場合、適合できていない。又、福島事故がそうであったように、複数ユニットでの同時発生、収束までに長期間を要する場合の対応は極めて困難であり、今でもその教訓が考慮されるようになったとは見受けられない。米国では、過酷事故の対応要員に対する資格要件が議論されているが、同じことは、我が国においても検討されるべきである。運転員は、設計事故の対応までの手順には精通しているが、過酷事故の対応手順（SAMG、EDMG）までは通じておらず、この領域は、TSC の専門家がフォローしなければならないことになるのであるが、その技量に対する権威付けの制度がなく、実際、そのような技量の欠如が懸念される。

（10）情報管理（コンフィギュレーション・マネージメント）

原子炉設備に対して求められる品質保証制度は、一般産業に対するそれよりも格段に厳しく、設計、調達・工場製作、現地施工、運転・保守・改造の全ライフ・サイクルを通じて、手順書や検査記録などに関する情報の管理（保管、更新）が求められる（コンフィギュレーション・マネージメント）、我が国のメーカーも含め、ISO9001 に基づいて認定された

だけの企業は、要件の適合に苦勞をしている。

しかし、このことの重要性は、例えばある系統の配管系の耐震性をアップグレードするような場合（耐震バックフィット）、元々の基礎データが見つからずに解析が出来ないといった事態に直面することで痛感させられる。あるいは、ある旧式の制御システムをデジタル化しようとした際、施工記録の欠落のため、布設されたケーブルの識別ができなくなっていて、余分な時間を割かれるといった事態となる場合もある。このような問題は、原子炉設備の寿命が長く、かつてのジアゾ複写から PPC 複写、マイクロフィッシュ、レーザー・ディスク、ハード・ディスクなどと記録の保管媒体が、テクノロジーの変遷と共に変化することによってより手間の掛かる作業となったことでも増幅されている。

一方、このような現在から過去に情報を遡及する際のトレーサビリティの欠陥は、我が国の規制側にも存在しているものと思われる。米国の場合、原子炉の運転認可証と、安全解析書や Tech Spec（我が国の保安規定に相当）は、全てセットで最新版に更新されつつ保管されており、必要時には極めて短時間で検索できるように管理されている。従って、ある原子力発電所で重大な故障や緊急事態が発生した場合、NRC では、事業者に詳細な説明を求めることなく直ちに状況が把握され、メディアや公衆に対して明確な説明をすることが出来ている。我が国の規制者が、伝統的にこの能力を欠き、電力会社に責任を押し付けてきた背景にはこのような情報管理の欠陥があったからであり、再整備が求められる。

（11）確率論ベースへの転換

これまで我が国は、数値的な安全目標、確率論的ハザード評価、リスク評価などの導入を拒み続けてきた。そして、そのことも基準の甘さや技術的な後進性の原因となってきた。今や、原子力を利用する国々の中で、これらを基盤としない国は希少となり、我が国もその一国として国際的に取り残されている。

安全性の議論に、客観性、定量性が求められるようになって暫く経つ中で、我が国において「絶対安全」の神話の如きものの存続を許してきたことは恥ずべきことであり、原子炉事故を経験した今、改める時期を迎えている。

ア 商用原子炉以外の原子力施設

以下の分野は、国際的にも実績や知見が少なく、事故によるインパクトが軽水炉並みであるにも拘わらず、安全解析や過酷事故対策は、不十分である可能性がある。

- ・ 高速増殖炉
- ・ 使用済燃料の再処理施設

冷却材として金属ナトリウムが使われている高速増殖炉の場合、火災が発生した際の水の使用は、発火、爆発の原因ともなる。しかもその後には、危険な強アルカリの水酸化ナトリウムが残ってしまう。抽出液として大量の有機溶剤が使われている再処理施設での水の使用は、場合によって臨界の危険を伴うかもしれない。環境中に放出される放射性物質には、ヨウ素やセシウムなどよりも遥かに長寿命で毒性の高い核種が含まれる。

商用原子炉の場合には、我が国は、常に米国の先導というベネフィットを享受してきた。それにも拘わらず事故に遭遇した。高速増殖炉や再処理施設に対しては、PRA によるリスクの抽出も行われておらず、過酷事故の対応マニュアルも存在は知られていない。事故進展解析モデルも整備されておらず、どのような経過を辿るのかも分かっていない。

特殊な設備の運営が、高度な専門知識を有する人達の手から一般人に委ねられ、作業がルーチン化していく中で技術知見の継承が疎かになった末が、1999年9月に発生した「東海村 JCO 臨界事故」であった。しかし、高速増殖炉や再処理施設における重大な事故は、同事故の規模を遥かに上回る。

イ 「世界最高水準」への道

以上において指摘した幾つかの問題点は、主に我が国の後進性に関してであり、それらを是正したり強化したりしただけで直ちに「世界最高水準」が達成できるものではない。本気でそれを目指し、総合的な原子力安全体制の質的向上を図るためには、以下に関する基盤作りと抜本的な見直しや改善も必要になる。

- ・ 原子力発電業界の自主活動を促進するための組織の設立
 - 米国における NEI (Nuclear Energy Institute 電力事業者を代表する対外的な政治的、技術的折衝の窓口。)、EPRI (Electric Power Research Institute 電力事業者共通の技術的課題に取り組む研究機関。)、INPO (Institute of Nuclear Power Operations 安全上、運転上のパフォーマンス向上を推進する電力事業者の内部監視機関。運転情報の集積と共有化。) に相当する組織の設立。
 - 又は、米国のこれらの機関への参加、もしくは協力体制の確立。
- ・ 審査制度の改革
 - 客観性、整合性、トレーサビリティ： 詳細を明文化した設計基準、安全審査

指針（米国の **Standard Review Plan** 相当）を制定し、審査官の主観や時代によって左右されず、過去の議論の経緯が追跡可能であるような審査。

- 透明性、公開性： 会議の公開、議事録（発言録である必要はなく、サマリーでよい）の開示、十分な期間のパブリック・コメントの受付（電子メールなどによるコメントも受付）、パブリック・コメントに対する見解の提示、ワークショップなどによる意見聴取。
- ・ 検査制度の改革
 - 検査の重視： 原子炉設備の安全性を維持していく上で、検査は審査と並ぶ重要な規制活動の両輪。米国の場合 **NRC** は、各原子力発電所において毎年約 **2700** 時間をベースライン検査に費やし、報告書を発行。
 - 客観性、整合性、トレーサビリティ： 検査マニュアルの整備。安全基準の逸脱事象に対するケースバイケースのリスク評価手順の確立。検査官の教育・訓練、認定制度の確立。
 - 透明性、公開性： 検査報告書の開示。周辺住民への報告会。
- ・ 規制要件の違反への対応強化
 - 行政指導・処分、懲罰の強化： 公衆を不安全な環境に曝す行為は、その程度、作為か不作為か、故意か過失か未必の故意かにもよるが、米国では重大な犯罪行為と見做され、**5** 年間の就業禁止、最高 **130,000** ドル/日・件 の罰金が科され、民事、刑事訴訟の対象。サプライ・チェーンの末端まで適用。我が国は懲罰が軽く末端まで及ばず、原子力安全に対する緊張感も緩い。
 - 捜査部門の設置： 上記を所轄する専門部署が必要。米国の **NRC** には「調査局（**OI**）」があり、重大事象の背景や、内外から告発された事案などを元 **FBI** の捜査官だった専門の職員らが捜査。規制当局への国民の信頼を得るためには、このような産業界との「溝」も有益。但し、潜在的なマイナス要因や日米の法哲学の差異も考慮し、慎重な検討が必要。
- ・ 規制機関への監視機関の設置
 - 職員の倫理、業務内容の効率、予算運用の適性などを監視する独立機関を設置。米国では **NRC** を含む殆どの連邦政府機関に **OIG** が設置され、監視活動を議会に報告。惰性、腐敗の排除、国民の信頼向上の一助。
- ・ 不具合事象の報告基準、緊急事態に対する再定義

- 報告基準の細分化とレベルの引下げ： 本来は、このような情報こそ貴重な技術知見なのであるが、報告すること自体に纏わるネガティブな印象が強く、多くの隠蔽が繰り返されてきた。このような情報の取扱いに慣れ、ポジティブな活用に変えるため、報告基準を米国並みに細分化し、レベルを引下げる。同時にそのような情報を公開し、産業界と国民に共有する。
 - 緊急事態のレベルの引下げ： 我が国の場合、「原子力災害対策特別措置法」第10条、題15条に定められる事態の下には、周辺自治体だけでなく、規制機関に対してさえも緊急連絡が求められている事象が規定されていない。そのため、日常的な緊張感が緩んでしまう反面、いざ連絡を受けたときの事態の規模が大き過ぎ、適切な対応に狼狽する。この基準も米国並みに四段階を設定し、規模の小さい事態への対応に慣れておくことが重要。
- 安全文化の浸透
 - 施政方針の根幹： 我が国では単なる「標語」のように思われがちなこの「安全文化」が、安全推進に不可欠な大きな駆動力であると国際的に認識されている。例えば米国の場合にも、2011年6月14日付の官報で、NRCの施政方針（ポリシー・ステートメント）として発令され、具体的な要素（Traits）として9項目を掲げている。
 - 納得するまで問う態度、学び続ける態度： 地震や津波などに対する旧来の基準に関してもなぜそれで十分なのか問うことを放棄し、度重なる自然の忠告を無視し続けた我が国の弱点。
 - 抑圧を恐れず自由に安全問題を議論できる職場環境： 特に対応のための技術的チャレンジが大きく、コスト、時間、リソースの負担が大きい問題や社会的リスクを伴う問題の提起を躊躇う雰囲気我が国の職場にはあり、結果的に、様々な安全技術の分野における後進性の原因となっている。
 - 改革： 安全文化の浸透には、品質保証体制に対してと同様、経営幹部による率先した受け入れと強力なトップダウンによる推進が不可欠。
- 合理的な原子力損害賠償体制
 - 免責の排除： 重大な原子炉事故の発生要因として、地震などの外部要因が、故障やヒューマンエラーなどの内部要因を遥かに凌駕するという事は専門家の間での常識であったが、我が国においては、そのような原子炉事故の主因を

敢えて損害賠償の免責としていた。テロ攻撃も含め、発生原因に拘わらず適用できる制度でなければならない。

- 即効性： 基金の積立に数年、数十年を要する計画では無意味である。明日発生するかもしれない事故に対しては、今日のうちに準備ができていなければならない。米国の互助制度のような仕組みが必要。
- 賠償規模の妥当性： 著しく規模の大きな原子炉事故を想定した場合の例としては、1982年に発表された米国のサンディア国立研究所の評価（CRAC2）があり、Indian Point 3号機の事故に対し、急性死 50,000人、急性障害 167,000人、晩発性癌死 14,000人、資産損失 3,140億ドル（当時の為替レートで換算して 78兆 5,000億円）とあるが、このような途方もない巨額の基金の確保は不可能である。最新の SOARCA の評価に基づき、確率論的に妥当な線を引いて賠償規模を決定するのが合理的である。

ウ 結論と提案

我が国の原子力安全は、世界最高水準を標榜するには余りにも程遠い状況にある。「最高」どころか、国際的な目標にさえ達しているのかも分からない。目標は、炉心損傷に対し 10,000 炉年に 1 回、大量放射能放出に対し 100,000 炉年に 1 回と謳われている。しかし我が国の実績は、1,000 炉年余りにして炉心損傷と大量放射能放出を 3 基の原子炉に対して起こしてしまった。ギャップは余りにも広く深い。

そのような気負いの前に、まずは上述した様々な制度上の問題を解決するための明確なマイルストーンを設定し、一刻も早く基盤を作り直すことの方が重要なはずである。初めから他国との相対的な順位を気にするような幼稚な発想を止め、まずは欧米の先進的な技術と考え方を真摯に研究し、導入と普及に取り組むべきである。

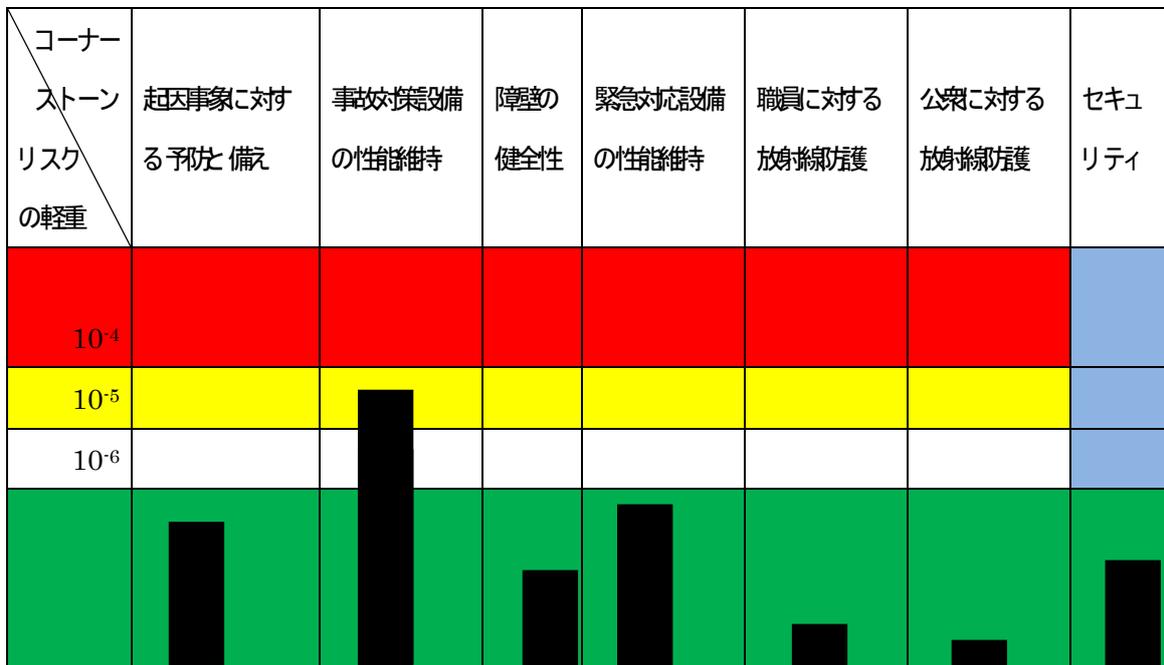
原子力安全の担保は、高度な安全基準を掲げることとそれに適合した設計であることを審査するプロセスだけに委ねられるものではない。日々の確認が何よりも重要である。だからこそ NRC は、各発電所に対して年間 2,700 時間のベースライン検査を実施し、熟練した検査官がこれを行っている。検査は、原子力安全に対する七つのコーナーストーンに対して実施している。

- ・ 起因事象（スクラム停止、火災の発生など）に対する予防と備え
- ・ 事故対策設備（ECCS 系や非常用電源設備など）の性能維持

- ・ 障壁（いわゆる「閉じ込める機能」）の健全性
- ・ 緊急対応設備の性能維持
- ・ プラント職員に対する放射線防護
- ・ 公衆に対する放射線防護
- ・ セキュリティの確保

これらに対する検査の結果、不適合が摘出された場合には、リスク評価（炉心損傷頻度に対する寄与）に基づいて評定し、些細（ $\Delta CDF < 10^{-6}$ /炉年）、軽度（ $10^{-6} \sim 10^{-5}$ /炉年）、中度（ $10^{-5} \sim 10^{-4}$ /炉年）、重度（ $10^{-4} \sim 10^{-3}$ /炉年）を色によって、それぞれ緑、白、黄、赤として分かり易くして公表している。いわば、各原子力発電所の原子力安全の取り組みに対する「公開された成績表」であるとも言える。個々の原子力発電所の安全性の高さは、安全基準の高さだけによって単純に決まるものではなく、むしろ、それを取り入れて、実際に各原子力発電所がどのように安全推進活動に日常的に取り組んでいるかに依存するのであり、これを監視するメカニズムを無くして安全性の高低を議論することはできない。このような制度の導入についても検討することを本項の最後の提案としておきたい。

図 4-3-2



4 原子力技術の継承と人材育成

(1) 原子力産業関係者の高齢化の現状

今、原子力技術の継承と人材育成の問題が世界的に懸念され、対策が議論されている。それもそのはずで、現在世界で運転中の 437 基の年齢分布（0~44 歳）は下図の左に示される通りであり、これが、さながらその右隣に示される我が国のある過疎地域の人口分布図（鳥取県統計課が示している 2007 年 10 月 1 日現在の同県内にある過疎指定地域の男性人口）とも似ており、むしろ、いわゆる「限界集落」のような形に近いからである。

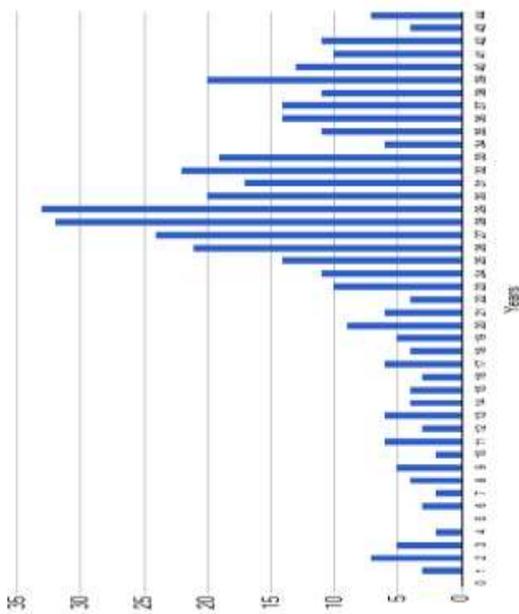


図 4-4-1

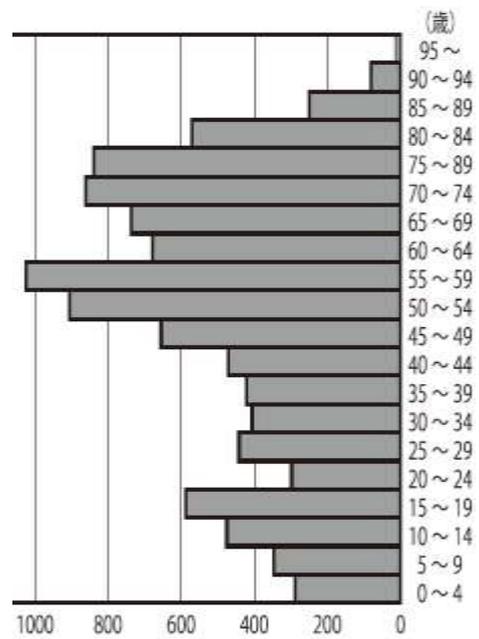


図 4-4-2

つまり、多くの関係者にとって、原子力産業に携わるきっかけは原子力発電プラントの建設時期と重なるが、それがこのような分布となっている以上、自ずと関係者の年齢層もその形に引き摺られてしまうからである。このままでは「原子カムラ」は、「限界集落」の運命を辿りかねない。そのような危惧から、例えば女性の就労を促進する WIN (Women in Nuclear) や、若年層のための YGN (Young Generation in Nuclear) を立ち上げ、若返りを図ろうとしている。

(2) 特殊性の多い産業

原子力産業、特に原子力発電プラントを支える技術や仕組みは、さまざまな特殊性を有している。以下、それらのうちの幾つかを述べる。原子力の継承者達は、それぞれの分野

に応じた技術や技能を習得し維持すると同時に、社会的に厳しい特徴や条件を受入れ、高いモラル感を以って遵守することに積極的にコミットできなければならない。

ア 事故により重大な社会経済的インパクトを生む産業

事故の発生確率をゼロに出来ない技術が基盤であることから、施設における事故発生頻度に対し国際的な「安全目標」が設定され、認知されている。(日本は除く) 事故の発生に伴う影響が当該施設の外側に広域に及ぶため、産業安全よりも公衆安全が優先される産業でもある。言い換えると、事故の際に公衆の安全を確保するため、施設の職員がある程度の危険を冒すことが求められる職種である。そして、そのような厳しさのある産業であることから、広範で細かい要件が規定されており、過失、作為、不作為に応じ、逸脱や違反に厳罰が適用されている。(日本は除く)

イ 厳しい設計基準

上記の「安全目標」に沿って、極めて発生頻度の低い(例えば、10,000年に1回未満)大規模な自然現象(地震、津波、洪水、強風など)を設計基準としており(日本は除く)、技術的に起こり難い「設計事故」を基準として設計条件としている。安全系設備に対しては単一故障やヒューマン・エラーが考慮されている。火災は、いつどこで発生しても原子炉の安全停止が達成できるように設計され(日本は除く)、テロ攻撃に対しては、最近の戦術の特徴(自爆、同時多発、航空機、練度の高い作戦と高度な武器、サイバー・テロ)を考慮している。(日本は不明)

ウ 高度な品質要件

材料、設計、製作、検査、試験(耐震試験、耐環境試験)の各段階に、ASME、IEEEなどの要求度の高い原子力規格(又はそれらと同等な各国の規格)が適用されている。品質保証制度に対する要件(設計、製作、施工、購入、加工、検査のプロセス管理、不具合処理など)も厳しく、ISO 9001の基準を上回る(米国のみ)。特定の条件下で使用される材料や機器の素材、それらの製造工程などに対する原子力仕様(不純物管理、材料特性、耐環境特性)が規定されており、塗料、マーカー、粘着テープ、潤滑剤などからデジタル・コンピューターに至るまで広範に適用されている。逆に、規格の厳格さのため、先端技術の導入に時間を要する場合がある。(未知な故障モードが有り得るデジタル・コンピューターや電磁波ノイズの影響を受ける可能性のある無線による信号伝送技術など)

エ サプライ・チェーン

原子力産業におけるサプライ・チェーンは、複雑で多岐に亘る分業により、素材・材料、部品、装置・機器が調達、製作されていく仕組みとなっており、プラント・メーカーを頂点とした各メーカー、及び、加工、溶接、検査、土木、建築、物流などを扱う業者からなるネットワークとして構築されている。我が国の場合、かつては鳶職、塗装工から IT に至るまで「系列」化され、建設工事から定期検査、改造工事の所掌分担まで統制されていたが、最近では、業務量の縮小により系列が解体され、融通化が進んでいる。新参に対して閉鎖的で競争が少ないという批判に対しては、育成と認定に時間が掛かり過ぎるからという正当理由もあるが、米国ではより開放的で競争が厳しい。

- プラント運転、保全のための特殊技能

原子炉の運転は、日常業務と頻繁なシミュレーター訓練によって習得した高度な技術であり、運転員の養成には長い年月を要する。機器の保全に関しては、放射線下作業であることの特異性は余りなく、基本的に弁、ポンプ、配管などの点検、手入れは、火力プラントにおいてと変わりが無い。但し、燃料交換や原子炉内の消耗品（制御棒、中性子検出器など）の交換作業は水中遠隔作業となり、特殊技能を要する。少数の熟練した技能者チームが各原子力発電所を渡り歩いている。

- コンプライアンス

巨大施設であるため、安全性、経済性、品質の相反が激しく、これまで、しばしば社内の政治力が、停止や稼働の意思決定に影響した。「安全第一」の強い信念が必要。

- テロリストにとっての魅力的な標的となり得る施設

重要な電源供給のインフラであると同時に、原子炉や使用済燃料プールは、潜在的な RDD (Radiological Dispersal Device) となることから、テロ攻撃の標的となり得る。そのため、重要施設に立入る就業者に対する身元確認（犯罪歴調査、指紋登録など）、アルコール・薬物検査などが実施されている。（日本は除く）

総すると、「ひとたび大事が起こったときには、極めて重い責任を負わなければならない、そのためこれを避けるための技術と倫理のルールで雁字搦めになっている、あたかも独自の言語しか通じないような、必ずしも狭くはないが閉鎖性の強い世界」と表現しても誤りではないかも知れない。それだけに、あの狭いフットプリントに収められた複雑な施設で、CO2 を発生させることなく大量の電力を生み出す技術の奥義に触れることに魅力を感じ、そのためならばこのようなネガティブな特徴も進んで受け入れられるという人達がいてく

れるということは、今となつては何人いるか分からないが、我が国にとって迷惑ではなく、むしろ有り難い貴重な人材の候補として受け入れられるべきである。

オ 原子力発電所を維持していくためのサプライ・チェーンとスキル・セット

原子力発電所が 1 基でもある限り、50 基がある場合と変わらない種類のサプライ・チェーンと各分野に応じた技術・技能のスキル・セットが必要になる。但し、何よりも普遍的で重要なのは、原子力技術の危険性に関する正しい理解に基づいたモラル感である。例えば米国においては、原子力の安全系に係わる部品や材料を納入するサプライ・チェーンの末端の会社であっても、その不適合が生じたときには、これを規制者（NRC）に報告する義務を負う。これを適切に履行せず、厳罰を受けて業界から姿を消した会社やその経営者も少なくない。

プラント・メーカーの技術者は、適用されるプラント設計の規格や基準に精通し、担当する機器や系統の設計に展開できなければならない。又、原子力の特殊な分野として、それらの総合的な知識を背景に、過渡現象・事故解析、安全解析の専門家も必要になる。

材料、部品、機器供給者は、プラント・メーカーからの仕様に基づき、必要な材料手配、設計、製作、検査を行って納入する。これらの供給者に対しては、予め品質保証監査が実施され、遂行能力のあることが確認される。

運転プラントにおいて、検査やメンテナンス業務を請け負う業者は、それぞれ担当する機器、分野毎の職能上のノウハウを持ち、適用される検査、試験（ISI、IST）に関する規格に精通していなければならない。併せて、必要な有資格者を選任し、放射線管理、安全管理、品質保証の体制を整備していなければならない。

電力事業者は、上述したサプライ・チェーンにとってのエンド・ユーザーであり、最終的な責任を負う立場から、上記全般に加え、プラント運転、保全に関する詳細を理解し、プラント毎の建設から商用運転開始を経て今日に至るまでの改造履歴を更新し、最新情報を把握しておかなければならない。又、不具合是正計画など各種運用マニュアルや緊急時対応マニュアルなどに習熟していなければならない。

規制関係者は、上述した産業界全般を監督する立場から、関係分野の技術に関してと、適用される規制要件や規格・基準に精通していなければならない。

以上のスキル・セットやモラル感を培い伝承していくためには、各組織内での積極的な教育・研修と長い実務経験が不可欠である。特に、プラント・メーカー、電力事業者の上

位職、規制関係者には、広範囲のスキル・セットと国内外の人的ネットワークが求められる。但し、産業界と規制関係者の人的ネットワークには、一定の距離も必要になる。

カ 必要なスキル・セットの例

具体的なスキル・セットの例として、米国（NRC）における原子力発電所の建設に係わる審査の場合を見てみる。この場合の審査には、原子炉設備に対する安全審査とそれが設置される候補地に対する環境審査がある。

新設される原子炉の安全審査においては、以下の専門分野の審査官が、1基当たり約100人参加している。機械工学、電気工学、化学工学、水理学、緊急対応計画、原子炉運転、原子炉システム、確率論的安全解析（PRA）、FFD（職員の適性、疲労、麻薬、アルコール）、格納容器、プラントシステム、土木・建築工学、核物質セキュリティ、プラント・セキュリティ、機能試験、火災防護、廃棄物管理、放出・放水監視系、地質・地震学、計測制御、地質工学。

環境評価においては、以下の専門分野の審査官が、1基当たり約30人参加している。気象学、大気汚染、エコロジー（陸上、水生）、水理学、保健物理、社会経済学、文化資産、輸送・物流、廃炉、核燃料サイクル。

加えて、我が国の規制が、これまでの技術的な後れを取り戻し、「世界最高水準」を目指すためには、以下の分野を新たに追加、又は補強しなければならない。そのためには、最新の海外情報の収集の他、独自のR&D、研修システムの構築も必要となる。

- ・ 破壊力学。炉内構造物、配管や容器などの機器の供用期間中に発生した亀裂欠陥などに対する健全性の評価、判定を行うための方法。
- ・ 確率論的評価法。これには、以下の応用が含まれる。
 - 確率論的リスク評価： 様々な起因事象とその後の自動的、又は人的なアクションによって、原子炉、又は格納容器が損傷に至る頻度を計算。
 - 確率論的ハザード評価： 将来発生が予測される地震や津波などの自然災害の規模（地震加速度や津波の高さ）と発生頻度の相関を推定。
 - 確率論的破壊力学： 例えば、配管や容器に含まれているかもしれない欠陥が検出されないまま進展して破損に至る事象の発生頻度を計算。

- モンテカルロ法： 例えば、設計地震波を決定する場合、基盤の物性に対して幾つかのケースを仮定したシミュレーションを行い、最も現実的なものを推定。
- ・ 水理学。原子力発電所の敷地の地下構造を把握し、汚染水が地下に漏れた場合に拡散していく範囲やスピードを予想する。廃炉計画へのインパクトを把握する上で重要。
- ・ 火災防護。原子力発電所の任意の場所で火災が発生し、動力ケーブル、制御ケーブルが損傷した場合の影響を評価し、原子炉を安全停止（高温停止）に導けるか評価する。その一環として、ケーブル火災や電気品の火災の火勢、周辺の温度分布を解析。
- ・ 事故解析。これには原子炉事故の進展に応じて以下の解析を含む。
 - MELCOR： 冷却機能を失った原子炉が、炉心損傷を起こし、原子炉圧力容器を破損させ、更に流出した炉心溶融物との接触、又は異常過圧によって格納容器を損傷させ、又は格納容器をバイパスさせる事象を引き起こし、外部環境に放射性物質を放出させるまでの時間的な進展を予測する NRC の解析コード。
 - MACCS： 破損、又はバイパスされた格納容器から外部環境に放出された放射性物質が、特定の気象条件（風速、風向、大気安定度、降雨）と地形によって、周辺地域にどのように拡散し、住民の外部被ばくと内部被ばくに影響するかを予測する NRC の解析コード。
 - SOARCA： MELCOR コードと MACCS を連動させ、更に周辺住民の避難行動（屋内退避、屋外避難）を入力することで、原子炉事故に伴う周辺住民の被ばくと健康への影響（急性障害、晩発性癌死）を最新評価ツールのパッケージ。

以上は、規制に携わる関係者にとっての必要なスキル・セットであるが、産業界においても、これらを各分野の関係者が分担しなければならない。留意すべきは、原子力を支えるスキル・セットは、時代を追うごとに分化され、より多くのリソースが必要になってきたということである。加えて、特に我が国の電力事業者の場合には、福島事故を教訓に、以下の分野においては特に注力しなければならない。

- ・ 高度化したシミュレーターによるプラント運転員の訓練
- ・ 過酷事故・緊急事態の対応要員の教育・訓練

キ 技術継承と人材育成の問題点

上述のスキル・セットに繋がる基礎教育を習得するためには、大学などの既存の教育機

関では、原子炉工学、機械工学、電気工学、プラント工学の分野を除いて困難で、実践用としては不十分であり、より高度で実践的な組織内での教育・研修、技能訓練に依存してきた。しかし、福島事故をきっかけに、多くの若年層の就職先としては忌避される業種と

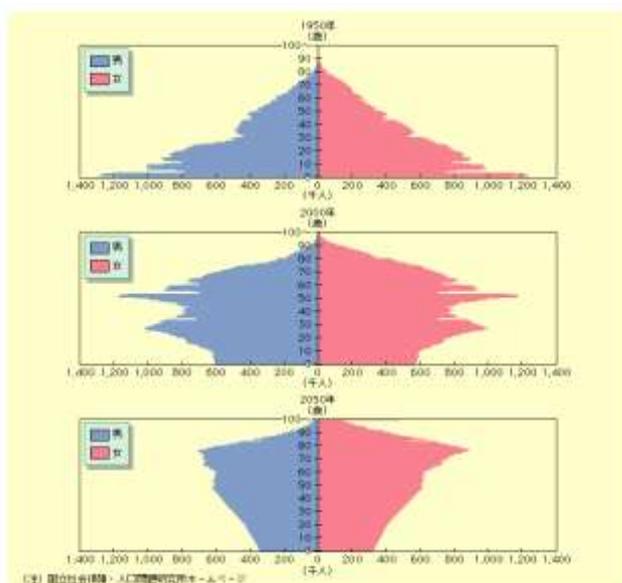


図 4-4-3

なりつつあることから、必要な人材の確保と定着が更に困難になる可能性がある。左図は、日本の人口ピラミッドの変化を示している。(最上段から下に、1950年、2000年、2050年を示す。)絶対数が減少していく中で、原子力においては、必要なスキル・セットの分化が進み、より多くのリソースが求められていく可能性がある。従って、若年の人々を呼び寄せる求心力がないことは、極めて深刻な問題である。

尚、再起動待ちにある現在の蟄居生活のような状況は、実機を運転できないプラント運転員や、特殊な水中遠隔作業や炉内検査や行う熟練した技能者のスキルを鈍らせることになる。当面、シミュレーターや原子炉のモックアップを使って修練を反復する以外に出来ることはない。

ク 解決のための選択肢

もし、現役の人材のフェードアウトと同調させてプラントのフェーズアウトを行わないのであれば、上述の問題を解決する方策としては、以下のような政策的な対応が必要である。但し、このような政策支援が適正と見做されるか否かは、別途議論を要するところである。

- ・ 国の支援により、専門的な教育機関（防衛大学、警察学校、消防学校などに相当する「原子力大学校」のようなもの）を設立し、必要なスキル・セットに応じて定員とカリキュラムを定め、専門家を養成する。
- ・ 産業界で協力（共同出資）して、研修・技能訓練のカリキュラムを作る。
- ・ 以上によっても人材の過疎化が続くようであれば、優遇制度（奨学金、補助金、高い給与水準など）を設け、人材確保と定着を図る。

意外にも、規模は小さいが、溶接工を養成する技能訓練や原子力発電所の業務として必要な放射線管理員、計装技術者などの職種に将来就くための専門課程を設けた短期大学、四年制大学なども米国には現れた。DOE や NRC の予算にも奨学金制度に充てる分が確保されている。更に、本項冒頭に述べた WIN や YGN などが立ち上げられ、産業界として後継者を発掘し、育成していこうとする活動も行われている。

ところが我が国の場合、このような活動さえ緩慢で、創意が欠如しているように見受けられる。国は、制度を作り予算を投入することはできても、「自ら助くる者」でない産業界を助くることはできないのであり、まずは自助努力が必要である。但しその場合でも、原子力の「安全神話」は、厳に慎まなければならない。原子力発電のフェーズアウトの妥当性は、平穏な社会のための倫理観、経済論、公衆安全など、いろいろな角度から論ずることができるが、人材のフェードアウトという現実的な現象によって是が非でも強いられる結末となりつつあることも念頭に入れておく必要がある。

5 エネルギー税財政の改革

(1) エネルギー財政の仕組み

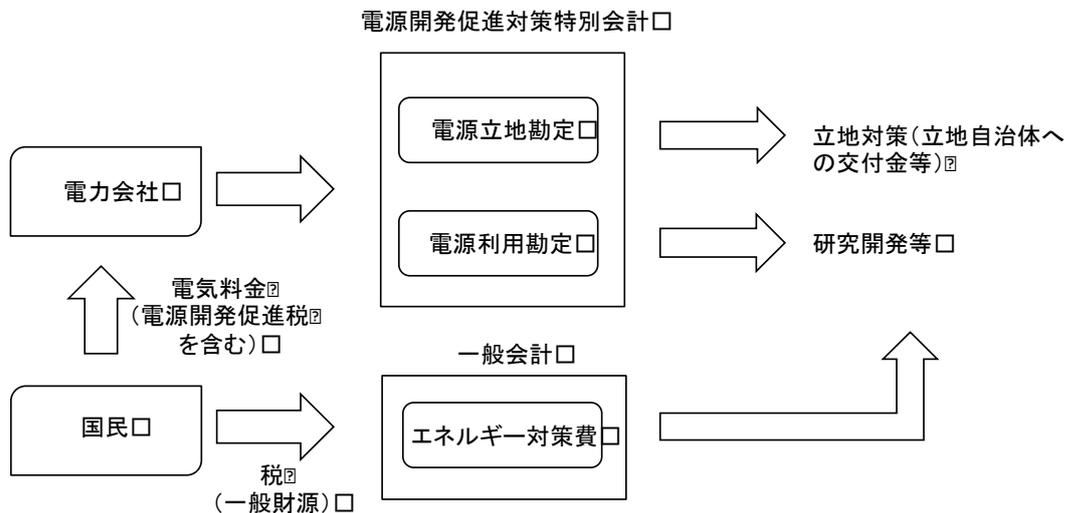
＜特別会計＞

日本の原子力開発がハイペースに進んだ要因の一つに、原子力開発財政システムがある。その中心となったのは、1974年につくられた電源三法（「電源開発促進税法」「電源開発促進対策特別会計法」²⁰「発電施設周辺地域整備法」）である。

電源三法の金銭的基盤は、電力会社の販売する電気に課される電源開発促進税である。2006年度までの財政資金の流れは下図の通りである。2007年度以降は、電源開発促進対策特別会計が廃止され、一旦、一般会計に入った後にエネルギー対策特別会計に繰り入れられるという仕組みに変わった。だが、特別会計の名称が変わっても、電源開発促進税が原子力開発の主財源であるという構造はそのまま維持されている。

特別会計で経理されている資金は、原子力の研究開発および立地対策に主に使われている。前者は、主に、高速増殖炉などの新型炉開発と再処理技術の開発向けの予算として機能してきた。後者の主なものとしては、電源三法交付金を関係自治体に交付金が中心となってきた。

図 4-5-1：財政資金の流れ（2006年度まで）



注：ここでは、2006年度までの仕組みを描いている。2007年度以降は、電源開発促進税は一旦一般会計にはいり、そこからエネルギー対策特別会計に繰り入れられるかたちになった。

²⁰ 電源開発促進対策特別会計は、

特に電源三法交付金は、地元自治体の反対を抑え、原発の受け入れを促進してきた。この交付金なくして原発を受け入れる自治体はないと言ってよく、日本の原発立地を支える中心的役割を果たしてきたと言える。

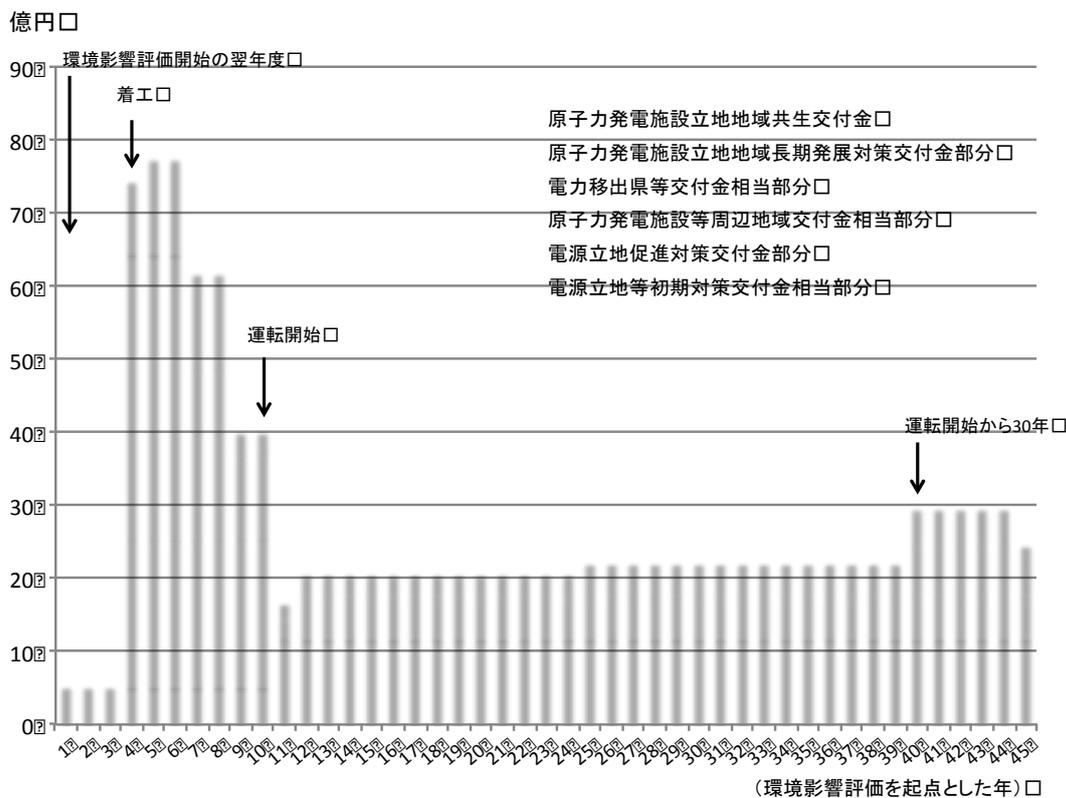
例えば、出力 135 万 kW の原発が新設されると、立地自治体や周辺自治体、県に対して、電源立地地域対策交付金と原子力発電施設立地地域共生交付金が交付される。自治体に対して交付が始まるのは、環境影響評価の対象となった翌年からである。建設期間を 10 年とした場合、自治体の交付金受取額は 449 億円にも及ぶ。

原発が運転を開始すると、自治体には、主に固定資産税を中心とした税収がはいるようになる。ただし、運転開始後も年間 20 億円程度の交付金がだされる。原発運転開始後 30 年をすぎ、原発が老朽化すると、新たに原子力発電施設立地地域共生交付金が追加され、30~34 年目は 30 億円程度が自治体に入るようになる。

以上を全て合計すると、原発 1 基当たり、1240 億円の財政資金が 45 年の間に交付される。交付金の使途は、公民館や体育館、温水プールなどの公共施設の建設費が中心であったが、次第に様々な公共サービスにまで拡大してきた。財源に乏しい地方の自治体にとって、原発関連交付金は必須のものとなっていった。

また、電源立地地域対策交付金や原子力発電施設立地地域共生交付金以外にも、政策的な意図をもって、交付金が創設されることもある。プルサーマル反対の世論が広がった際に創設された「核燃料サイクル交付金」は、その典型である。これは、プルサーマル、使用済燃料中間貯蔵施設、MOX 燃料加工施設の導入・建設のうち、いずれかを受け入れた都道府県に対して、運転開始まで 10 億円、開始後 5 年間で 50 億円を交付するものである。この交付金の創設以後、プルサーマル受け入れに慎重姿勢をみせていた自治体は、次々に容認していった。

図 4-5-2 自治体に交付される交付金額



出所：経済産業省資源エネルギー庁（2010）「電源立地制度の概要」より作成。

<一般会計>

一方、一般会計からもエネルギー開発関連に財政資金が投入されている。これは主に原子力にかかわる研究開発に用いられている。一般会計予算ではありながら、用途は硬直化している。

(2) エネルギー財政の実績

電源向けに使われているエネルギー財政を、電源別に区分しなおして再集計し、どの程度、原子力向けの国家予算があるのか推計する²¹。特別会計および一般会計からの電源別予算の推計結果を示すと下図のようになる。

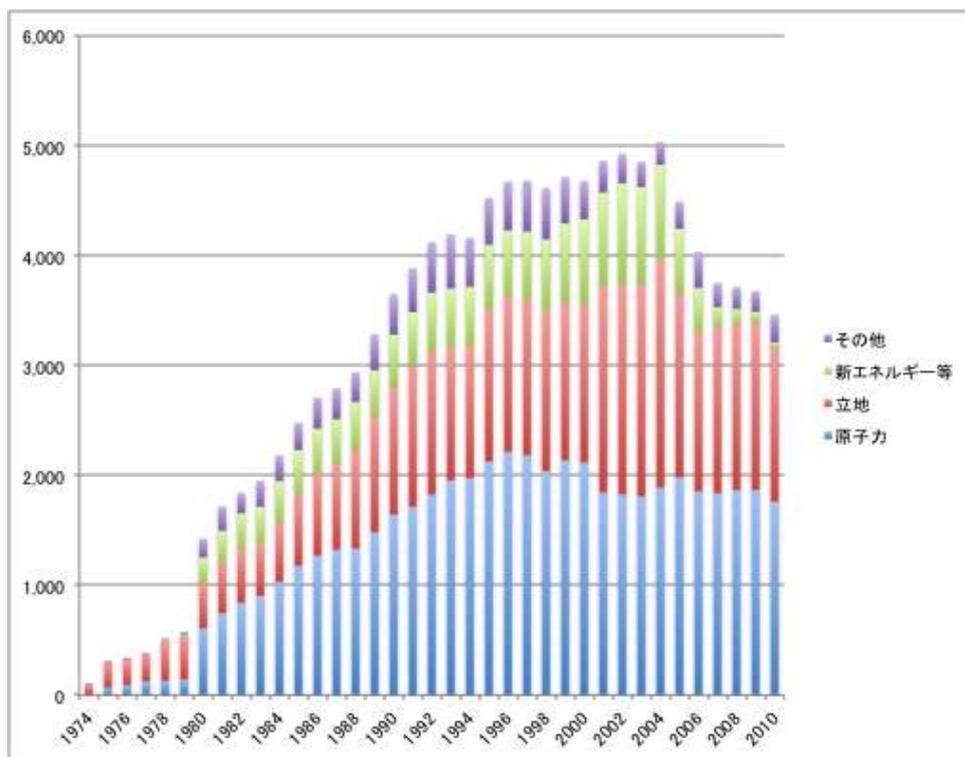
まず、特別会計予算では、1974年～2010年度の間、45%が原子力、13%が立地対策向

²¹ 推計方法については、大島堅一(2010)、前掲を参照。

けの予算であった。また一般会計においては、1970年～2010年度の間、97%が原子力、3%がその他向けの予算であった。立地対策のうち7割程度が原発向けと考えられることから、電源関連予算の4分の3が原子力向けのものであったと言える。

図 4-5-3 特別会計予算の推移（電源別）

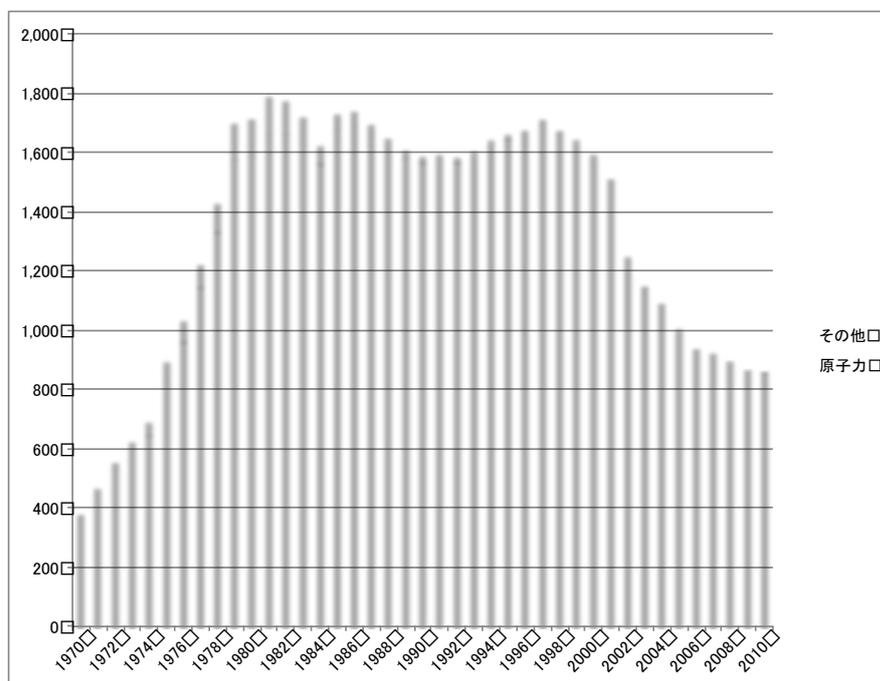
単位：億円



出所：大島堅一(2013)『原発はやっぱり割に合わない』東洋経済新報社、54頁

図 4-5-4 一般会計予算の推移

単位：億円



出所：大島堅一(2013)『原発はやっぱり割に合わない』東洋経済新報社、55 頁

(3) 改革の方向性

原子力開発を金銭的に裏付けてきたのは、国の財政システムである。これを通じて、原発は、特別優遇措置を数十年にわたって受けてきた。この資金の流れこそ、原子力開発の源泉である。この仕組みを変えない限り、原子力開発は、従前と同じように進む可能性がある。

改革のためには以下の対策が必要である。

- ア 原子力中心のエネルギー予算を改める。数十年にわたって、民間に代わって国が技術開発を行っている分野は原子力産業のみである。技術開発は、民間が自ら行うべきであるから、不要な技術開発予算は廃止すべきである。
- イ 原発や核燃料サイクル施設の受け入れの見返りとして、地元自治体に与えられてきた原発関連交付金は、民意をゆがめることに繋がるので、廃止すべきである。
- ウ 原発関連交付金に代わって、原発依存から脱却するための交付金を創設し、原発地元自治体に交付し、自治体の自立を支援すべきである。

第5章 根本的なエネルギー効率向上の必要性とその見通し

1. 必要性

温室効果ガスの増大による気候変動問題、エネルギー需要の増大によるエネルギー価格の上昇、原子力発電の事故等を背景に、従来の化石燃料や原子力を中心としたエネルギー供給システムを風力や太陽光など再生可能エネルギーに転換していく動きが世界的に広がっている。

しかしながら、再生可能エネルギーは技術的、費用的にも従来のエネルギーに比べると一般に市場における競争力が弱いこともあり、その実現には長期的な目標と的確な政策による継続的な努力が不可欠である。その際、現在のエネルギー構造を単純に化石燃料や原子力から再生可能エネルギーに置き換えるのではなく、如何にして各分野におけるエネルギー効率を改善し、エネルギー需給の総量を抑えていけるかが、その成功の鍵となる。

何故なら、エネルギー効率の向上は、エネルギー使用によって生み出される財やサービスの水準を落とすことなく、エネルギーの使用量を削減することができるため、人々の満足感を損なうことなく、再生可能エネルギー導入の効果を温室効果ガスの排出削減や経済基盤の強化により容易につなげやすくなるからである。

エネルギー効率の向上には、技術開発や普及、社会的システムの変革、そして人々のライフスタイルの変化など、さまざまな条件を整える必要があり、同時に経済の中で競争力を持つ形で進めていく必要がある。それはもとより容易なことではないが、近年の研究などにより、決して不可能ではないことが明らかになってきている。

2. 見通し

(1) 研究目的

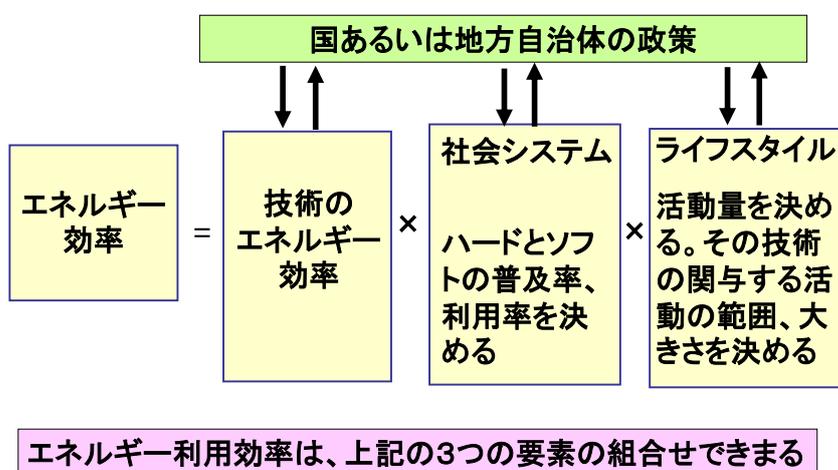
京都大学では、上記のような観点から、2008年に開始されたGCOEプログラム「地球温暖化時代のエネルギー科学拠点」の一環として、日本における資源・エネルギーの根本的改善可能性についての推計を試みた。具体的には、2050年ごろの日本における効率向上について、二つのシナリオ（既存技術の利用による改善、及び、将来技術の利用を含めた改善の現実的な上限）の定量化を目的とした。また、そのようなエネルギー効率向上のための政策についても検討した。

(2) エネルギー効率改善にかかる要素

エネルギーの効率改善は、もとより技術に負うところが大きいですが、決してそれのみで決

まるわけではなく、それを普及させる社会システムやエネルギー消費にかかわるライフスタイルや価値観などにもよっても大きく変わってくる。その概念図を図1に示す。技術の例としては、例えば、建物の断熱化、電球型蛍光灯やLED照明、インバーター制御モーター、ハイブリッドカーなどがある。また社会システムの効率向上の例としては、建築物の断熱基準や環境税などがある。さらにライフスタイルや価値観に関しては、小型自動車やカーシェアリングの選好シフトやクールビズ、ウオームビズの定着などがあげられる。

図5-2-1 エネルギー効率改善の概念図



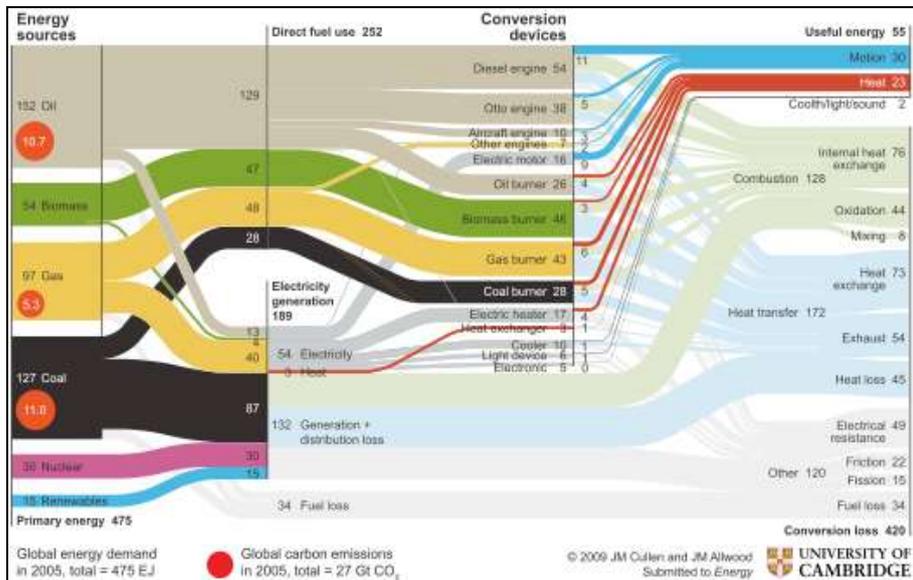
3

(3) 効率改善の上限の検討

図5-2-2は、ケンブリッジ大学のJ. アルウッドらによる世界のエネルギーがどれほど生産され、そのうちどれほどが最終用途で実際に利用されているかを推計したフロー図である。それによると、消費段階で有効に利用されているエネルギーは11%に過ぎず、残りは排熱等として捨てられているのが現状である。

図 5-2-2 エネルギーの利用と損失 出典:Efficiency limit of global Energy flow

(Cullen and Allwood 2010)



アルウッドらは、上記の現状を踏まえ、効率向上の限界がどのあたりにあるかを以下のような分野に分けて評価した。ここでは、エネルギーの利用は、エネルギー変換とパッシブシステムの 2 段階を想定している。エネルギー変換とは、燃料を電気に、電気を光、動力、熱に変換することを指す。また、パッシブシステムとは、サービスを生み出すために最終用途段階において、エネルギーを保持すること、損失をできるだけ小さくすることを指す。

① エネルギー変換段階はエクセルギーで評価

発電効率の評価、高温熱から低温熱利用について検討

② 最終用途段階では、パッシブシステムによる評価

建物における暖冷房、電気製品、自動車などそれぞれ検討

③ 材料資源の徹底的なリサイクルを評価

鉄鋼、銅、アルミなど材料資源の設計方法の改善、3 R (リデュース、リユース、リサイクル) の徹底した利用を検討

④ 企業の生産活動における効率改善を評価

熱の多段階利用、電子制御による効率の高い動力利用、流体機器の運転制御などについて検討

以上のような検討を経て、アルウッドらは、パッシブシステムにおけるエネルギー効

率の上限を以下のように推計した。

表 5-2-1

パッシブシステムの エネルギー効率の現実的上限

最終用途	設計ポイント	削減可能性
家庭 暖冷房	断熱壁、断熱ガラス、室内熱容量	98~100%
温水	必要な時だけ利用、熱回収、低温化	80%
家電製品	冷蔵庫、冷凍庫、洗濯機、皿洗い機、衣類乾燥機	67%
照明	局所照明	95%
工場 工業炉	壁面からの損失、換気損失、熱容量	62%
蒸気システム	壁面からの損失、配送損失、熱容量	66%
動力システム	ポンプ、材料処理、圧縮空気、ファンなど	59%

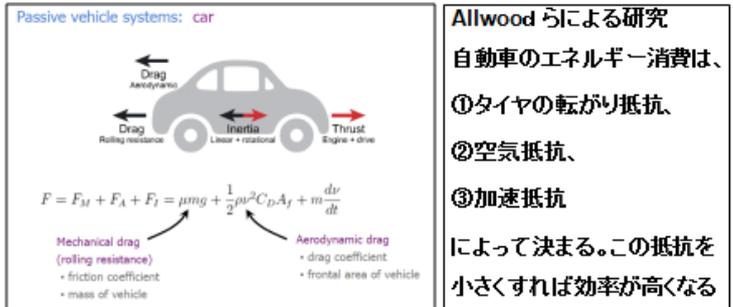
各最終用途のパッシブシステムを工学モデルにより推定した削減可能性を示す。
(Cullen and Allwood, 2010)

8

具体的な一例として、アルウッドらは、自動車の平均的な自動車のエネルギー削減ポテンシャルは91%と推計している。自動車重量は軽い新素材により現在の1300キロから300キロにまで低減させることが可能であり、タイヤの転がり抵抗や空気抵抗も大きく低減させることが可能であることを工学モデルにより示した。

図 5-2-3

パッシブシステム：自動車のエネルギー効率の上限の事例



現状からの改善可能性

重量：1300kg→300kg、転がり抵抗：0.015→0.001
 空気抵抗係数：0.4→0.1、投影面積2m²→1.5m²
 削減ポテンシャル：91%（9倍の効率向上余地あり）¹⁰

これらの情報を現状の世界のエネルギー消費について整理したのが次の表である。

表5-2-2 グローバルなパッシブシステムの効率向上の可能性

	省エネ率	効率化後割合	現在のエネルギー需要	エネルギー削減量	現在の二酸化炭素排出量	二酸化炭素削減量
	%	%	EJ	EJ	GtCO2	GtCO2
暖房スペース	98	2	72	71	3.3	3.3
家電製品	67	33	88	59	4.1	2.8
炉	62	38	67	42	4.0	2.5
自動車	91	9	40	37	2.8	2.6
動力システム	59	41	56	33	3.3	1.9
トラック	54	46	28	20	2.6	1.4
蒸気システム	66	34	31	20	2.0	1.3
給湯システム	80	20	23	18	1.1	0.9
照明スペース	95	5	18	17	1.1	1.0
冷房スペース	100	0	14	14	0.8	0.8
船舶	63	37	10	6	0.7	0.4
鉄道	57	43	8	5	0.5	0.4
航空	46	54	11	5	0.8	0.3
建物	83	17	215	179	10.5	8.8
工場	62	38	154	95	9.3	5.7
乗り物	70	30	106	74	7.3	5.1
合計	73	27	475	347	27.1	19.6

(効率化後割合 = 100% - 省エネ率)

(4) 日本における 2050 年のエネルギー効率の改善可能性推計

一方、日本における 2050 年時点におけるエネルギー効率改善の可能性を推計するため、社会の各分野におけるエネルギー効率改善に資する要素について定性的な整理を行うとともに、一定の分野について定量的な検討を行った。その結果に、上記のアルウッドらの研究によるエネルギー最終用途にかかる各分野におけるそれぞれのエネルギー効率改善の現実的な上限の推計結果も参考にして、日本における資源・エネルギーの 2050 年時点での改

善可能性について推計した結果が以下の表である。

表5-2-3 日本の可能性:シナリオ1とシナリオ2

2008年の日本のエネルギー最終用途(産業+家庭+業務+輸送)について、2050年頃の効率向上によるエネルギー消費の削減ポテンシャルを二つのシナリオを用いて検討した。ただし、経済成長、人口減少などは考慮していない。

シナリオ	概要	エネルギー最終用途の消費の削減ポテンシャル(計算結果)
シナリオ1	既知の各種のエネルギー利用効率の改善(BAT)を適用し、部門間の複合効率改善(余剰食料防止、紙の電子化、石油輸送の減少など)を加えて計算	60.8%に削減
シナリオ2	パッシブシステムの工学モデルを参考に、最終用途の実現可能なエネルギー効率の上限を計算	26.9%に削減

BAT: Best Available Technology (現在までに既知の最良の技術)

11

また、エネルギー効率改善に資する政策の一覧は以下のとおりである。

表 5-2-4

エネルギー効率改善政策の検討

政策	エネルギー機器効率	社会効率(ハード)	社会効率(ソフト)	ライフスタイル効率
制度	トップランナー	都市計画ゾーン設定	カーボンオフセット	カーシェアリング
	住宅断熱基準	道路計画	サマータイム	クールビズ
	家電・住宅エコポイント	公共交通計画(バス・地下鉄など)	エコドライブ	ウォームビズ
	省エネラベリング	固定価格買取制度	高速道路エコカー割引	
			グリーン電力証書・RPS法	
補助金	エコカー購入時補助金	新エネルギー開発・普及補助金	環境エネルギー教育への補助金	
	省エネ住宅ローン	エネファーム普及補助		
		エコキュート普及補助		
			排出量取引	
税制	エネ革税制	ガソリン税・軽油税(消費を抑制するための税制)		
	エコカー減税			
	省エネ住宅減税			
	省エネルギー大賞		温暖化防止大臣表彰	

12

1 再生可能エネルギーとは

(1) 定義と特徴

石油、石炭、天然ガス、ウラン資源など、いずれ枯渇する資源を「枯渇制資源」という。これとは違い、日々更新し、適切に利用すれば枯渇しない資源のことを「再生可能資源」という。再生可能エネルギー（自然エネルギーとよばれることもある）は、再生可能資源を用いたエネルギーのことである。

具体的には、太陽光、太陽熱、風力、水力（中小水力）、バイオマス、地熱、波力、潮力などである。水力の中で、ダムなどを必要とする大規模水力は、自然破壊をもたらすので、再生可能エネルギーに分類されないことが多い²²。

(2) 特徴

再生可能エネルギーの第一の特徴は、無尽蔵の国産資源であるということである。これは、枯渇性資源に乏しい日本にとって、大きな意味を持つ。つまり、再生可能エネルギーの開発は、エネルギー安全保障に寄与する。

第二の特徴は、環境負荷が小さいことである²³。再生可能エネルギーは、基本的に、発電の過程において、二酸化炭素の排出がない。また、機器の生産から廃棄にいたるライフサイクルでも、二酸化炭素の排出は、化石燃料に比べて極めて小さい。また、利用にあたって、原子力のように、地域に多大な被害を及ぼすようなシビアアクシデントは発生しない。

第三の特徴は、地域に根ざした小規模分散型エネルギーであるということである。それゆえ、地域によって利用するエネルギー源の種類や構成が異なってくる。

(3) 短所

再生可能エネルギーの現時点での短所は、普及が進んでおらず、発電単価が既存電源に比べて高いということである。

²² EU等。また、バイオマスについても、バイオマスの利用（栽培、伐採等）が持続可能なものになっていることが必要である。

²³ もちろん、環境破壊を一切もたらさないというわけではなく、環境に配慮した開発がもとめられる。例えば、風力は、騒音、定周波騒音、景観問題が指摘されている。また、地熱の利用は、自然破壊をもたらす可能性がある。

ただし、普及による量産効果、技術革新により価格低下が見込まれるものも多い。また、長期的にみれば、枯渇性資源は価格上昇傾向にある。そのため、技術革新が難しい分野であっても、枯渇資源に比べた相対的価格は低下する傾向にある。

また、太陽光、風力など²⁴は、気象条件によって出力が変動する。そのため、大規模に普及するなか、システムを安定させるためには、出力予測技術、システム安定技術が必要となる。

2 再生可能エネルギー普及政策

(1) なぜ必要か

再生可能エネルギーは、日本では、今のところ発電コストが高い。だが、環境負荷が小さく、国産資源であり、エネルギー安全保障に大きく寄与する。

ところが、市場の成り行きに任せていたのでは、環境上、エネルギー安全保障上の要請に応えることができない。そこで、価格が高い時期であっても、再生可能エネルギーを補助し、市場での自立を助けることが必要となる。

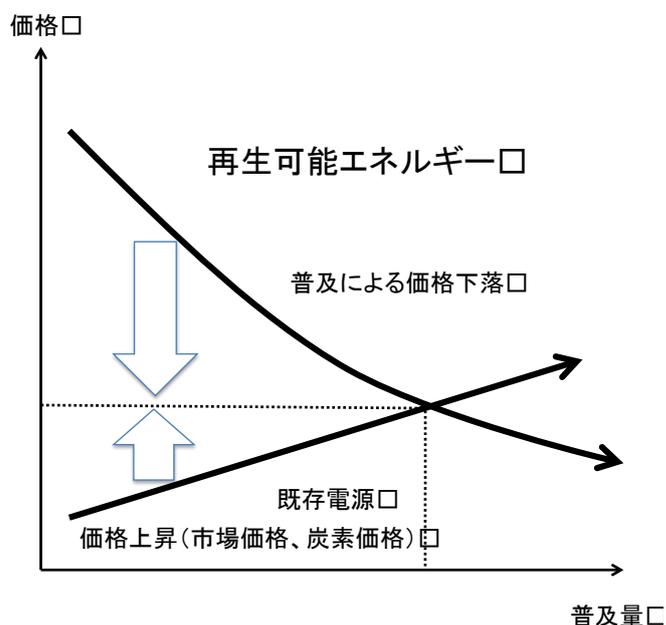
他方、既存電源は、燃料費が上昇したり、環境規制が強まること等により、価格が上昇するとみられている。再生可能エネルギーの価格低下と既存電源の価格上昇がおこれば、中長期的には、再生可能エネルギーは既存電源以下の価格になるとみられている。

一旦、市場で競争的なエネルギー源となった後は、再生可能エネルギーに特別の補助は必要ない。再生可能エネルギー普及政策は、原子力のようにいつまでも続ける必要があるというものではなく、必要がなくなれば²⁵廃止すべきである。

²⁴ 地熱、バイオマスなどは、風力や太陽光に比べて、安定して発電が可能である。

²⁵ 自立の時期は、エネルギー源によって異なる。

図 6-2-1 再生可能エネルギー普及策のイメージ



(2) 普及政策の目的

再生可能エネルギーは、多くの場合、自然条件によって出力、発電量が変化する。それゆえ、再生可能エネルギー事業には自然的リスクがある。加えて、発電しても、どの程度の価格で売ることができるか、事前にわからないという経営的リスクがある。

この二重のリスクのうち、後者のリスクを無くし、再生可能エネルギー事業を容易にすることが普及政策の目的である。

3 普及政策の内容

(1) 普及政策の分類

再生可能エネルギー普及政策には、大きく分けて、技術開発政策、設備設置補助金、発電量に応じた補助金の3つがある。

このうち、技術開発政策においては、開発する技術を事前に特定する必要がある。しかし、技術開発の可能性を事前に評価することは難しく、失敗することが多かった。それゆえ、技術開発のみで、価格が大幅にさがり、普及が促されることはないと考えられている。

また、設備設置補助金は、設置量は飛躍的に増えるものの、設置に対して補助金が支払われるので、設備が増えることはあっても、それが必ずしも発電量に結びつくとは限らない。それゆえ、今日では、再生可能エネルギーの利用に応じて補助を行う政策が成功をも

たらずことが知られている。

（２） RPS 制度、競争入札制度、固定価格買取制度

発電量に応じて補助を行う政策には、RPS 制度、競争入札制度、固定価格買取制度がある。このうち、世界的に最も成功したのは、固定価格買取制度（Feed in Tariff：FIT）である。

日本では、2002年にRPS制度が導入された（2003年施行）ものの、設定された導入目標量が小さすぎたため普及が進まなかった。震災後の2011年8月に、「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」が制定され、2012年7月より、日本版固定価格買取制(以下、日本版FIT)が施行された。

固定価格買取制は、再生可能エネルギーで発電された電力を、一定価格で買い取れることを長期にわたって保証する制度である。これによって、再生可能エネルギー事業の経営が安定化し、新規参入を大幅に増やすことができる。

日本版FITは、後述するような問題点がいくつか残されているが、適切な改革を行えば、再生可能エネルギー事業を安定させ、大幅な普及をもたらすことができる。

（３） 優先接続、優先給電

再生可能エネルギー施設ができて、電力会社（送電会社）の系統に接続されていなければ、発電しても他の需要家に送ることができない。そこで、再生可能エネルギー施設への系統への接続を優先して義務づけることを「優先接続」（priority access）という。

また、電力会社が再生可能エネルギーによる電力を優先して利用（給電）することを「優先給電」（priority dispatch）という。この原則の下では、電力需要が少ないとき、既存の電源（火力や原子力）を系統から切り離し、再生可能エネルギー施設の接続を切るのは最後になる。

ドイツでは、FITとともに、これらが送電会社の義務とされているために、再生可能エネルギーの大幅な普及が実現した。日本では、再生可能エネルギー施設を系統に接続する義務を課しているが、優先ではなく、また、優先給電も義務化されていない。日本においても、この2つの原則を採用する必要がある。

4 普及の可能性

(1) 導入ポテンシャル、導入可能量

再生可能エネルギーのポテンシャルについては、多くの機関で、試算が行われているところであるが、震災後の2011年12月にとりまとめられたコスト等検証委員会報告書で、国の関係各省が公表した試算が整理されている。

これをまとめたものは、以下の表のとおりである。

表 6-2-1 再生可能エネルギーの導入ポテンシャル・導入可能量

		既設	導入ポテンシャル(既設+新増設)(※1)	導入可能量(新増設)
太陽光	住宅	263万kW	6500万～9100万kW	0kW(※2)
	非住宅	260万kW	2030万～1億5000万kW(1300億kWh)	
風力	陸上	244万kW	2億8000万～2億9000万kW(5900億kWh～7000億kWh)	2300万～1億kW(2100億kWh)
	洋上		15億～16億kW(4兆3000億kWh～4兆4000億kWh)	17万kW(4億6000万kWh)～1300万kW
中小水力		960万kW(550億kWh)	1400万(820億kWh)～2000万kW(910億kWh)	
地熱	熱水資源開発	53万kW	430万(260億kWh)～1400万kW(930億kWh)	0～250万kW(100億kWh)
	温泉	0万kW	72万kW(57億kWh)	68万kW(54億kWh)
バイオマス		154万kW	73万kW(45億kWh)	試算無し

出所:コスト等検証委員会報告書参考資料3「各省のポテンシャル調査の相違点と電源別整理」
(http://www.npu.go.jp/policy/policy09/archive02_hokoku.html)

※1:導入ポテンシャル、導入可能量に幅があるのは、政府各省間で試算が異なるためである。ここでは、詳細は記述せず、幅をもって示した。また、発電量が示されていないものもあるので、示されている限りで掲載した。

※2:発電事業としての検討・実績事例が少ないことから、個別の検討等が進んだ段階でさらなる試算が行われることが望ましいと、注記されている。

これにみられるように、設置不可能な場所を除いた導入ポテンシャルでみた場合、例えば、非住宅の太陽光発電で最大1300億kWh、陸上風力で5900～7000億kWh、洋上風力4兆3000億～4000億kWh等が見込まれており、約1兆kWhである日本の電力需要の数倍のポテンシャルがある。この一部を現実のものにするだけで、数字の上では、原子力発電が発電していた量の電力をまかなうことは可能である。

ただし、FITでどの程度導入可能か、ということについては、国においても検証が十分にはされていない。現行制度のもとでどの程度の導入が可能か、また、地域毎にどの程度可能かについては、今後、詳細な検討が必要である。また、これまでのところ、各省間で試算方法や試算結果にばらつきがあることも留意する必要がある。

(3) 導入ペース

これまでのところ、政府内でどの程度のペースで導入が可能か、詳細な検討が行われ、発表されたことはない。今後、全国的にも、地域的にも具体的に検討される必要がある。

海外での導入事例でいえば、FITの先進事例であるドイツの場合、20年余りで約25%の電力が再生可能エネルギーで賄われるようになっている（2012年時点）。また、2020年には35%の電力を再生可能エネルギーで供給するという国家目標があり、現実に実現可能なものとドイツ国内では考えられている。

一方、日本においては、再生可能エネルギーの普及は進んでいないが、ドイツの教訓を踏まえて「後発者の利益」を享受できる。これを活かし、再生可能エネルギー普及政策を適切に実施していけば、20年で20~30%の電力を再生可能エネルギーで供給することは、非現実的なことではない。

また、震災後に根付いてきた省エネ、節電を他方で実施すれば、電力需要が減少する。電力需要が減少すれば、電力供給に占める再生可能エネルギーの割合が増大し、基幹電源へと育つ時期が早くなる。

5 日本版FITの今後の改革方策

(1) 買取価格

FITの成否は、買取価格（日本版FITでは調達価格とよんでいる）の設定にかかっている。

第一は、買取価格の水準である。買取価格が高すぎれば、再生可能エネルギー事業者に対して過剰な利益を与えることになる。計画から建設、運転までの時間が短い太陽光発電のようなものは、バブルが発生しやすい。反対に、買取価格が低すぎれば、事業が成立せず、普及が全く進まなくなる。事業性を確保でき、かつ、バブルが発生しないように買取価格を設定する必要がある。

この点で、日本型FITの買取価格は、太陽光発電（特に大規模施設）に関して国際的に見ても非常に高い水準にあり、バブルの発生が懸念される。

第二は、エネルギー源や、施設の規模、自然条件に応じて、買取価格に差異を設ける必要がある。例えば、大規模施設や自然条件がよいところは発電コストが低くなるので、そのような場合は、買取価格を低くする必要がある。逆に、小規模施設や自然条件が不利な施設は、買取価格を高く設定する必要がある。

ところが、日本の買取価格は、このような配慮がされていない。そのため、大規模施設に対して過剰な補助が行われている可能性がある。

第三は、買取価格の逡減と予測可能性の確保である。発電コストは、普及が進むと低下する傾向にある。この発電コストの低下に応じて、買取価格を適切に逡減させる必要がある。また、経営リスクを減らすためには、買取価格が事前に予測できる状態にしておく必要がある。事業を計画する前に買取価格が設定されていなければ、事業性の有無を事業者が判断できないからである

この点で、日本の買取制度は、毎年、調達価格等算定委員会が定めることとなっており、事前の買取価格の予測が極めて難しくなっている。これに対し、ドイツの場合は、価格の逡減率があらかじめ定められている。日本版 FIT についても、今後、改革が必要である。

(2) 国民負担

固定価格買取制に必要な追加的費用は、電気料金に追加的に付加されて、徴収されている。制度が適切でなければ、国民負担額は急速に上昇する。不必要な上昇を避ける必要がある。

国民負担額は、次の式で表される。

$$\text{国民負担額} = \text{買取費用} - \text{回避可能費用}$$

ここで、「回避可能費用」とは、再生可能エネルギーによる電力を買い取った電力会社が、その分、既存電源を使わなくて済んだために節約できた費用のことである。つまり、買取費用総額から、この回避可能費用を引いた額を、日本版 FIT の追加的費用として回収されている。

ところで、

$$\text{買取費用} = \text{発電量 (kWh)} \times \text{買取価格(=調達価格、kWh/円)}$$

$$\text{回避可能費用} = \text{発電量 (kWh)} \times \text{回避可能費用単価(kWh/円)}$$

であるから、

$$\text{国民負担額} = (\text{買取価格} - \text{回避可能費用単価}) \times \text{発電量}$$

である。

この式にみるように、回避可能費用単価が大きいと国民負担は小さくなり、逆に、回避可能費用単価が小さいと国民負担額は大きくなる。

日本版 FIT²⁶の場合、回避可能費用単価は、経済産業省告示²⁶で示されている。ところが、この回避可能費用単価については、毎年一回示されるだけで、その計算方法と根拠が公開されていない。加えて、燃料調整費制度による調整後の回避可能費用単価も公表されていない。回避可能費用単価は、国民負担額と直結するものであるから、これらは公開される必要がある。

調達価格等算定委員会の資料によれば、この回避可能費用単価は、全電源平均の可変費用と推察される。すなわち、火力や原子力などの全ての電源の可変費用の平均額である。言い換えれば、発電しなくてすんだ分、全電源の発電単価（変動分）が節約されたと考えられているのである。

しかし、これには問題がある。なぜなら、電力会社は、最も高い電源の出力を減らすはずだからである（メリットオーダー）。したがって、回避可能費用単価は、全電源平均可変費用（A）ではなく、その時点で最も高い電源の変動費用（B）でなければならない。

現行制度のままであれば、kWh 当たり、差額分（B-A）だけ、余計に国民が余計に負担する（＝電力会社内部に余計な利益が生ずる）ことになる。

これをさけるためには、まずは、回避可能費用単価の計算方法と根拠を公開し、回避可能費用単価を全電源可変費用ではなく、節約時点で最も高い電源の変動費用に変更する必要がある。そうでなければ、国民負担額が、不必要に増大することになるだろう。

²⁶ 経済産業省告示第 144 号（平成 24 年 6 月 18 日）「回避可能費用単価等を定める告示」

第7章 省エネルギーの推進

古賀副会長

本節の目的

従来、日本では省エネ技術対策の多くは既に導入済みであり、省エネは我慢を伴う対策、毎回の労力を伴う対策が必要だと考えられてきた。しかし、実際には、我が国で大規模な省エネ設備投資が行われた第二次石油危機当時から見て、省エネ技術が進展し、既に導入されている機器のエネルギー効率、建築の断熱性能は、最新省エネ技術と差が生じており、機器や建物の更新改修、我慢を伴わない使い方の工夫などによる「スマートな省エネ」の余地が大きくなっている。我慢の省エネでは、過去の対策が翌年維持されるかどうか不明だが、「スマートな省エネ」は一度設備投資を行い、あるいは運用管理方法について決定をすれば、多少の経年劣化があるとしても翌年以降も安定的に省エネ効果および光熱費削減を維持可能で、翌年は追加の対策を実施することもできる。

本節では、維持可能で追加対策を容易にする「スマートな省エネ」の可能性を試算するとともに、普及のポイントについて示す。

1 エネルギーの原発停止後の状況

原発停止により、全国の原発の発電量が2010年度の2882億kWhから2011年度に1018億kWhへ約3分の1に低下した。火発の発電量・燃料消費量は前年比約2割増加した。しかし、原発事故を契機とした省エネ・節電の進展などにより、電力消費量は前年度比6.2%削減された。再生可能エネルギーも政府統計把握分で前年度比3%増加した。この結果原発減少分がそのまま火発増・火発燃料増に直結するのを免れた。

さらに熱利用・運輸燃料における化石燃料消費量も前年度比1.5%削減され、電力とあわせた一次エネルギー国内供給全体では5.1%減少となった。このように、原発事故を契機とした電気およびそれ以外の省エネの進展などにより、化石燃料消費量は前年度比3.4%増、CO₂は前年度比4.1%増（いずれも速報値）にとどまった。

化石燃料輸入額の前年度比3兆円増（前年度比15%以上の増加に相当）は、化石燃料消費「量」の増加（3.4%増）と乖離しており、化石燃料「価格」高騰が主因である。

2 今後のエネルギー展望

(1) 省エネ技術進展と、依然残る旧型設備

日本の一次エネルギー供給のうち、電力用の燃料などが4割強、熱利用と運輸燃料などが6割弱を占める。これらエネルギー消費のうち、有効利用分は3分の1程度にとどまっております、3分の2が排熱になっている。

排熱は発電でとりわけ大きく、それだけエネルギー全体での削減ポテンシャルも大きい。

一方、消費側にも削減ポテンシャルがある。現在、産業・業務・家庭・運輸に導入されている設備・機器の多くは、最新省エネ機器と効率に差がある。例えば、オフィスビルのエアコンや集中式冷暖房装置（電気式、ガス式、石油式など）は最新型が全てのビルに導入されているのではなく、20年前のシステムも残っている。これは半導体工場・データセンター・冷凍倉庫などにあるもっと稼働時間が長い空調装置でも同じである。詳しくは、参考資料6を参照。

(2) 省エネの可能性について

日本では旧型機器・設備が多数残り、更新の時期をむかえており、電力消費・発電所対策（効率向上と排熱利用）・熱利用・運輸燃料全てにおいて、最新省エネ設備を旧型の設備に置き換えることなどで、今後大きな削減可能性がある。この時期を逃さず、省エネ型機器を日本中に計画的・確実に普及すれば、一度の投資で、以後、費用支出もなく特段の労力もなく、継続して省エネと光熱費削減が達成できる。こうした「スマートな省エネ」を中心に可能性を試算する。

ア 電力消費について

2030年までの電力消費量について、省エネ技術導入の対策効果について、ボトムアップにより試算を行う。

「電力」の対象として、最近の政府試算では自家発電も含めている。そこで、この試算も事業用発電だけでなく、自家発電まで含めて推計する。

・主な想定

省エネ対策の対象は、省エネ機器・建築導入・改修、システム導入により効率自体を向上させるもの（対策は翌年度以降も継続し、後戻りしない）、運用自体の変更（毎日労力を必要とするものでなく、また労働環境悪化をもたらさないものを選択するものならば対策は翌年度以降も継続し、後戻りしない）を基本にする。

対象とする省エネ技術はすでに商業化され、値段の見通しもつくものとし、今後技術開発されるものは含まない。これは、対策見込みをより確実にし、かつコスト計算も可能にするためである。

導入時期については、産業・業務・家庭における建物や機器が、更新の時期に省エネ型に無理なく置き換わると想定した。工場については、大規模改修のタイミングで省エネ技術が導入されると想定した。また、2011年度には各種省エネ活動により、電力量が前年度比約6%削減されている。これを運用対策による削減分として上記に追加して想定した（注1）。

活動量については、現状の活動水準・傾向の延長を基本に、政府の「エネルギー・環境会議」の「慎重ケース」、「低成長ケース」を参考に、「素材生産・輸送拡大ケース」と「素材生産・輸送現状傾向ケース」の2つを想定し、後者では鉄と旅客輸送で電化が進む場合を想定した（注2）。

・試算結果

試算結果を図7-2-1、またその際の各部門の削減寄与を図7-2-2に示す。図中、省エネ対策1は「素材生産・輸送拡大ケース」、省エネ対策2は「素材生産・輸送現状傾向ケース」である。

2030年度には、素材生産・輸送拡大ケース、素材生産・輸送現状傾向ケースともに、2010年度比約30%の電力消費量削減を見込むことができる。

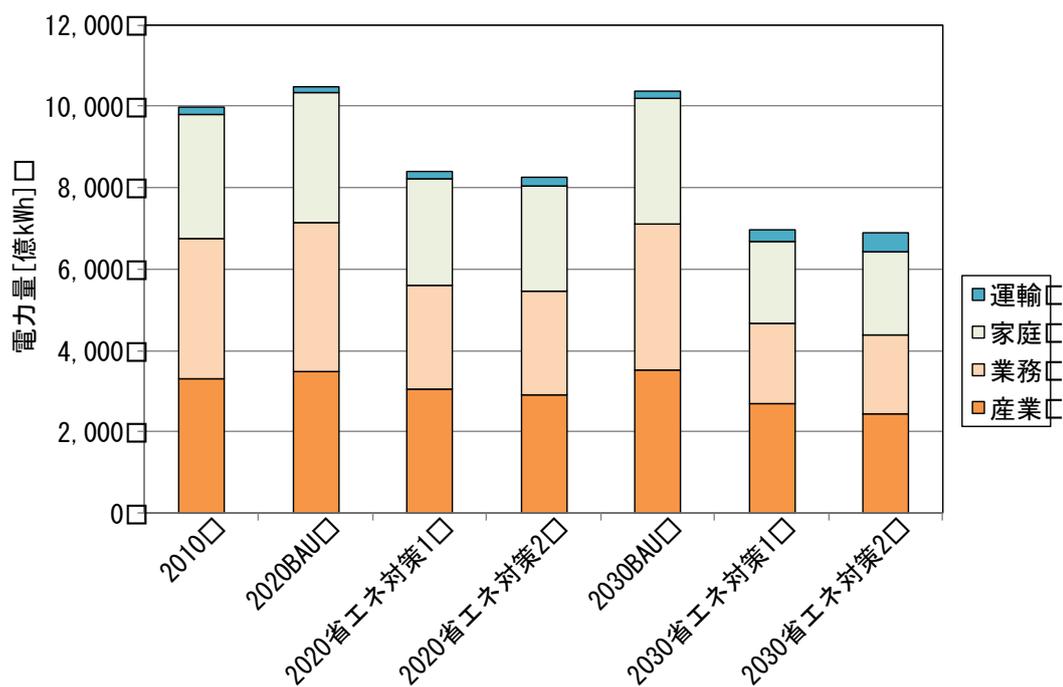


図 7-2-1 対策ごとの電力量について

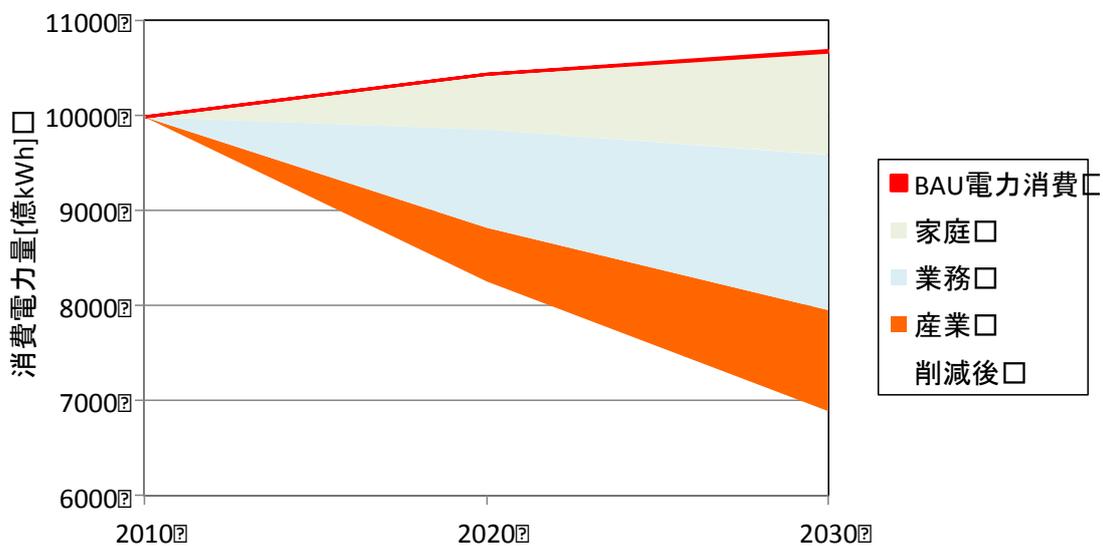


図 7-2-2 対策の内訳（素材生産・輸送現状傾向ケース）

この想定は、機器の更新、建物の更新、一定の運用対策をベースにしている。従って、省エネは 30%を限度とするものではない。今後「デマンドレスポンス」などの手法を多用することにより、運用対策について「我慢」ではなく、合理的・効率的な使用法の継続のような「スマートな省エネ」手法を選択することにより、さらに省エネの拡大を図ること

ができると考えられる。

イ エネルギー全体

電力消費よりも発電所でロスになる部分の方が大きく、電力消費自体は電力用の燃料・エネルギーの半分以下である。また、電力用の燃料・エネルギーも、日本の一次エネルギーの中の一部だけである。CO₂ や化石燃料消費の動向の全体像を見るには、電力消費だけでなく発電所のロス、熱利用・運輸燃料利用を含む全体についての検討が必要である。

そこで、次に、エネルギー全体量の見通しを試算した。

・主な想定

エネルギー転換（発電所など）はもちろん、熱利用、運輸燃料でも、省エネ対策の対象は、省エネ機器・建築導入・改修、システム導入により効率自体を向上させるもの（対策は翌年度以降も継続し、後戻りしない）、運用自体の変更を基本にする。

対象とする省エネ技術はすでに商業化されたものとし、今後技術開発されるものは含まない。

導入時期については、産業・業務・家庭における建物や機器が、更新の時期に省エネ型に無理なく置き換わると想定した。工場については、大規模改修のタイミングで省エネ技術が導入されると想定した。発電所に関しては、2030年迄に建て替えと改修を積極的に行い、LNG火力のストック効率を上げると共に、コージェネ割合を増やすことを想定した（注3）。

活動量については、電力消費削減と同様、現状の活動水準・傾向の延長を基本に、政府の「エネルギー・環境会議」の「慎重ケース」、「低成長ケース」を参照、「素材生産・輸送拡大ケース」と「素材生産・輸送現状傾向ケース」の2つを想定した。

・試算結果

エネルギー全体の試算結果を図7-2-3、またその際の各部門の削減寄与を図7-2-4に示す。図中、省エネ対策1は「素材生産・輸送拡大ケース」、省エネ対策2は「素材生産・輸送現状傾向ケース」である。

2030年の熱・運輸燃料消費は、素材生産輸送拡大ケースでは、2010年度比約30%の削減を見込むことができる。また、素材生産輸送現状傾向ケースでは、2010年度比約40%削

減も見込むことができる。

この結果、最終エネルギー消費は、素材生産輸送拡大ケースでは 2010 年度比約 30%削減、素材生産輸送現状傾向ケースでは 2010 年度比約 40%削減も見込むことができる。省電力対策は図 4 を見るとその影響は小さいが、省電力も、最も大きなエネルギー転換部門の電力ロス削減の一部として寄与している。

2030 年の一次エネルギー供給は、発電所の高効率化・コジェネ利用などのエネルギー転換部門対策によりいずれも 2010 年度比 40%以上の削減を見込むことができる。

この想定は、機器の更新、建物の更新、一定の運用対策をベースにしている。従って、省エネは 40%が限度という結果ではない。今後、電力消費以外についても「デマンドレスポンス」その他政策手法を多用することにより、さらに省エネの拡大を図ることができると考えられる。

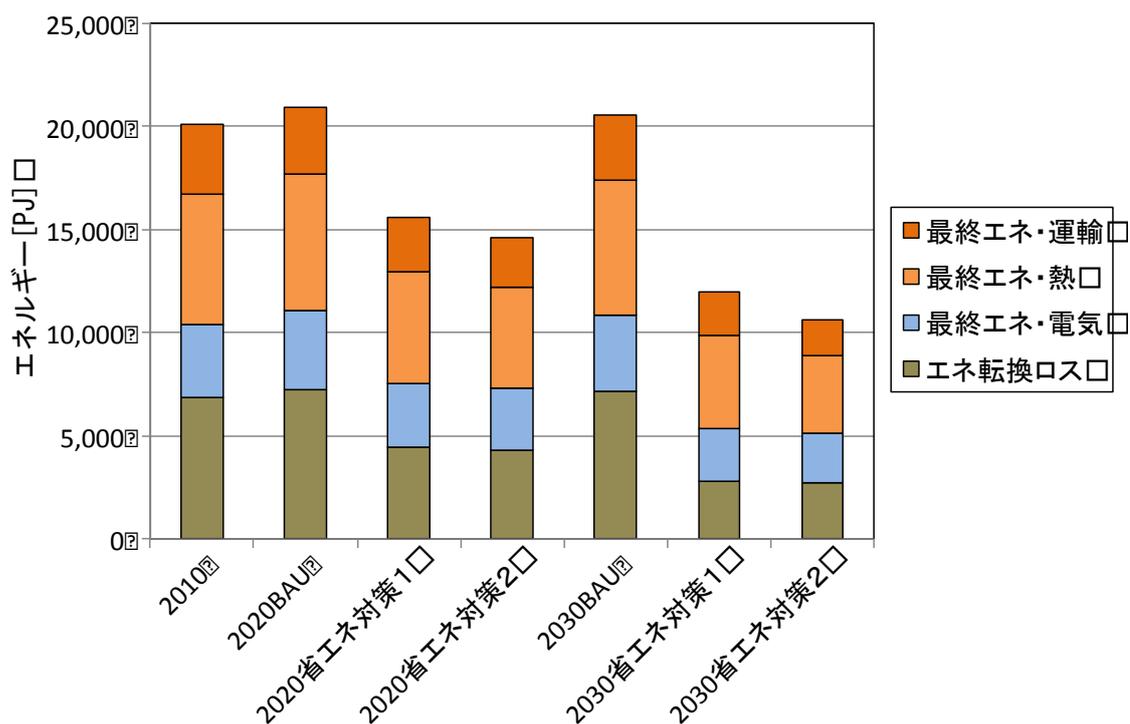


図 7-2-3 対策ごとのエネルギー量について

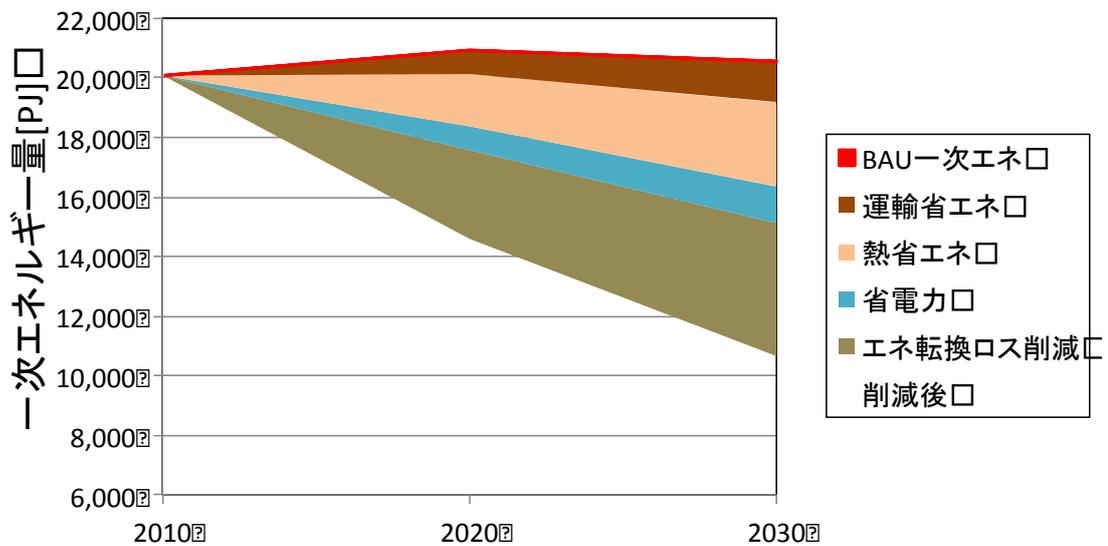


図 7-2-4 一次エネルギー対策の内訳

(参考) CO₂ 排出量

CO₂ 排出量は、再生可能エネルギーの導入割合や、電源・燃料の選択により大きく変化する。

省エネの技術的可能性があるため、再生可能エネルギー導入や、燃料転換とあわせ、原発が再稼働しないような場合において、経済に負担にならずに CO₂ 排出量の「野心的」な削減可能性がある。

・ 対策の費用対効果

省エネ対策の費用対効果をおおまかに試算する。

化石燃料輸入価格は IEA に従い、電力はエネルギー環境会議の見通しにならう²⁷

省エネが前期のように導入され、また再生可能エネルギー電力がエネルギー環境会議想定の新設ゼロケースのように導入される場合の一例として、輸入化石燃料費、国内光熱費

²⁷ 燃料・エネルギー単価の想定は以下の通り。燃料単価は、IEA のエネルギー見通し 2012 年版に従う。国内燃料価格は IEA の輸入燃料価格の上下に応じて変化するとする。発電単価は、エネルギー環境会議の新設ゼロケースの 2030 年単価に従う。ただし、再生可能エネルギーのさらなるコスト減などでさらに低下する可能性がある。

は図 7-2-5 のように、いずれも BAU（対策なし）ケースより大きく減少する。

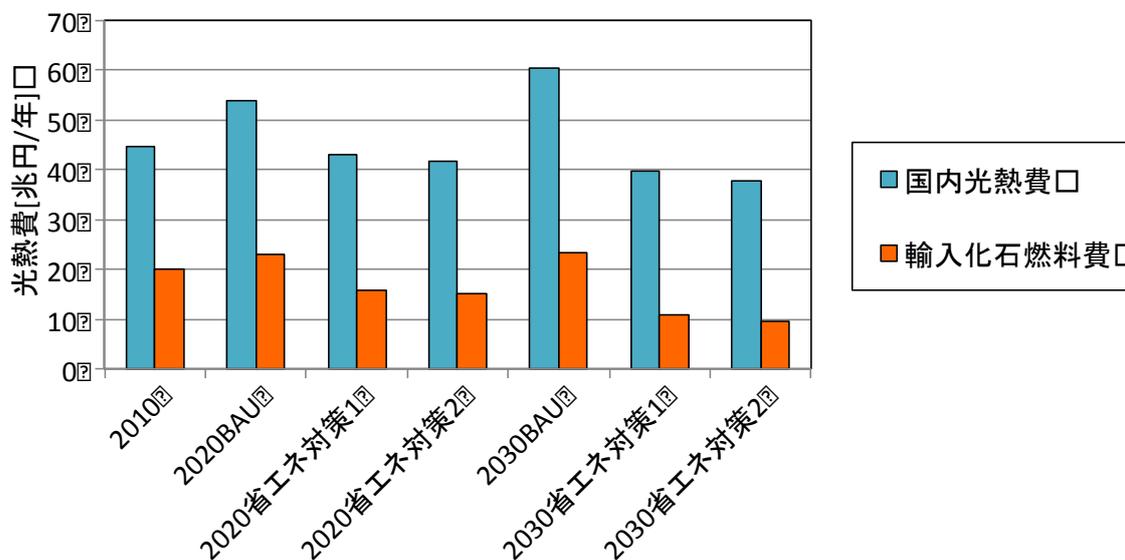


図 7-2-5 輸入化石燃料費・国内光熱費

こうした光熱費削減により、多くの省エネ初期投資は回収可能で、投資回収後までの中期でみれば、対策コストはマイナスつまり利益をうむ。2030年までの省エネ設備投資額は約110兆円で、光熱費削減額は2030年までの累積で約170兆円とすでに回収可能で、その後の期間まで入れるとさらに拡大する。投資回収年は産業の非素材製造業や業務（ただし建築を除く）では3～5年のものが主流になり、建築のような寿命の長いものを除けば費用対効果が極端に悪いものの導入を想定しなくてもよさそうである。また、運輸についても一部を除けば投資回収年が短い対策が主流になる²⁸。

・国内雇用拡大効果

省エネ投資は化石燃料輸入と異なり、国内企業への発注割合も高い。省エネ対策を「がまんの省エネ」から抜け出し、省エネ設備投資を計画的積極的に行うことで、省エネを実施する企業は光熱費を減らし損をせずに省エネ投資を拡大し、省エネ機器製造業や建築業・関連サービス業などは需要を拡大し雇用拡大を行い、再生可能エネルギー投資とあわ

²⁸投資額には未説明・不確定な部分もあるので一定の幅をもって考える必要がある。また、この試算では割引率は考慮していない。

せ、国内需要拡大と雇用拡大への寄与も期待される。

2020年までの省エネ設備投資額約70兆円が8年間毎年均等に(8.8兆円/年)行われた場合の需要創出と雇用拡大を産業連関分析で試算すると、一次効果で20兆円の需要創出と85万人の雇用創出をもたらす。またこの雇用者が消費を拡大する分の二次効果まで含めると113万人の雇用創出になる²⁹。これは自動車製造業・自動車部品製造業の雇用者数約80万人を上回るものである。

これとは別に、再生可能エネルギー産業の雇用効果は、水力を含む再生可能エネルギー電力が2020年に約20%になる場合で、約60万人との試算がある³⁰。「スマートな省エネ」へのシフトによる省エネ設備投資拡大は、再生可能エネルギー普及とともに、産業・雇用政策としても大きな意味を持つものである。

まとめ

- ・省エネ対策について、電力消費と、それ以外を含むエネルギー全体について試算した。対策は既存の省エネ技術を前提に、機器と建築の更新改修が中心とし、生産や労働環境に影響を与えないような運用対策を一部考慮する。苦しい我慢の省エネは基本的に考えない。
- ・省エネ対策により、2030年に電力量の3割削減は無理なく行うことが出来る見通しである。この想定は運用対策を細かく掘り下げていないので、省エネは30%を限度とする試算結果ではない。今後「デマンドレスポンス」などの手法を多用することにより、運用対策について「我慢」ではなく削減効果を継続できる手法を選択することにより、さらに省エネの拡大を図ることができると考えられる。
- ・発電ロス対策、熱・燃料対策を含むエネルギー全体についても検討したところ、2030年に最終エネルギー消費量の3割削減、一次エネルギー供給の4割削減は無理なく行うことが出来る見通しである。これも運用対策の掘り下げにより、さらに拡大を図ることができると考えられる。

²⁹産業連関分析の雇用効果については、労働者のミスマッチがあり、得られた数だけ雇用が純増するものではない、完全雇用であれば他の産業から労働力を奪うなどの批判もある。一方で日本の完全失業者が2012年12月で259万人、完全失業率が4.2%(総務省労働力調査)、学卒未就職11万人(同)など、若年層の失業やいわゆる「ワーキングプア」も問題になっている。地域によっては原発や公共事業に依存、中期的に労働力シフトを求められるところもある。今後、民需に基づく新産業創出・雇用確保が課題であり、省エネ産業は再生可能エネルギー産業とともにその役割を果たすことが期待されている。

³⁰低炭素社会構築にむけた再生可能エネルギー普及方策検討会報告書(2009年2月)、小野善康・松原弘直・小川敦之「エネルギー転換の雇用効果」(ディスカッションペーパー)。小野らの試算は失業がある場合と明記。

- ・省エネ対策により、輸入化石燃料費、国内光熱費ともに、対策を行わない場合に比較して大きく削減できる。また、省エネ対策の費用対効果を試算すると、全体として投資回収可能、つまり中期的には利益をうむものである。とりわけ産業（非素材）・業務・運輸は短期の投資回収年の対策が中心になるとみられる。
- ・ここでの試算はいずれも技術的可能性であり、政策の導入によりその実現が促進され、確実化されていくものである。

注 1 : 電力の省エネの導入技術水準

この試算では、建物や機器が更新・大規模改修の際に省エネ型に置き換わっていくことを想定している。

各部門の電力消費の省エネについては、以下のように想定している。

表 7-2-1 電力消費の省エネ想定

主な部門	機器の省エネ技術導入などの想定	運用想定
素材製造業	・優良工場レベル（省エネ法ベンチマーク）を 2030 年には全工場平均が達成していると想定。	2011 年度の省エネ実績。
非素材製造業	・優良取り組み（環境省自主参加型排出量取引での更新・改修）を 2030 年には全工場で実施していると想定。 ・工場におけるユーティリティ設備（従業員むけ空調・照明など）の省エネは、業務部門の対策を参考にした。	2011 年度の省エネ実績。
業務	・建築は、新築と大規模改修の際に省エネ建築が導入されると想定した。 ・機器は、更新の際に省エネ製品が導入されると想定した。	2011 年度の省エネ実績。
家庭	・建築は、新築と大規模改修の際に省エネ建築が導入されると想定した。 ・機器は、更新の際に省エネ製品が導入されると想定した。	2011 年度の省エネ実績。
運輸旅客	・鉄道車両が更新の際に省エネ型に置き換わると想定した。 ・なお、電気自動車の燃費は二次エネルギー（電気）で計算した。	

注2 活動量の想定

活動量は以下の2つを想定した。

表 7-2-2 活動量の想定

	活動量	電力化に関する部分
素材生産・輸送拡大 ケース	・エネルギー環境会議「慎重ケース」	
素材生産・輸送現状 傾向ケース	・エネルギー環境会議「慎重ケース」 ・粗鋼生産量、セメント生産量、貨物輸送量は「低成長ケース」	鉄鋼の電炉割合増（全体の5割） 電気自動車普及（全体の2割）

注3：熱利用・運輸燃料消費の導入技術の水準

この試算では、建物や機器が更新・大規模改修の際に省エネ型に置き換わっていくことを想定している。

各部門の熱利用・運輸燃料消費の省エネについては、以下のように想定している。

表 7-2-3 熱利用・運輸燃料消費の省エネ想定

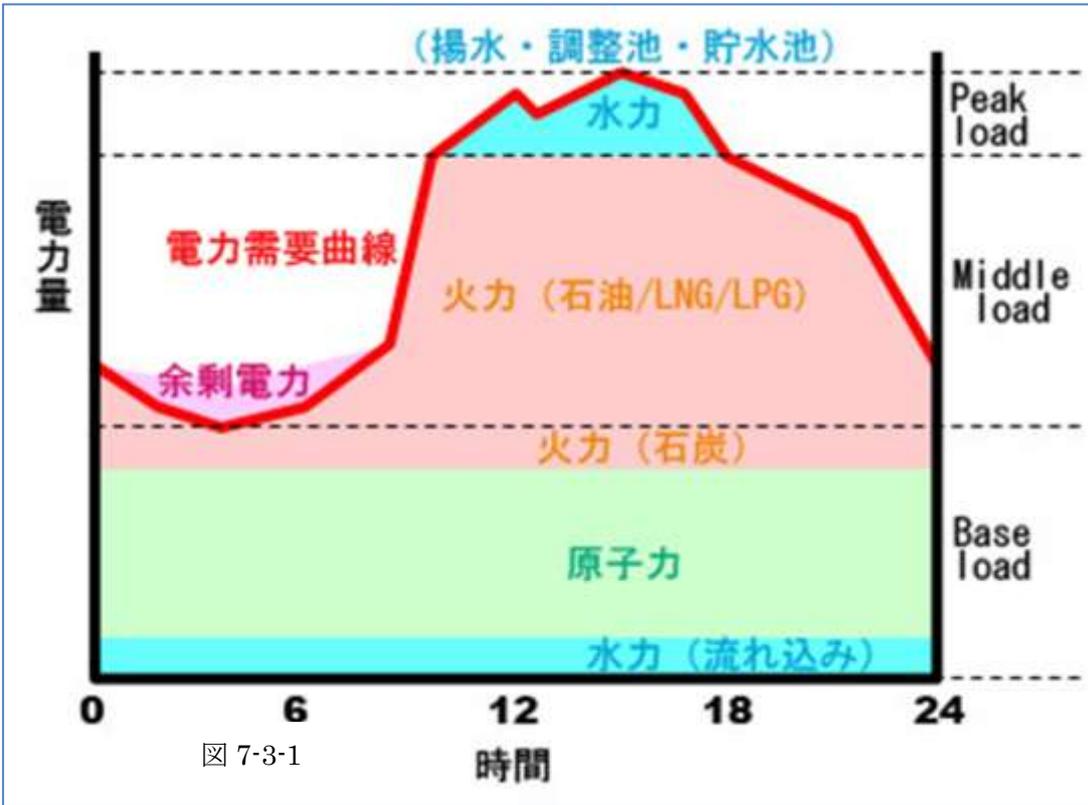
主な部門	機器などの想定	電力化想定*
素材製造業	・優良工場レベル（省エネ法ベンチマーク）を2030年には全工場平均が達成していると想定。	電炉の拡大（表 7-2-2 参照）
非素材製造業	・優良取り組み（環境省自主参加型排出量取引での更新・改修）を2030年には全工場で実施していると想定。 ・工場におけるユーティリティ設備（従業員むけ空調・照明など）の省エネは、業務部門の対策を参考にした。	
業務	・建築は、新築と大規模改修の際に省エネ建築が導入されると想定した。 ・機器は、更新の際に省エネ製品が導入されると想定した。	
家庭	・建築は、新築と大規模改修の際に省エネ建築が導入されると想定した。 ・機器は、更新の際に省エネ製品が導入されると想定した。	
運輸旅客	・車が更新の際に、ガソリン車などの省エネ型に置き換わると想定した。 ・鉄道・船舶・航空も更新時に省エネ型に更新することを想定した。	・電気自動車の拡大（表 7-2-2 参照）

*この対策は「素材生産輸送現状傾向ケース」のみ。

3 デマンド・レスポンス (DR) の推進

(1) 供給側からのみの視点で構築されきた日本の電力システム

ア 日本の典型的な1日の電力需要曲線



日本の典型的な1日の電力需要曲線は、この図に示されているように、時間帯によって大きく変動する。ちなみに、この図の縦軸は、瞬間電力量 (Kw) であり、横軸は、時間 (h) である。すなわち、エネルギーとしての電力量 (Kwh) は、この曲線 (Kw) と横軸 (h) の間の面積によって表されているのである。言い換えると、エネルギー需要としての必要電力量 (Kwh) は、電力需要曲線よりも下の部分の面積、電力需要曲線 (Kw) と横軸 (h) の間の面積によって表されているということになる。

さてそこで、今度は、電力需要曲線よりも下の部分を、幾何学的な図形として眺めてみたい。この図形で大切なのは、エネルギー需要としての必要電力量 (Kwh) を表している、その面積であった。そこで、その面積を維持しつつ、この図形を長方形に変形することを、思い描いてみたい。すると、この図形は、山が低くなり、谷が盛り上がるという方向で、変形できそうである。言い換えると、もしも、この (必要な) 面積 (Kwh) を維持しつつ、電力需要曲線 (Kw) を限りなく平坦に近づけることが出来れば、必要な

エネルギー需要 (Kwh) を満たしつつ、瞬間電力量 (Kw) の最大値 (ピーク値) は、この図が示しているような大きな値を必要としないということに気づくのである。

イ KW ピーク需要に供給側からのみ応答しようとしてきた安定供給体制

日本の電力システムは、「安定供給体制」と呼ばれてきたように、瞬間電力需要の最大ピーク値を賄うる発電設備を予め備えて、そのピーク需要を待ち受けるという、万全の体制であった。万全の体制であった証拠に、我々は、日常的には、停電を経験したことがなく、さらに、電圧・周波数ともに極めて安定した高品質の電力を、湯水のごとく消費できていた。

ところが、この体制は、大きな問題を抱えていた。それは、年間数日の、それも日に数時間の年間最高ピーク需要に備えた、膨大な遊休設備を抱え込まなければならない体制でもあるという問題である。

なぜ、「膨大な遊休設備」とみなすかというと、年間数日の、それも日に数時間の、年間最高ピーク需要に備えた設備であるため、年間にして、せいぜい10数時間だけしか必要とされない、つまり、他の膨大な時間にはまったく必要とされない設備であるからである。

(2) 需要側から応答して電力需要曲線を平坦にしようとする DR

ア ピークカットとピークシフト

日本の典型的な1日の電力需要曲線 (Kw) で見たように、電力需要は、1日24時間で、大きく増減する。そして、もしも、電力需要曲線 (Kw) を限りなく平坦に近づけることが出来れば、必要なエネルギー需要 (Kwh) を満たしつつ、瞬間電力量 (Kw) の最大値 (ピーク値) を低く抑えることが、可能となるのであった。

具体的にどうするかというと、そのピーク時間帯 (午後1時から3時) の需要を抑えたり、あるいは、ピーク時間帯の需要を、需要の少ない時間帯に移すことを行えば良い。前者の方法を、ピークカットと言い、後者の方法を、ピークシフトと言う。

このピークカット、ピークシフトを行うためには、「消費電力の見える化」と「消費電力の制御」が要請されるのである。「消費電力の見える化」と「消費電力の制御」を備えた、需要に注目した仕組みを、DSM (Demand Side Management) と呼び、それを具体的に支えるピークカット、ピークシフトに対する協力金支払いを含む経済合理的な仕組み

みを、DR (Demand Response) と呼ぶ。

イ ピーク需要から削減した電力を発電とみなすネガワットという考え方

ピーク需要の発生する時間帯は、瞬間電力量 (Kw) の需給が、逼迫している可能性が高い。そのような逼迫を解消するには、発電量を増すか、需要を削減するしかない。逼迫時には、発電量は最大限に発電しているからこそ逼迫しているのであり、需要の削減でしか対応できない状況こそが、想定される状況である。

そのような状況に於いては、需要の削減は、需給のバランスを取ると言う意味からは、発電量が増したと等価であるとみなすことができる。このように、重要の削減を、あたかも発電とみなす考え方によって、発電量とみなされた、需要の削減量を「ネガワット」と呼ぶ。

ウ ネガワット買取り・ネガワット取引・ネガワット市場

発電量とみなされた、需要の削減量「ネガワット」は、供給側 (電力会社) が、需要側 (消費者) から、買い取る。これを、「ネガワット買取り」と称する。通常は、30分、あるいは、1時間と言った単位で、例えば、1 Kw の削減を継続した場合、0.5 Kwh、1.0 Kwh のネガワットとして、対価が支払われることになる。誤解してはならないのは、この対価は、0.5 Kwh、1.0 Kwh を消費しなかったことによる、請求額からの減額のことでない。この減額は、消費しなかったのであるから、当然のことであり、その減額に加えて、さらに、ある金額が、いわば「協力費」として支払われるということになる。実際、ピークシフトの場合は、別に時間帯で、電力消費そのものは、別途なされるわけであるから、時間帯別料金による差が生じるかもしれないが、請求額からの減額の意味は、無いといってよい。従って、「協力費」として支払の意味が大きいのである。

そうなると、この「協力費」支払の原資は、どこからもたらされるのかと言う疑問が出てくると思われるが、それは、この発電=ネガワット発電と等価な発電を行うべき発電所を建設していないにも関わらず発電できたということから、その本来ならば建設しなければならなかった発電所の建設費用に相当する金額を原資とするのである。

さて、具体的なネガワット買取りが、どのように行われるかという点、電力会社は、年間に渡る各日付ごとの過去の電力需要実績に、その日が今年は何曜日に当たるかに

よる差、さらに直前の天気予報等を勘案して、例えば、次週の各日毎、各時間帯毎の需要予測を行う。そして、需給の逼迫が予想される場合には、需要家に対して、各日毎、各時間帯毎に、「ネガワット」発電を募集することになる。

さらに具体的にいうと、この募集は、入札方式によってなされるのが通常である。募集に応じる需要家は、何日の何時から何時の間に何 Kw を何円でネガワット発電すると申し入れるのである。電力会社は、安い入札分から徐々に高値の入札分まで買取り（物理的に実際は予約）を行なっていく、十分に需給バランスが取れる見込みが立つまで、買取りを続ける。このような募集のプロセスを、単純な買取り以上のものだとして、「ネガワット取引」と呼ぶ。

さて、ここで、需要家が、この制度に応募してくる、つまり、この取引に応札してくる動機は何であろうか？ それは、需要家が、ピークカット、ピークシフトすることにより被る、生活上、生産活動上の、不便や不利益が、買取価格より少ないという決定による。つまり、このことは、この制度によれば、需要の削減が、強制力や、自己犠牲的ボランティア精神に依存すること無く、経済合理性に従って、行われることになることを意味しているのである。

さらに、もっと具体的にこの制度が進むと、買い取る側の電力会社は複数となり、複数の電力会社が、複数の需要家が応募してくる「ネガワット」発電量を、競争的に買取り合う、いわば、公正な「ネガワット」市場が、成立してくる。というか、成立させなければならない。そして、この「ネガワット」市場で取引される「ネガワット」発電量は、別途、成立しているはずの、通常の発電量が取引される、同じく公正な「ポジワット」市場（「メガワット」市場と通常呼ばれる）と連動し、同一日の同一時間帯の電力は、同一価格で取引が成立しなければならない。というか、成立するはずである。

この、「ネガワット」市場と「ポジワット」市場の価格の同一性は、極めて重要である。つまり、よしんば、発電設備に余力が有るような場合においても、その発電設備の発電コストが高価な場合は、その発電設備で発電して「ポジワット」を調達するのではなく、「ネガワット」市場から、調達するほうが、経済合理性に叶うということを作り立たせるからである。これによって、需要の削減が、強制力や、自己犠牲的ボランティア精神に依存すること無く、供給側からの経済合理性に従っても、行われるようになるのである。

ここで、ひとつ断って置かなければならない事がある。それは、「ネガワット」発電量

は、元々、削減量であるから、どの値から削減したのかという、基準値(ベースラインと呼ばれる)を必要とする。様々な、ベースラインの決め方が、提案され、行われているが、例えば、前週・前前週、併せて14日間の電力需要量の上位3日の需要量の単純平均を取って、それをベースラインとするというのも、一例として知られている。ただし、ベースラインの決め方は、公的機関が決定し、公開しないでいて、不正の行われる懸念を払しょくする必要があるとも言われている。

(3) 日本での DR 導入実績

ア 2012年 東電ビジネス・シナジー・プロポーザル

2011年12月27日付けの経済産業省「電力システム改革タスクフォースの論点整理」と言う文書によれば、DR は、論点ではなく、ただ、実施するとうたわれている。それを受ける形で、東京電力は、2012年1月から、DR を実施するための「ビジネス・シナジー・プロポーザル」を募集した。3月に、8社がアグリゲータとして選定され、2012年夏に DR を実施した。

その実施状況を、以下にまとめる。

- ① DR 契約電力は約 60,000kW (5 アグリゲータ)
- ② 発動日は 2012/9/5、2012/9/18 の日程で発動
- ③ 削減実績は未公開。契約の 100%以上を達成したアグリゲータも存在しており、信頼性のある供給力とみなせることが判明

イ 2012年夏 関電ネガワット取引

2012年2月より始まった、大阪府市エネルギー戦略会議と関西電力との協議の結果として、関西電力は、2012年夏の需給逼迫時に、ネガワット取引を行うことを約束した。

その実施状況を、以下にまとめる。

- ① DR 契約電力は約 5,000kW (16 アグリゲータ)
- ② 発動日は 2012/8/30、2012/9/5 の2日間で、2グループに分けて発動
- ③ この発動では、そもそも 62%の顧客 (DR 契約電力: 2,658kW) が参加しており、実績として 90%以上の削減が達成され、信頼性のある供給力とみなせることが判明

ウ 2012年～13年冬 北電 DR

その実施状況を、以下にまとめる。

- ① DR 契約電力は約 3,500kW (5 アグリゲータ)
- ② 発動日は、2013/1/22 現在で 2012/12/20 に発動

さて、これらの実施状況から浮かび上がってきている、DR 全体の問題点としては、以下が、指摘されている。

- 1) DR よりも費用対効果の合わない電源を稼働させることで供給をしている場合があり、今後、DR の発動条件を整備する必要がある。
- 2) その際には報酬単価の設定と、ベースラインの検討を、電力会社主導ではない形で公に議論される必要がある。
- 3) また、DR は①系統安定目的と②経済合理目的の 2 つがあり、系統逼迫時のような①の DR は、電力会社の営業部門ではなく、系統運用部門から要請される必要がある。

いずれの問題点も、DR が、ネガワット市場の未整備、ポジワット市場との未整合の中で、各電力会社で個別に行われており、ネガワット取引が、公設の公正な取引となっていないことに起因すると思われる。電力自由化の一環として、DR が、さらに公的な制度として、整備・推進されることを、強く要請したい。

第8章 化石燃料の高度利用

1. 本エネルギー戦略における位置づけ

将来に向けて我が国の電源構成における原子力発電の比率をいかにするとしても、再生可能エネルギーによる発電ですべての電力需要を賄うことは不可能であり、化石燃料を使った火力発電は重要な役割を持ち続ける。

また、現時点で、原発は大飯3、4号機しか稼働しておらず、火力発電で電力需要を賄っているのが現実である。第9章で詳述するように、このまま原発を稼働しない場合、化石燃料の費用が電力会社の経営に大きな影響を与え、ひいては国民への電力料金値上げにつながり国民生活を直撃する問題になりかねない。

このように、化石燃料の問題は短期的にも長期的にも重要性を有し、その高度利用をいかに図るかは、本エネルギー戦略を考えるにあたり避けて通ることができないテーマである。

2. 化石燃料の問題を考える前提

(1) 全エネルギーに占める電力の割合は半分以下でしかない。

本エネルギー戦略では、電力問題を中心としているが、化石燃料問題を考えるにあたっては、全エネルギーにおける電力の割合をあらかじめ認識しておく必要がある。

化石燃料に代表される一次エネルギーが、どれだけ発電用エネルギーに投入されたかを表す供給側電力化率は、43.6%（2010年）³¹である。このことからわかるように、電力に使われる化石燃料の問題だけを論じたとしても、それは化石燃料問題全体からすれば一部でしかない。

化石燃料の高度利用を考えるにあたっては、今の発電機を効率化することだけがテーマではない。

(2) 化石燃料による発電コストが高いのは、燃料の購入費が高いことによる。

第9章で詳述するように、電源ごとの発電コストをみると、火力発電はおしなべて原発よりも高い。その原発の発電コストが正当なものかの評価は第10章に譲るが、化石燃料による発電コストが高いのは、発電効率が悪いというよりも、利用する燃料の購入費が高いことによるところが大きい。

³¹ 資源エネルギー庁「平成22年度（2010年度）におけるエネルギー需給実績（確報）」

例えば、天然ガスについてみると、アメリカではシェールガス革命で価格が下落しているにもかかわらず、日本では、東日本大震災後、価格がますます上昇し、現在では両国には8倍もの価格差があるとされる³²。

(3) 化石燃料による火力発電は、地球温暖化問題が避けられない。

火力を使った発電は、CO₂ の発生が避けられないため、地球温暖化対策との関係が生じる。橘川によれば、各種発電プラントの CO₂ 排出原単位 1 kwh 当たり、石炭火力が 0.990kg - CO₂、石油火力が 0.733kg - CO₂、天然ガスコンバインドサイクルが 0.509kg - CO₂ となるのに対して、原子力は 0.011~0.022kg - CO₂ とされる³³。

原子力発電の新たな機能として、地球温暖化対策の柱である CO₂ 排出量削減に貢献するという点が注目されるようになったのは、このような事情によるものであったと指摘する。

日本では、東日本大震災以降、電力需給問題が国民の関心事となり、地球温暖化問題は横に追いやられた感があるが、地球温暖化問題も避けて通れないテーマであることには変わりない。

3 天然ガスコンバインドサイクル発電の促進

(1) 冒頭で述べたように、今後も、化石燃料による火力発電はその役割をすべて失うわけではない。そこで、化石燃料による火力発電を行うにしても、その形態は CO₂ 排出量が少なく効率のよい天然ガスコンバインドサイクル発電を中心に据えるべきである。

しかし、天然ガスコンバインドサイクル発電を中心に据えるとしても、次の問題がある。

(2) 第1に、天然ガスの調達コストの点である。

日本では天然ガスの自給ができないため、海外から輸入することになるが、その調達コストが上で述べたように非常に高い。

その原因には、まず、マイナス 162°Cまで冷却して液化（液化天然ガス（LNG））して専用タンカーで運ばなければならないこともあるが、もう1つ重要なこととして、契約の問題がある。

日本の LNG 調達契約の中心は、原油価格連動の価格決定方式による長期契約となっている。2012年12月の経済産業省・電気料金審査専門委員会でもそのことが指摘され、資料によると日本の LNG 輸入における約8割が長期契約によるものであるとされる。シェール

³² 経済産業省 総合資源エネルギー調査会総合部会 第12回電気料金審査専門委員会資料
日本エネルギー経済研究所 小山堅氏「LNG 調達の現状と課題」

³³ 橘川武郎『電力改革—エネルギー政策の歴史的な大転換』講談社、2012年

ガス革命で、米国では天然ガスの価格下落の兆しが見えるなか、日本では原油価格高騰でそれに連動して LNG 価格が上昇し、そのことが大きな価格差となっていることが大きい³⁴。

これについて、橘川は日本の電力会社はバイイングパワー（購買力）を発動できる仕組みを構築すべきであると指摘する³⁵。韓国では、韓国電力の必要分まで韓国ガスが購入する仕組みを作り上げているという。電力会社であろうとガス会社であろうと、天然ガスを安く調達したいということについては異ならない。電力会社・ガス会社の垣根を越え、バイイングパワー（購買力）を発動できる仕組みを構築すべきである。

（3）第2に、国内においては、電力会社において発電所の天然ガスコンバインドサイクル化を促していくべきである。

関西電力の説明によると、姫路第2発電所ではコンバインドサイクル化することによって、発電端熱効率が42%から約60%に向上し、発電電力量あたりの燃料費を約30%低減できる見込みだという³⁶。

このことは、今後も火力発電を維持していかなくてはならない電力会社の経営に大きな意味を持つ。

関西電力も、「会社の経営としてはそういう競争力強化のためにむしろ効率の悪い火力を効率のいい火力に変えていく」というのが「会社の経営方針」だとしている。

そして、このコンバインドサイクル化のためにネックとなるのが、地元の理解、環境アセスメントに時間がかかることを指摘している。

大阪府では、現在、民間事業者が発電所を建設するための基準の一部を緩和するための要綱案を府議会に提出する予定である。しかし、電力会社が保有する1基50万kw規模の発電機の設置に係る環境アセスメントには環境影響評価法の手続きが必要である。そこで、国における法の基準緩和および運用の是正も検討の視野に入れるべきである。

4 コージェネレーションの促進

（1）化石燃料の高度利用を考えるにあたっては、電力に限らないエネルギーの利用率を向上させることが有効である。石井によると、発電効率が良いとされる天然ガスコンバインドサイクル発電でも、数十km以上の送電に伴う輸送損失を含めると熱量の40%は無駄

³⁴ 経済産業省 総合資源エネルギー調査会総合部会 第12回電気料金審査専門委員会資料
日本エネルギー経済研究所 小山堅氏「LNG調達の現状と課題」

³⁵ 橘川武郎『電力改革—エネルギー政策の歴史的転換』講談社、2012年

³⁶ 経済産業省 総合資源エネルギー調査会総合部会 第12回電気料金審査専門委員会 関電提出資料

に捨てられてしまうという³⁷。

この廃熱を有効利用することでエネルギーの高度利用を図るのが、コージェネレーションである。

(2) コージェネレーションは、産業用に適した内燃機関（ガスコンバインドサイクルもその一つ）を使ったものから家庭用に適した燃料電池を使ったものまであり、それぞれの用途に応じた展開が可能であり、コージェネレーションを活用すれば、エネルギーの利用率は75～80%にもなるとされる³⁸。

そして、コージェネレーションは電源の分散化を促進することになるため、緊急時のリスク分散化にもつながる。これまでのように電力会社の集中型大規模発電所からの送電ということだけであれば、東日本大震災後にそうであったように、その発電所の稼働が停止すれば地域全体が停電を強いられることになりかねない。現代社会において、電気を使えなくなることは、たちまち人の生命にかかわることにもなるので、分散型の電源確保は重要な課題である。

また、コージェネレーションは、再生可能エネルギーによる発電シェア拡大にも寄与するといわれる³⁹。太陽光発電や風力発電は、天候によって不安定になることが避けられないが、地域単位で太陽光発電や風力発電を取り込み、バックアップ電源としてコージェネレーションを組み合わせることでIT技術を使って発電量の最適化を図るスマートグリッドを構築できれば不安定なものではなくなり、重要な電源となる。このことにより、再生可能エネルギーの活用領域が拡大し、再生可能エネルギーの普及につながると考えられる。

さらに、コージェネレーションでは、現在でも日本メーカーが高い技術を有するが、このような取り組みでコージェネレーションの機能向上を図ることができれば、単に機器としてだけでなくシステム全体として世界各国に売り出していける商品になると期待できる。

(3) もっとも、コージェネレーションはその技術が発展途上で、普及が始まったばかりであるから、いまだその導入コストが高い。現在、再生可能エネルギーに対する補助金が話題の中心となっているが、コージェネレーションも普及が進めば低価格化が大いに期待される。再生可能エネルギーへのものだけでなく、コージェネレーションへのきめ細かい普及促進策も特にスタートアップ期である現在には有効である。

³⁷ 石井彰『エネルギー論争の盲点－天然ガスと分散化が日本を救う』NHK出版、2011

³⁸ 一般財団法人 コージェネレーション・エネルギー高度利用センターHP より

³⁹ 石井彰『エネルギー論争の盲点－天然ガスと分散化が日本を救う』NHK出版、2011

また、地域でのスマートグリッドは、再生可能エネルギーとコジェネレーションとを組み合わせることで化石燃料の高度利用をもたらす可能性を秘めているものである。地方自治体が主体的に取り組んでいくことのできる課題であり、前向きに検討していくべきである。

1 エネルギー戦略の要としての電力システム改革

電力システム改革とは、電力を作り、送り、売り、使うことを巡る一連の仕組みを改めることである。このエネルギー戦略において電力システム改革が重要なのは、3.11 を経てこれまでの仕組みが抱える様々な問題が表面化したからである。

これまでの日本の電力市場は実質的に独占であり、限られた数の電力会社（一般電気事業者）に多くが委ねられてきた。その結果、消費者に選択肢が与えられず、実質的電気料金は世界的に見ても高かった。消費者が必ずしも望まない原子力発電への依存が、立地交付金や総括原価方式に守られて進んだ一方で、新規参入者や地域が主導すべき再生可能エネルギーの導入は、系統接続の問題などに阻まれて進まなかった。

独占は電力の安定供給のために不可欠との意見も根強い。しかし、3.11 を受けて供給力不足が生じた際には、価格を変動させることにより需要を柔軟に調整することができず、一方的な計画停電や一律の使用制限に頼り、消費者に大きな負担を与えた。地域独占の下、送電網の広域運用に頼らない前提であったことも、需給ひっ迫を助長した。そして供給不安が生じ、電気料金が値上げされても、消費者は供給者を変更できないことに気づいた。

従って、改革すべきは事故を起こした原子力発電だけでなく、それを包含する電力システム全体なのである。ネットワークや市場メカニズムの力を活用することにより、再生可能エネルギーやコジェネなどの分散型電源を効果的に導入し、消費者に多様な選択肢やピークシフトへのインセンティブを与え、と同時に安定供給を確保する。こうして、消費者を主役とする新たな仕組みに構築し直すことが、電力システム改革の理念である。

このような改革を実現すれば、電力システムに直接参画する事業者や消費者だけでなく、社会全体に幅広い便益をもたらすことが期待される。再生可能エネルギーの普及やエネルギー効率の向上、それらによるエネルギー自給率の向上や地球温暖化への対策、発電の効率化や送電の高度化などのイノベーション、それらによる雇用創出や国際競争力の向上。これらを実現する手段としても、電力システム改革は不可欠である。

2 小売り分野における選択肢の拡大

3.11 を経て我々消費者が気付いたのは、電力の分野では消費者の選択肢が余りにも限られているということだった。家庭などの小口需要家は、今でも電力会社を選ばず、電源を

選べず、料金メニューやサービスの多様性はないに等しい。自由化されたはずの大口需要家については、「事実上の独占」が続いている。電力会社が消費者から選ばれていない結果、非効率をもたらされ、真にお客様のことを考えない経営判断にも繋がりがねない。消費者に選択肢を与えることが、電力システム改革の出発点になる。

小売り全面自由化

欧米諸国では、電力の小売り市場が全面自由化されていることが珍しくない。ドイツでは 1998 年に全面自由化が実施され、現在では一般の家庭が 100 社以上の選択肢の中から小売り会社を選ぶことができる。消費者は、電気料金の多寡、電源構成やサービス、会社イメージによって、供給者を自由に選び、変更することもできる。選ばれない可能性があることが、供給者に緊張感を与え、効率化やサービスの向上へのインセンティブを与える。

日本でも、小売り全面自由化を実施し、家庭まで含めてあらゆる消費者に電力会社の選択権を与えるべきである。現在は、全体の 4 割を占める小口需要家市場が法定独占のまま、「部分自由化」の状態にある。家庭まで含めて開放することにより、小売り事業者（新電力）は、あらゆる消費者に電気を売れるようになる。そこには価格競争が生じると共に、サービス競争も生じる。料金メニューが多様化し、時間帯別料金やピーク時料金も一般的になるだろう。

料金規制の撤廃

小売市場が独占であった時代には、料金規制により消費者を独占事業者から守る必要があった。しかし競争を基本にするのであれば、小売り事業者に価格設定の自由を与えなければならない。小売り全面自由化に料金規制の撤廃が伴うことにより、価格競争や DR などのサービス競争が生じ、選択肢が拡大するからである。

料金規制を撤廃すれば、変動のリスクとも隣り合わせになる。また、平均すれば電気料金が上がらなくとも、一部の消費者の電気料金は上がる可能性がある。自由は責任を伴うものであるから、料金メニューや電力会社の選択肢を与えられた消費者は、自らこれらのリスクと向き合うことが求められる。

とは言え、多くの消費者は供給者よりも小さく弱いため、適切な消費者保護を行うべきである。消費者に対して選択肢や切り替えについての周知・広報を行うこと、小売り事業者に情報開示を徹底させることなどが考えられる。また、支配的小売り事業者に最終保障

サービスメニューを用意させると共に、離島などの系統に接続されていない条件不利地域についてのユニバーサルサービスを維持するため、必要最低限の補助を行うべきである。

特に小売り全面自由化の過渡期においては、競争が十分に生じず、市場メカニズムが働かないと考えられるため、細心の注意が必要である。小売り事業者から十分な情報が提供されているか、価格つり上げなどの反競争的行為が行われていないかといった点を、独立規制機関が監視し、指導することが不可欠である。

デマンドレスポンス（DR）の推進

小売り分野の活性化は、単なる価格競争に止まらず、小売りサービスの高度化をもたらすと期待される。その典型例が、第7章でも触れたDRである。

これまでの電力システムでは、供給者（発電側）が需給調整に全責任を負うことが前提となっており、需給ひっ迫時に消費者に協力してもらおうという発想に乏しかった。それが過剰な発電設備（調整用電源）の維持を招き、総括原価方式がその負担を消費者に転嫁してきた。

しかし3.11を経て、電力消費者のマインドは変わった。供給に合わせて需要を変化させることが、ごく普通のことになった。夏季のクールビズやエアコンの28度設定は当たり前になり、工場の稼働時間の見直しやお昼休み時間帯のシフトを行っている企業もある。このような能動的な節電行動、即ちDRが根付けば、電気料金の低減に繋がると共に、エネルギー効率の向上、更には電力の安定供給にも寄与する。

DRを推進するには、まず小売市場の開放が前提条件となる。小売り事業者あるいは専門のサービス事業者が多数参入し、多様な料金メニューやDRプログラム、ネガワット取引の仕組みを提供し、また省エネのアドバイス（EMS）を行うサービスが活発化することが期待される。

その上で、これらDR関連のサービス競争のための基盤として、スマートメーターが設置されていること、その記録情報が、個人情報保護を確保しつつ、適正に開放される必要がある。また、DRやネガワット取引に関するガイドラインが整備されることも重要である。

3 発電分野における競争促進

現状の大口需要家向け市場は自由化されているにもかかわらず、実質的な競争が生じて

いないように、法律上小売り全面自由化を実施しても、「事実上の独占」が拡大するだけの結果に終わる危険性は否定できない。現在の発電市場では、多くの電源を一般電気事業者が所有し、自らの顧客である最終消費者に対して相対取引で小売りしている。そのため新電力は、電気を売りたいくてもその商品が十分に調達できないといった問題を抱えている。消費者が十分な選択肢を手に入れ、真に自由化の便益を享受できるようにするためには、発電分野における競争促進が不可欠である。

卸供給規制の撤廃

電源開発などの卸電気事業者は、一般電気事業者に対して長期・大量の供給契約を結ぶことを義務付けられてきた。これは、発送電一貫体制の下、安定供給義務を負う一般電気事業者の発電部門を支援する仕組みであったわけだが、発送電分離を行い、発電部門に全面的な競争を導入するに当たっては、不要な規制となる。この卸供給規制を撤廃し、これまでの卸電気事業者が、自由に電力を卸売りできるようにすべきである。

また、このような規制はないものの、地方自治体が所有している水力などの発電所（公営水力）は、歴史的経緯から一般電気事業者と長期契約を結んでいるものが多い。供給区域概念がなくなり、発電分野で自由競争を行う時代においては、公営水力の電気が広く自由に卸売されることが望ましい。新電力がこのような電気を調達できるように、公営水力を所有する地方自治体に対して競争入札化を要請する。

卸電力取引の活性化

日本卸電力取引市場が創設されてから8年が経過するが、そのスポット市場の2011年度の約定総量は47.2億kWhと、日本の全電力消費量の0.5%以下に過ぎない。卸電力取引が活発に行われない結果、電力の流動性は低く、特に新規参入者は電力を容易に（入札価格に関わらず）調達できない。また、相対取引分も含めて電力価格は需給を反映しないため、需給バランスにおいて価格メカニズムの機能が期待できない。

卸電力取引を活性化するためには、圧倒的な電力供給者である一般電気事業者と卸電気事業者が市場に参加することが欠かせない。しかし一般電気事業者らの立場に立てば、卸電力取引の活性化は新規参入者を利することに繋がるため、それに協力するインセンティブは低い。従って、一般電気事業者と卸電気事業者に対して、自らの発電量の一定割合（例えば20%）を市場に売却するよう義務付けることが必要である。

また、電力取引市場の機能を高め、価格変動リスクをヘッジするために、先物取引市場を設けるべきである。さらに、信用力などについて一定の条件を満たす需要家が、直接卸電力取引所に参加し、電力の調達やネガワットの売買ができるようにすべきである。

4 送配電インフラの開放と広域化

発電と小売りで競争を起こすとしても、送配電分野では今後も独占が継続する。この独占インフラを全てのプレーヤーに開放することが、電力システム改革の大前提になる。ウインドファームやソーラーファーム、コジェネなどが、公正な条件の下で送電網に接続され、小売り事業者がスマートメーターに記録された情報を活用できることが、競争の必須条件であり、再生可能エネルギーや省エネの拡大の基盤ともなる。

発送電分離

自由化以前の時代においては、発電、小売り、送電の3分野全てにおいて規模の経済性が働くと考えられたため、一体として経営されることに違和感がなかった。これに対して自由化以後の時代においては、独占が続くのは送電分野のみである。しかし発電分野や小売り分野で他社と競合する電力会社にとって、自らの送電網を貸与するインセンティブは乏しい。そのために必要なのが、発送電分離である。

発送電分離の理想形は、発電分野や小売り分野から完全に独立した送電会社を設立する所有権分離である。発送電一貫の電力会社から見れば、送電部門（あるいは発電・小売り部門）を完全に売却することにより、所有権分離が完了する。しかしこれは、会社の分割を意味するため、当事者からの強い反対が予想され、特に電力会社が私有・私営の場合には、私的財産との調整も必要になる。実際にドイツでは、民間企業である電力会社が所有権分離に反対し、10年程度の交渉の期間を要した結果、現在ではほぼ完了している。

日本でも、電力会社に対して所有権分離を要求すべきである。発電や小売りをを行う事業者が送電網を所有することを禁止し、送電事業の認可を下さないこととする。現在の発送電一貫の電力会社に対しては、5年間といった移行期間を与え、この間に送電網の処分方法を検討させる。できる限り速やかに、持ち株会社化して送電子会社を置く法的分離を実行させた上で、5年以内に所有権分離を行わせることとする。

リアルタイム市場の創設

発送電分離の結果、送電会社は発電設備を所有しなくなり、系統運用業務に専念することになる。これまでは、1つの電力会社が送電網と発電設備の双方を所有しかつ運用することにより、「発送の協調」が図られ、安定供給が維持されてきたと説明されてきた。そのため発送電分離をすれば、安定供給に責任を持つ主体がいなくなる、結果として停電が起きるといった批判がなされてきた。

発送電分離後の電力システムでは、送電会社が安定供給に責任を持つが、基本的に市場を通して需給をバランスさせることになる。電力の需給は、前日の卸電力取引市場（スポット市場）において、発電会社と消費者との間で入札を通して大まかにバランスされる（計画値同時同量）。そして当日の最終的な調整（実同時同量）については、送電会社自らがリアルタイム市場を通じて調達する。リアルタイム市場には、発電会社が事前に調整電源（供給予備力）を入札し、待機させておく。送電会社はこの調整電源を価格に応じて調達することで、あるいは供給過多の場合には発電を止めさせることで、需給バランスを達成する。

日本でも発送電分離に伴い、リアルタイム市場を創設すべきである。送電会社がリアルタイム市場を運営することにより、調整電源の調達が限界費用ベースで行われ、発電設備の効率的な運用がなされ、電気料金の低減に寄与する。更に、需給ひっ迫時に価格が上がることにより、消費者には消費量を減らす（ネガワット取引をする）インセンティブが生じる。このように、市場メカニズムを活用して需給調整を行うことにより、過剰な発電設備を廃棄した上で、柔軟な形で安定供給が実現される。これが可能なのも、送電会社が出立で、全ての電源を平等に扱うからである。

系統運用の広域化

発送電分離により送電網の中立化が進んだとしても、全国で10の送電会社ができるだけでは、十分な効果は期待できない。送電ネットワークには強い外部性が働くのであり、広域運用を行うことにより、これまでの独占地域をまたいだ効率的な需給調整が期待できる。それは、風況の良い北海道に風力発電を建設し、需要が多い東京に送電するといった形で、出力が不安定な再生可能エネルギーの導入にも貢献する。

所有権分離をされた送電会社が自らM&Aを進めることにより、巨大な送電会社が誕生し、広域運用に積極的に対応していくことが、理想的である。規制当局は、民間の送電会社が統合を進めるようインセンティブを与え、誘導することが求められる。

しかしそれには、ドイツで10年間を要したように、長い時間がかかる。送電会社の物理

的な広域化が進むまでの間は、全国的な広域系統運用機関を創設し、そこに広域的な系統運用機能を委任することにより、機能的に広域化を進めるべきである。広域系統運用機関を創設するに当たっては、地域単位の送電会社に対抗できるよう十分な権限を与えると共に、中立性や専門性が確保されるよう人事にも配慮すべきである。

送電網の拡充

3.11以前の電力システムにおいては、送電網は概ね全国に張り巡らされており、安定供給上の支障はないと考えられてきた。しかしそれは、地域独占体制の下での送電ネットワークであり、各地域内で需給バランスを取ることを前提としていたため、北海道と本州（北本連系線）や関東と中部（東西周波数変換所）などでは、送電網の容量が十分ではなかった。また、原発の立地地域には高圧送電網が敷設されてきたが、道北など風力発電の適地には、送電網が十分に敷設されてこなかった。

新たな電力システムにおいては、今後増大すると予想される風力発電や地熱発電の立地や、広域運用の必要性に応じて、送電網の新設や拡充が不可欠である。そのため、中立化された送電会社が広域系統運用機関と共に建設計画を策定し、新たな送電需要に対応する送電ネットワークの形成を図るべきである。

5 安定供給の確保、高度化

競争を起こすことは、電気料金を下げるために安定供給を犠牲にすることを意味しない。電力システム改革とは、限られた数の電力会社に一任してきた安全・安定の確保という困難な役割を、多様なプレーヤーが柔軟に共有する仕組みへと改めることに他ならない。仕組みを適切に改めれば、他の産業でもそうであるように、競争を通してより高い安全性が追求され、あるいは新たな規制枠組みを通して安定性が確保される。単純な市場放任ではなく、適切な仕組みを構築することにより安定供給を高度化することも、電力システム改革の重要な側面である。

送電事業の確立と発展

ここまでに触れてきた通り、新たな電力システムにおいては、送電事業の重要性が格段に増す。中立的な送電会社が、再生可能エネルギーやコジェネに対して、送電網への公正な接続を認めると共に、旧来の地域概念を超えた立場から広域運用を実践し、更に長期的

観点から必要な送電網への投資を行う。

それを補足する機関として、当面の間は広域系統運用機関が重要な役割を担う。また、前日スポット市場としての卸電力取引所を活性化し、当日のリアルタイム市場を整備し、送電会社の責任の下での需給調整を実現する。また、先物取引市場やネガワット取引市場を整備することも重要である。

送電事業の健全な発展に当たっては、独立規制機関の役割が極めて重要である。送電分野は独占であり、その収入は総括原価方式のような送電料金に依存することになる。適正な設備形成が進むよう、独立規制機関が建設計画を厳しく査定し、送電料金を下げさせることも必要である。また、地点別の混雑料金制度や送電権の入札制度を導入し、効率的な送電網の活用と建設を促すべきである。

供給予備力の確保

発送電一貫の時代には、独占事業者が発電部門をも担当していたため、規制当局の監督の下、全体として必要な電源形成に責任を持たせることができた。しかし発電部門が独立して競争的なプレーヤーとなれば、発電設備をできる限り切り詰めて、電力価格の高騰を期待することが合理的な行動となる。その結果、過剰な発電設備の廃棄がもたらされるのだが、行き過ぎれば需給ひっ迫を招く危険性もある。需給ひっ迫が生じれば、電力価格が高騰するため、新たな電源の形成が期待できるのだが、実際には発電所の建設には何年もの時間がかかるため、安定供給上大きな問題となりかねないとの指摘がある。

この問題への一義的な対応策は、前述の通り、電力価格を変動させて需要を供給に追従させることであり、特に今後はスマートな DR の拡大が寄与するであろう。これまでは発送電一貫体制であったため、DR が積極的に推進されることはなかった。しかし新たな電力システムにおいては、送電会社に強いインセンティブがあり、また消費者にはそのための選択肢やサービスが与えられる環境が整えられることになる。

それでも稼働率の低い調整電源の維持にはコストがかかり、安定供給上問題になる。そのためアメリカなどでは、規制当局が長期的な設備容量を予測し、小売り会社に対してそれぞれの販売量に応じて一定割合を予備力として確保するよう義務付けることにより、対応している。各小売り会社は、自らその供給予備力分の発電設備を建設しても良いが、他社から調達することもできる。そのための市場が、容量市場である。

今後日本でも再生可能エネルギーの導入が進めば、需給ひっ迫への対策だけでなく、供

給側の出力変動対策としても、調整電源が重要になる。日本でも容量市場を創設し、供給予備力を効果的に維持できる仕組みを整備することを検討すべきである。

独立規制機関の設置

これまで独占であった市場を開放して放置するだけでは、競争は生じない。既存の独占的事業者が圧倒的に優位だからである。現実には日本の大口需要家市場では、開放後も事実上の独占が維持されてきた。競争を生じさせるには、独占的事業者の行動を監視し、競争阻害行為を排除するなど、新規参入者に不利とならない競争環境を整備しなければならない。

また繰り返し指摘しているように、送電市場では今後も法定独占が維持される。送電会社は公益性が高く、需給調整などにおいて決定的に重要な役割を担うようになるが、一方で競争圧力が加わらず、コスト意識が働かない恐れが高い。送電網の公正な開放を監視すると共に、送電料金や送電網建設計画が適正か査定する役割が不可欠である。

そこで必要となるのが、独立規制機関である。独立規制機関とは、行政組織の1つでありながら、政治的影響から一定の距離を保ちつつ、高い専門性に基いて法律の執行などに専念する組織を指す。独占時代にあっては、限られた数の独占企業を監督するというより、国策に則って介入・協調することが少なくなかったため、担当行政組織には規制監督よりも産業振興の要素が強く求められ、政治的影響を受けても問題にならなかった。しかし自由化後は、市場機能を最大限発揮させることが前提となるため、欧州の多くの国では政治からも産業振興からも業界からも独立した規制機関が設置された。

日本でも、資源エネルギー庁から電気事業（及び将来的にはガス事業）の規制監督に関わる部署を分離し、内閣府などに国家行政組織法上のいわゆる3条機関を新設すべきである。この公益事業委員会（仮称）に、発電・小売り市場の競争監視権限と、送電市場の監督権限を与え、競争促進と共に独占インフラの開放と高度化を担わせるべきである。その際には、職員の中立性と専門性を高めるような人事を追求し、資源エネルギー庁の産業振興部署などとの人事交流は制限すべきである。

第3部 新しいエネルギー社会の実現に向けて

第10章 原発停止にともなう経済的諸問題

圓尾委員

原子力事故を起こし、東京電力のように賠償を負担することがなくても、政策が変更され、日本国が原子力発電を放棄すると決めただけで、電気事業者は即座に経営が立ち行かなくなるほどの損失を計上しなければならない。つまり、事故時だけでなく、政策変更というファクターを考えても、民間の株式会社が許容できるレベルをはるかに超えるリスクを、原子力事業を営むことによって電気事業者は背負っているのである。これまでは「国策民営」というスタイルを多くの関係者が当たり前のものとして受け入れてきたが、「民営」によって電気事業者が享受してきた経済的メリットの裏側には、巨大なリスクも含まれていることが3.11後に明らかになってきた。もし原子力発電を一定期間でも続けるのであれば、今後は国と事業者のそれぞれが、負うべきリスクと役割を明確に示さなければならない。

本章では、まず原子力事業から即時撤退した場合に一時的な損失として会計上認識しなければならない金額を客観的に推定する。次に、原子力発電を火力発電で代替することで発生する継続的なコスト上昇、つまり電気料金の引き上げに直結するコスト増分を推定する。その後、段階的に原子力から撤退する場合の考え方等についても触れる。

(1) 一過性の損失について【第19回大阪府エネルギー戦略会議 資料2 3頁参照】

現時点で直ちに日本が原子力から撤退するとの想定で試算した場合、電力9社合計では、この一時的な損失額が13兆円近くになる。平成23年度末現在でも、9社合計の純資産額は6兆円を切っており、ほぼ全社が債務超過に陥ることを示している。もしそうなったとすれば、とても企業経営を継続することはできない。

			関西	(9電力) 合計
資産勘定	原子力発電設備	a	3,667	27,646
	うち資産除去債務相当資産	b	528	
	建設仮勘定（原子力発電設備）	c	427	7,026
	核燃料	d	5,277	25,411
未引当の原子力発電施設解体引当金（基本的に非公表）		k	1,459	16,373
保障債務	日本原燃（社債/借入金等）	l	1,846	9,355
出費額	日本原燃（6000億円）	m	999	5,167
	日本原子力発電（1200億円）	n	222	1,020
廃止コスト	再処理工場（3.6兆円：新大綱策定会議）	o	5,994	31,003
	敦賀1号機～4号機（公表値なし）	p	1,112	5,102
a+b+c+d+k+l+m+n+o+p（兆円）		u	2.05	12.81

表 10-1-1 【第 19 回大阪府市エネルギー戦略会議 資料 2 3 頁抜粋】

主な費用は次の通りである。

- ・資産の減損（原子力発電所、核燃料）

これは、原子力発電所が今後発電せず、収益を生み出さないとすれば、貸借対照表に計上されている関連資産の価値をゼロとするよう減損処理しなければならないことによる。発電設備で 2.7 兆円、建設中の発電設備で 0.7 兆円、核燃料で 2.5 兆円程度になる。

- ・原子力発電施設解体引当金の未引当部分の費用計上

将来廃炉にする際のコストを電気事業者は積み立てているが、基本的には各ユニットごとに 40 年かけて積み立てが完了する仕組みになっている。つまり、ほとんどのユニットは現時点で廃炉と言われても十分な積み立てはされていない。これが 1.6 兆円程度と推定できる。

- ・日本原燃(株)に対する債務保証の履行
- ・日本原燃(株)や日本原子力発電(株)への出資額の減資

原子力発電をやめるとすれば当然再処理事業も必要なくなるため、発電事業を行っている日本原子力発電(株)だけでなく、日本原燃(株)も事業を停止し、精算されと考えるべきものである。もちろん、放射性廃棄物の保管事業を継続するとか、廃炉事業を行うとの名目で会社を存続させることもあり得るが、ここでは精算する場合を考える。当然、出資額は減資を余儀なくされ、債務保証も履行を迫られることになる。債務保証は日本原燃(株)に対して 0.9 兆円、出資額は日本原燃(株)に対して 0.5 兆円、日本原子力発電(株)に対して 0.1 兆円である。

- ・日本原燃(株)が保有する再処理工場の廃止コストや減損
- ・日本原電(株)が保有する原子力発電所の廃止コストや減損

また、日本原燃㈱と日本原子力発電㈱が保有する設備を、電力各社の原子力関連設備と同様に、減損し廃棄するコストが発生する。再処理工場で 3.1 兆円、敦賀原子力で 0.5 兆円程度と推定される。

なお、現在の会計制度においては、これらは一括で費用計上すべきものであり、翌年度以降のコストにはならない。長期間に分割して費用計上して電気料金で回収するような新しい法律でも作られない限りは、基本的には電気料金の原価に参入されず、値上げの要因にはならない。

(2) 継続的な影響について【第 19 回大阪府市エネルギー戦略会議 資料 2 4 頁参照】

原子力を廃止した場合に、継続的に影響が出るのは、燃料の代替コストである。これについても、直ちに日本が原子力から撤退する想定で試算した。化石燃料価格によって大きく変動するが、2011 年度実績を用いて試算したところ、全て石炭火力で代替すれば約 4,000 億円、LNG 火力では約 2 兆円、石油火力では約 3 兆円である。現在は、まさにほぼ全ての原子力が停止しているが、石炭火力はもともとベース電源としてフル稼働しており、稼働増の余力がなかったために、LNG 火力と石油火力で概ね半分ずつ原子力発電を代替している。したがって年間のコスト増は 2.5 兆円レベルと推測される。石炭火力での代替で 4,000 億円と示したのは、新設をして代替したとの仮定であり、CO2 問題等によって石炭火力の新設になかなか許可が下りない現状では、あまり現実的な仮定ではない。また、年末から円安が進んでいるが、これに伴って円ベースでの負担は試算時より増大している。

このコスト増は、費用構造の基礎的な変化であり、電力各社が料金原価に織り込み、値上げ申請することが可能である。もし、何ら合理化を見込まず、2.5 兆円のコスト増分が料金に転嫁されるとすれば、9 社合計の料金収入は 14 兆円強であることから、平均 17%程度の値上げになる。

なお、電力会社の費用構造は、燃料費を除けば固定費がほとんどであり硬直的である。今回の様に値上げを余儀なくされる局面では、当然一定の合理化を織り込むことになるが、過去に取得した設備の減価償却費など如何ともし難い費用の比率が高いのも事実である。設備取得時に競争入札を取り入れること等の合理化は、将来長期間にわたって減価償却費の低減として寄与するものであり、直ちには大きな効果を及ぼさない。直ちに対応可能な費用としては、人件費、修繕費、諸経費くらいであり、関西電力で言えば、2.5 兆円の売上高に対して 0.8 兆円程度の費用である。代替燃料費の増加を短期的に解決するのは、非常に困難である。

	関西	(9電力) 合計
c 全て石炭火力で代替した場合のコスト増 (億円)	1,027	4,128
d 全てLNG火力で代替した場合のコスト増 (億円)	4,929	19,816
e 全て石油火力で代替した場合のコスト増 (億円)	7,119	28,623

表 10-2-1【第 19 回大阪府市エネルギー戦略会議 資料 2 4 頁抜粋】

(3) 段階的に原子力事業から撤退する場合

上記(1)での試算は、直ちに原子力事業から撤退することを前提としていた。現実的には段階的に原子力事業からフェーズアウトする可能性もあり、その場合の経済的影響についての考え方を示す。

フェーズアウトする場合には、基本的に(1)で示した約13兆円のコストが分割して発生するが、トータルでは概ね変わらない、と考えるのが正しい。例えば、あと10年原子力発電を利用した後に原子力事業から撤退するとすれば、10年間減価償却費が発生する代わりに、10年後に損失計上する減損の金額はそれに見合う分だけ小さくなる。また、10年間の原子力発電量に見合って廃炉に係るコストは引き当てられるが(各年度の営業費となる)、その分だけ10年後の未引当額は小さくなり、一括に計上する費用は小さくなる。ただ、日本原燃(株)や日本原子力発電(株)に対する出資額や債務保証などは、特に変化が見込まれるものではない。

したがって、40年間原子力発電所を使いきって廃炉にするという方針が全てのユニットに対して適用されたとすれば、(1)で指摘した13兆円はその40年の中で概ね分割されて費用計上され、一時的に特異なコストが発生することはないと言える。2020年にゼロ、2030年にゼロといったケースでは、やはり数兆円の一時的費用が発生し、何らかの保護が行わなければならない、電力事業者の経営に大きな影響を与えられと考えられる。

(4) 対応策について

原子力を即時ゼロにするなど、40年間使い切らないことを前提とする方針が固まれば、多大な影響が電力事業者の経営に及ぶことは先に記した。この場合、影響を回避できる特効薬は決していない。三つしか選択肢はないと思われる。第一は、その負担によって電力会社が破綻するのを許容すること、第二は、一時費用を分割処理できるような法律を制定し、かつ将来の電気料金で回収すること、第三は、税金を投入して費用増をオフセットすることである。

第一のケースも決してあり得ない話ではない。米国においてもエアライン企業は時折チャプター11を申請し破綻をするが、それによって運航が停止することは基本的にない。破綻処理をしながらも事業を継続し、再生を目指す仕組みがあるからであり、国民生活に多大な影響を及ぼす公益事業者であるから破綻すると大混乱が生じるということはない。電気事業者が破綻しても、発電等が継続して行われるような制度を整備すれば良いだけの話

である。第二と第三は、いずれにせよ消費者、国民に負担が回ることになる。この場合には、電気事業者のみならず、政府からも明確な説明が求められると共に、「国策民営」が破綻した責任の所在を明確にする必要があるだろう。

第2項 脱原発コスト負担についての基本的な考え方

古賀副会長

1 長期間の運転停止及び廃炉

原子力発電所（原子炉）は、経済産業大臣の許可に基づき、電力会社により設置・運転されている（核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律（原子炉等規制法）23条等）。他方、廃炉は、電力会社が原子炉を廃止しようとするとき、自らが作成する廃止措置計画に基づいて行われる（原子炉等規制法43条の3の2）。

現在行われている原発の再稼働停止には法律上の根拠はなく、東日本大震災と福島原発事故をふまえた行政指導によっている（枝野経済産業大臣 H24. 4. 27 記者会見）。

今後は、原子炉等規正法36条に基づき、新たな安全基準が2013年7月に制定されることとされているが、この基準に適合しない原子力発電所のかなりのものが、長期間稼働できなくなったり、廃炉にせざるをえなくなることが見込まれる。その結果、電力会社に財務的な負担が生じることになる。

2 安全基準に適合するためのコスト及び廃炉のコストの負担についての基本的考え方

本来、電力会社には、原子力発電所の安全を確保する責務がある。これは、原子炉等規正法によって創設された責務ではなく、危険な施設・設備を稼働させる者に課されている当然の責務である。（この義務に違反して、事故などを起こし、他人に損害を生じさせれば、損害賠償責任を負う。また、損害を生じる危険性が高ければ、運転の中止を求めることは民法上も可能である。）

原子力事故の特殊性に鑑みれば、電力会社は、常に原発の安全に関する最新の知見の収集に努め、常に最新の安全策を講じる責務があると考えられる。安全基準はその時々々の知見に基づいて最低限守るべきことを定めているだけであって、その後基準が強化された場合に、過去の基準を満たしていれば動かせるとすることが設置者の権利として認められていたと解することは妥当ではない。そもそも、電力会社は、安全とは言い切れない原子炉を動かすことは、社会的に許されないことは、十分認識していたはずなので、科学技術の発展などに応じて安全基準が強化されることについて予見可能性がないとも言えないはずである。

従って、今般、原子力規制委員会が、新たな安全基準を定め、その結果、既存の原発

がこの安全基準に適合していない場合、これに適合させるために必要となる改修や投資などの負担は、原則として電力会社が負うべきである。

とりわけ、今回新たに策定される安全基準については、まだ、十分なものとは言えず、言わば、当たり前の最低の水準を満たすだけのものである（第4章第3項参照）。従って、電力会社にとっては、具体的にも、十分予見可能なものであり（つまり、今までこのような基準に適合できない原発を放置してきたことの方が無責任なのであり）、新たな改修や投資などの負担について不満を述べる立場にはないはずである。

以上の基本的な考え方は、廃炉費用についても当てはまる。廃炉のコストは、元々いずれの日にか電力会社が負担するものであり、単なる前倒しの費用が発生したものであることから当然である。また、廃炉になる際に生じる核燃料に関する損失も電力会社が負担すべきである。

3 損害賠償や保険のコストの負担に関する基本的考え方

今後、原子力事故に関する損害賠償責任に備えるための規制が導入されることになることを見込まれる（そうすべきであることについては、第2章第6項参照）。このためのコストもかなり巨額のものになるが、これについても2.と同様である。すなわち、通常の工場と同じで、事故が起きた時にその損害を賠償するための資金的な準備を内部資金で行うか、そのための資金が内部に保全されていない事業者は、保険をかけるなどの対策をとるのが当然の義務である。従ってこうした義務が新たに課された場合も、その負担は事業者が負うべきである。

4 例外的に国がコスト負担を分担する場合

上記2.及び3.の考え方に立った場合でも、例えば、原子力規制委員会が定めた安全基準を全て満たしているにも関わらず、国の政策変更により原発を廃炉にしたり、長期間理由なく稼働を停止されるような場合には、それによって生じる負担は、国が、少なくとも一部これを負担すべきである。

5 電力会社が破綻する場合

電力会社が負担すべき金額が大き過ぎて、経営破たんする可能性がある場合は、原則として会社更生法を適用して、関係者間の負担の分担を決めることとすべきである。（こ

の場合、東京電力の場合と異なり、事故の被害者がいないため、その損害賠償債権がカットされるということを考慮する必要がない。従って、会社更生以外の手続きを考える必要性はほとんどない。）

ただし、電力の安定供給を確保するために、会社更生手続きに加えて補完的な措置を講じた方が安心して電力会社を破綻させて関係者の責任を問うことができるという面もないとは言えない。その場合は、特別法により、若干の措置を講じることは検討してよいのではないか。ただし、安定供給のために、株主や金融機関を守るべしというようなルールを作ると、市場による規律が働かなくなるので、そうならならぬ範囲にとどめることが必要である。

破綻・再生の処理を行う場合、裁判所の関与の下に、会社経営陣の責任を問い、リストラなどの措置もとることと並行して、株主、債権者の順で負担を負うことになる。その結果、銀行等の債務が大幅に削減されれば、仮に政府が何らかの支援をする必要が生じた場合においても必要額がその分少なくなる。東京電力の処理においては、この点が無視されて、現在も、銀行などに対する弁済が国民の税金を投入して行われているが、こうしたことにならないようにしなければならない。

仮に、国の支援が必要となる場合は、一般税収の中から負担するか、何らかの形で電力消費者に負担を転嫁するか（現在の電源開発促進税あるいは新設される需要化を対象とする税でまかなうか或いは電力料金に上乘せするなど）という選択の問題は残る。

なお、電力債が一般担保付社債となっていることを理由として、電力会社の破綻が社債市場の混乱を生じさせるから破綻させられないと言う議論も聞かれるが、そもそもこの制度は、他の新規参入者との関係で著しく公平を欠くので、早急に廃止すべきである。その結果、原発を保有している電力会社の資金調達コストが上昇する可能性が高いが、それは原発本来のコストであるので、それが市場によって評価されることは好ましい現象である。

また、電力会社が破綻する場合は、上記のような事例だけではなく、本来は、一部自由化が行われた時以降、十分想定されていたはずだが、実際にはほとんど競争が生じなかったことから、これについて議論する必要がなかった。今後は、新たなシステム改革が行われるまでの間でも、少なくとも大口需要先向けの市場では実質的な競争が行われるような措置を取るべきである。競争が実際に生じれば、それが原因で電力会社が破綻することもあり得るので、特に、破綻時の原発の安全確保策を中心に必要な対応策につ

いて早急に検討する必要がある。

1 原発停止による電力コスト・電気代負担の変化と経済影響

本節の目的

2011年3月の東京電力福島第一原発事故と、その後の大半の原発の停止により、日本の電源構成は大きく変化した。2012年5月には、全ての原発が停止した。2012年7月と8月に1基ずつ、計2基の原発が再稼働したが、2012年度の原発の発電量割合は1%にとどまる見通しであり、2010年当時の4分の1とは様変わりである。また、原子力規制委員会は、新しい安全規制基準について検討を重ねている。再稼働の是非自体についても国民的議論を踏まえた政策決定が必要であるが、再稼働を認める場合も、原子力規制委員会が定める安全規制を待ち、各原発が原子炉の安全性についても、地震津波に関する安全性についても、規制に適合していることを確認し、不適合があれば追加の対策工事などを実施した上で再度規制に適合しているかを確認し、ようやく再稼働になる。政府の「エネルギー環境会議」は、原発が事故前と同じように稼働している場合と比較した各種試算を行ってきたが、原発の大半が現在停止しており、政策的に再稼働を選択する場合でも実際の再稼働に至るまでには時間がかかること、全ての原発が再稼働できる保証もないこと、などの現実を踏まえて試算することが課題になっている。

一方、発電コストについて、政府は「コスト等検証委員会」で、電源種類ごとの発電コストを試算し、さらに各種パラメータの変化に応じた結果を簡便に計算できる試算シートも公表した。原発の発電コストについては、事故リスク対応などのデータが十分得られていないことから、報告書作成時点で得られているデータのみで試算した「下限値」を示すに止まっている。その後、事故リスク対応費の拡大を示すデータが得られ、またその拡大についての各種試算も報告されており、「コスト等検証委員会」の方法論を踏まえるとしても、データの更新・修正を、現実を踏まえて行うことが課題になっている。

この課題に応えるため、本章では、原発の発電コストについてボトムアップモデルを用いて検証・試算し、原発割合の差によるシナリオ毎の平均発電コストについて検証した。また、原発の発電量割合が大きく低下している現実を踏まえ、消費側の電気代負担と、それによる経済影響について、トップダウン型経済モデルを用いて検証を行った。

(1) 電力コストの試算

ア 政府の試算結果と問題点

政府のコスト等検証委員会は、発電コストの計算方法を、事故リスク対応コスト、政策経費、その他社会的費用なども含めて全面的に見直した報告をまとめ、さらに、設備利用率など各パラメータが変化した場合の発電コストの変化を計算可能な計算シートも公表した。

各電源の発電コストは、図 11-1-1 のように、報告された。

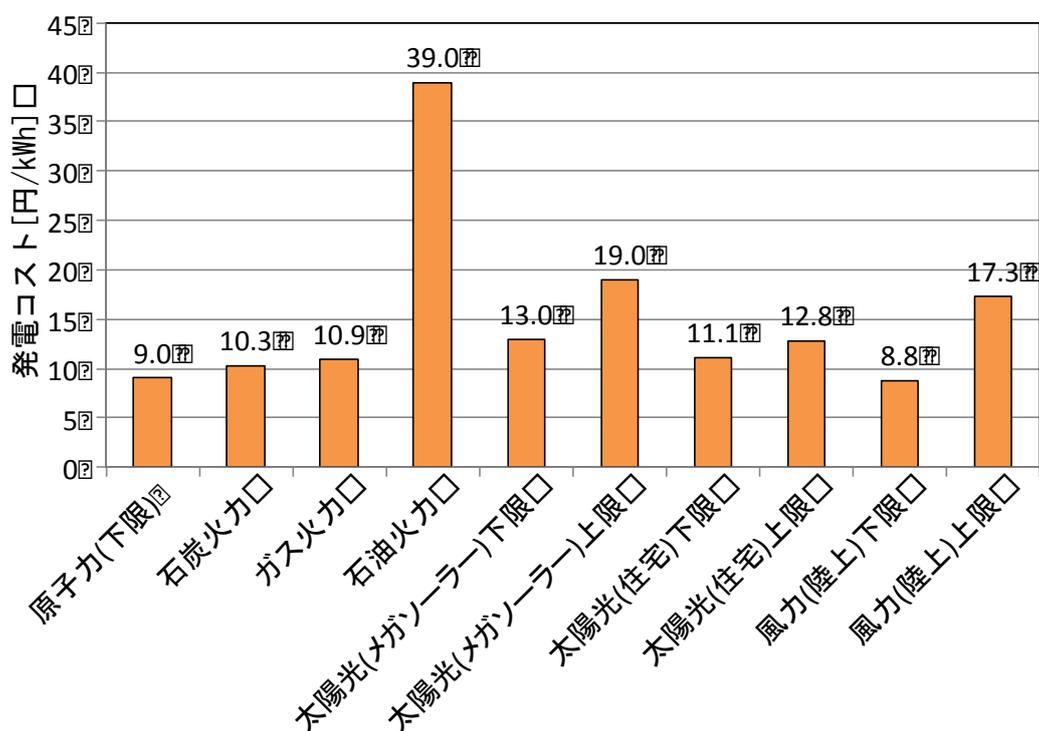


図 11-1-1 コスト等検証委員会の示した発電コスト試算例⁴⁰

原子力については、事故対策費用・賠償・除染にかかる費用の全貌が判明しないため、現時点で把握されている費用に限定した「下限値」が採用されている⁴¹。それにも関わらず、この原子力の発電コストの「下限値」は、石炭火力、ガス火力、太陽光発電、風力発電の

⁴⁰ 2011年12月19日付のコスト等検証委員会報告書では、8.9円/kWh以上とされていたが、2012年夏の選択肢の議論の際に損害賠償費用などの見直しがなされ、9.0円/kWh以上と修正されている。

⁴¹ コスト等検証委員会報告書より：「原子力の事故リスク対応費用の参照情報である原子力発電所のシビアアクシデントの際の損害想定額については、現時点で得られる最大限の情報を積み上げる形で見積もったが、東電福島第一原発の事故収束も終わっておらず、現時点で得られる情報には限界があり、その下限しか示すことができなかった」

標準値あるいは下限値と大差がない。社会的費用の増加を考慮すると、原子力が発電コストで優位にあるとは到底言えない。

原子力については、社会的費用がコスト等検証委員会の試算の前提よりも高いとの指摘がある。また、すでに運転開始されている原子力発電は運転期間である40年程度をかけて建設費などを回収する計画で、2030年までの当初予定よりも短い期間しか運転できないと、発電費用が高くなっていく（逆に長く運転すれば安くなっていく）が、今後はそのような運転が許可される、あるいは電力会社が運転を選択するという保証はなく、これも発電コストを押し上げる要因の一つである。

次いで、エネルギー環境会議は、2012年6月に発表した「エネルギー・環境の選択肢」の中で、コスト等検証委員会の試算をもとに、2030年度の原発の割合が0%、15%、20-25%の3ケースについて、発電コストの平均値の試算を示した。これを図11-1-2に示す。ここで使われている原発の発電コストは「下限値」であるが、にも関わらず、発電コスト平均値は原発の割合が変化してもほとんど変化がないという試算結果になっている。

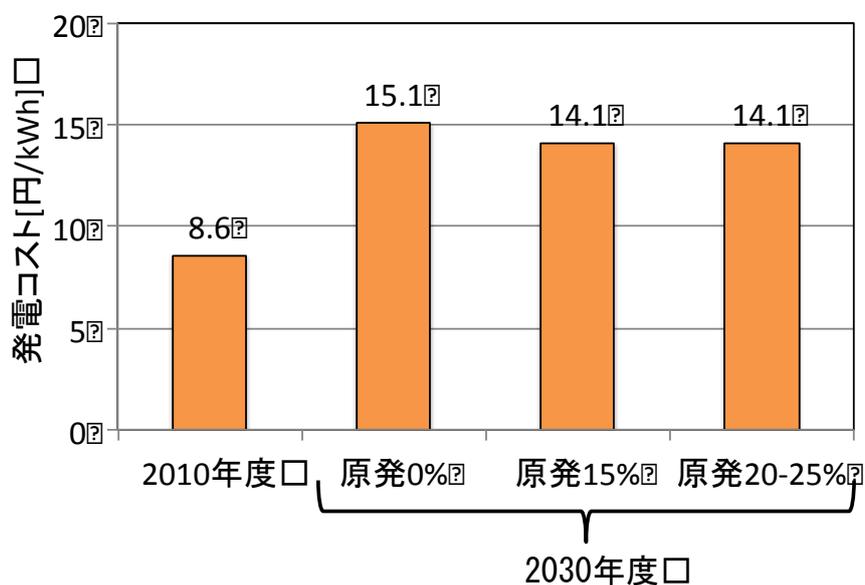


図 11-1-2 エネルギー環境会議の示した各ケースの発電コスト平均値

この結果の問題点について検証すると、原子力については「下限値」が採用されているのが問題である。一方で、太陽光や風力発電は上限値⁴²と下限値の中間値が採用され、原子力よりも高くなっている（図 11-1-3）。

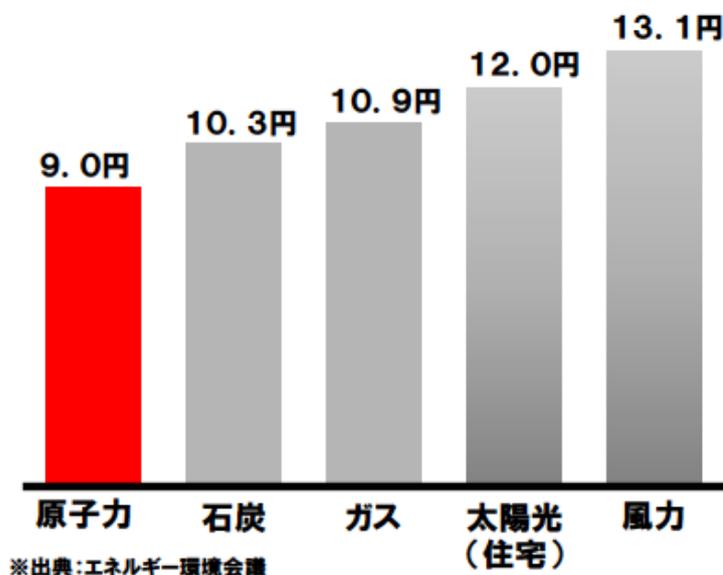


図 11-1-3 エネルギー・環境の選択肢で使われた電源ごとの発電コスト

現実の自然エネルギーの市場をみると、諸外国では太陽光ではメガソーラーで 13 円/kWh 以下、住宅用の小規模（10kW 未満）でも 20 円/kWh 以下と、価格低下が進んでいる⁴³。すでに風力については、北欧などでは 4 円程度で取引されている。

2030 年にどれだけの電力消費があるのか、それによっても各電源の占める割合が変わってくる。2010 年の日本の電力消費は 1.1 兆 kWh、それを約 10%減らすというのが政府シナリオの前提だ。

しかし、日本では、2011 年度だけで 2010 年度比 6%の電力量削減が実現している。特に東京電力圏内では、2010 年の同時期に比べ 2011 年夏では、最大電力で 18%（マイナス約 1,000 万 kW）、電力消費量で約 16%もの削減があった。都がこのような大規模な省エネができた要因としてあげているのは、国に先駆けて、2008 年より排出量取引制度が導入されており、大規模商業ビル等のエネルギー消費実態について正確に把握、どれほど省エネ

⁴² 太陽光は当初 30-45 円、量産効果による価格低下でも 2030 年で 10-26 円程度かかるという想定。

⁴³ ドイツ固定価格制の 2013 年買取価格例（1 ユーロ=110 円）

ギーができるのか、定量的な指導が可能だったということである。さらに、第6章で示されたように、我慢の節電ではなく、省エネ設備を、設備更新・改修時に計画的に導入し、エネルギー効率自体を向上させていくと、技術的には2030年度には2010年度比30%の電力量削減を無理なく見込むことができる。

このような取り組みに、電力会社の需要側管理による省エネルギープログラムが加われれば、さらに大きな効果をあげることができるだろう。これにより、コストの高い発電設備、リスクの大きい発電設備を停止させ、さらに発電コストを低下できる可能性もある。

イ 政府の平均発電コスト試算の再現

このような問題意識のもと、以下に、政府試算中でも特に問題のある原子力の発電コストについて、コスト等検証委員会報告当時の想定に止まらず、その後も明らかになっている事実や、各種試算例を参考に検証と試算を行った。

まず、エネルギー環境会議が図11-1-2のように示した発電コスト平均値を検証し、その再現を行う。これに関しては、各電源の発電量や発電コストについてはデータが公開されている一方で、設備容量や設備利用率、発電効率のデータは公開されていない。そのため、非公開データについては、統計情報等に基づいて独自で想定を試みた。この結果を表11-1-1に示す。政府試算の発電コストとの差が生じているが、全てのシナリオでほぼ同レベルのズレのため、検証結果の大勢に影響を与えるものではないといえる。

表 11-1-1 政府試算による発電コスト平均値の検証

	原発ゼロシナリオ	原発 15%シナリオ	原発 20-25%シナリオ
政府試算	15.1 円/kWh	14.1 円/kWh	14.1 円/kWh
今回検証	13.6 円/kWh (約 1.5 円/kWh のず れ)	12.6 円/kWh (約 1.6 円/kWh のず れ)	12.6 円/kWh (約 1.6 円/kWh のず れ)

表 11-1-1 および表 11-1-3 に、政府試算の再現と諸条件の設定について示す。

表 11-1-2 政府試算の再現と諸条件の設定（発電電力量と設備容量）

発電電力量	政府試算	見直し後	根拠
全電源	シナリオの各電源比率に合わせて設定	政府試算と同じ	エネルギー環境会議資料

設備容量	政府試算	見直し後	根拠
原子力	不明	<ul style="list-style-type: none"> ・ゼロシナリオ:2030年0基 ・15シナリオ:福島第一廃炉、既存設備を全て再稼働し40年で廃炉+新設2基(300万kW) ・20-25シナリオ:現行計画に基づき新增設 	政府想定発電量想定より推計
石炭火力	不明	<ul style="list-style-type: none"> ・既設:現状設備の維持 ・新設:2020年までに3基(220万kW)を想定 ・コジェネ:政府試算発電量と財団想定の設備利用率より推計 	既設:エネルギー白書2011 新設:総合エネ調基本問題委員会第13回資料7
LNG火力	不明	<ul style="list-style-type: none"> ・既設:現状設備の維持。新型と旧型の比率は現状ベース。 ・新設:2020年までに30基(1,590万kW)を想定 ・コジェネ:政府試算発電量と財団想定の設備利用率より推計 	既設:エネルギー白書2011 新設:総合エネ調基本問題委員会第13回資料7
石油火力	不明	<ul style="list-style-type: none"> ・新設なし ・既設コジェネ以外:現状設備の維持 ・既設コジェネ:政府試算発電量と財団想定の設備利用率より推計 	既設(コジェネ以外):エネルギー白書2011

表 11-1-3 政府試算の再現と諸条件の設定（設備利用率と発電効率）

設備利用率	政府試算	見直し後	根拠
原子力	70%	政府試算と同じ	—
石炭火力	不明	<ul style="list-style-type: none"> ・コジェネ以外:発電量と設備容量より推計 ゼロ及び15シナリオ:46% 20-25シナリオ:40% ・コジェネ:設備利用率を50%と想定。 	財団にて想定
LNG火力	不明	<ul style="list-style-type: none"> ・コジェネ以外:発電量と設備容量より推計 ゼロ:34% 15シナリオ:23% 20-25シナリオ:20% ・コジェネ:設備利用率を50%と想定。 	
石油火力	不明	<ul style="list-style-type: none"> ・コジェネ以外:発電量と設備容量より推計 一般電気事業者:7% 自家発:20% ・コジェネ:設備利用率を50%と想定。 	

発電効率	政府試算	見直し後	根拠
石炭火力	コスト検証委想定 2010年:42%、2030年:48%	現時点で48%は実用化していないため40%と想定。	既存設備の発電効率等より財団にて想定
LNG火力	コスト検証委想定 2010年:51%、2030年:57%	<ul style="list-style-type: none"> ・既設旧型:現状非コンバインド型では39%が限界のため39%と想定 ・既設新型:47%と想定 ・新設:54%と想定 	
石油火力	コスト検証委想定 2010年:39%、2030年:39%	コスト検証委想定と同じく39%と想定	

ウ 原子力の発電コストの検証

原子力発電については、以下の三点について検証し、発電コストの見直しを行った。

- ① 建設費（追加安全対策含む）
- ② 事故リスク対応費、
- ③ 政策経費（立地交付金等）

① 建設費について：

コスト等検証委員会の試算は、直近7年間に日本で運転開始した原子力発電所4基の建設費の平均額として35万円/kW（2.6円/kWh）と想定している。これについて、欧米での近年の建設費上昇、福島事故後の安全対策強化などを考慮して、40万円/kW（3.0円/kWh）に設定した。

図11-1-4は、米国、フランス、フィンランドなどで近年建設されている発電所の価格上昇の例である。当初の計画と比較すると1.5から3倍にまで建設費が高騰しており、Flamaville発電所はその後さらに遅延により建設費が60億ユーロになると見込まれている⁴⁴。

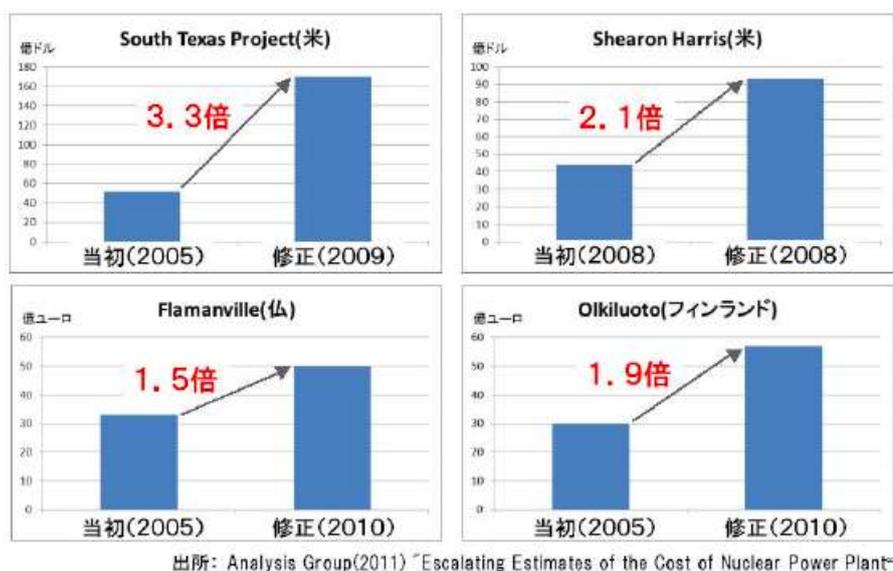


図11-1-4 欧米で近年建設されている発電所の価格上昇の例

⁴⁴ 2012年3月5日衆議院予算委員会第7回分科会資料より。

② 事故リスク対応費について

コスト等検証委員会の試算では、福島第一原発事故の現時点で明らかになっている損害額を元に損害想定額を設定した（6.8兆円）。当該額を日本の原子力事業者が原発稼働期間の40年をかけて積み立てると想定し、0.6円/kWhと設定している。

これについて本試算では、今後さらに廃炉費用、損害賠償費用、除染に係る中間貯蔵施設や最終処分施設費用等が増えると想定⁴⁵され、日経センター試算⁴⁶に基づき総額20兆円～最大75兆円（1.8円～6.9円/kWh）に見直した。

積立方式ではなく、損害賠償費用等を民間保険で賄うことを想定した場合、ドイツのライプチヒ保険フォーラムの試算によれば、原子力の事故コストは6兆ユーロに上る可能性もあると指摘、この保険料を原子力の発電コストに上乘せすると、€0.14～67.3/kWhが必要となると試算している⁴⁷。

これについては参考資料8を参照のこと。

③ 政策経費について

コスト等検証委員会の試算では、平成23年度実績ベースで、電源立地対策交付金1,278億円を含み、3,193億円（1.1円/kWh）と想定した。

これについて本試算では、緊急時計画区域（EPZ）が半径30kmに改定されるなど、原発事故の被害想定範囲が拡大することを受け、立地交付金も増額が必要となると想定した。単純には割り切れないものの、交付金を原発30km圏内に拡大し、追加対象となる市町村にも交付金を増額されると仮定した場合、現受給市町村の人口（約330万人）の約2.5倍（約830万人）となるため、交付金額1,278億円を2.5倍し、3,195億円（1.8円/kWh）に見直しとなる。

以上をまとめると、想定は表11-1-4のように整理され、原発の発電コストの試算結果は表11-1-5のようになる。原子力について上記3点の見直しを行っただけで電源ごとの発電

⁴⁵ 東京電力が2012年11月に政府に支援要請したところによれば、除染および賠償で10兆円はかかるとのことである。

⁴⁶ 日経センター「原発の行方で異なる4つのシナリオ」<http://www.jcer.or.jp/research/middle/detail4300.html>
「発電コストを考える」[http://www.jcer.or.jp/policy/pdf/pe\(JCER20110719%EF%BC%89.pdf](http://www.jcer.or.jp/policy/pdf/pe(JCER20110719%EF%BC%89.pdf)

⁴⁷ “Calculating a risk-appropriate insurance premium to cover third-party liability risks that result from operation of nuclear power plants”

http://www.kotting-uhl.de/cms/default/dokbin/392/392220.calculating_a_riskappropriate_insurance.pdf

コストは図5のように変わり、原子力の発電コストの中央値は多くの電源の発電コストと逆転する。また原発割合の違いによる各シナリオの平均発電コストは図11-1-6のようになり、原発の割合の高いシナリオは原発ゼロの場合に比較し、同等かむしろ高めになる。

原発の事故リスク対応費は、今後被害実態などが明らかになるにつれ、また新しい規制の全容が明らかになるにつれてさらに高くなり、原発のコストを押し上げていくと考えられる。

表 11-1-4 原発の発電コストの想定と比較

費用項目	政府試算	精査後
①資本費 (建設費)	直近7年間に稼働した4基の建設費の平均として35万円/kW(2.6円/kWh)と想定	欧米での近年の建設費上昇、福島事故後の安全対策強化などを考慮し、約1割増として、40万円/kW(3.0円/kWh)に見直し
②事故リスク 対応費	福島事故の損害として試算時点で明らかな費用のみを計上し、下限レベルとして、総額6.8兆円(0.6円/kWh)と想定	今後さらに損害賠償費用、除染費用等が増えると想定されるため、日経センター試算に基づき総額20兆円～最大75兆円(1.8円～6.9円/kWh)に見直し
③政策経費	平成23年度実績ベースで、電源立地対策交付金1,278億円を含み、3,193億円(1.1円/kWh)と想定	緊急時計画区域(EPZ)の拡大に伴い、交付金の対象範囲が拡大すると見込まれる。交付金を人口比で増額させると仮定し、現在交付金を受給している市町村の人口(約330万人)がEPZ30kmの市町村に拡大すると約830万人で約2.5倍となるため、交付金額1,278億円を2.5倍し、3,195億円(1.8円/kWh)に見直し

表 11-1-5 原発コスト試算結果⁴⁸

	政府試算	見直し後
建設費(新設のみ)	35万円/kW (2.6円/kWh)	40万円/kW (3.0円/kWh)
追加安全対策費 (建設費に含む)	194億円/120万kW	230~520億円/120万kW
事故リスク対策	6.8兆円 (0.6円/kWh相当)	20~75兆円 (1.8~6.9円/kWh相当)
政策経費	1.1円/kWh	1.8円/kWh
発電単価(新設)	9.0円/kWh	11.3~17.1円/kWh
発電単価(既設)	6.4円/kWh	8.3~14.0円/kWh

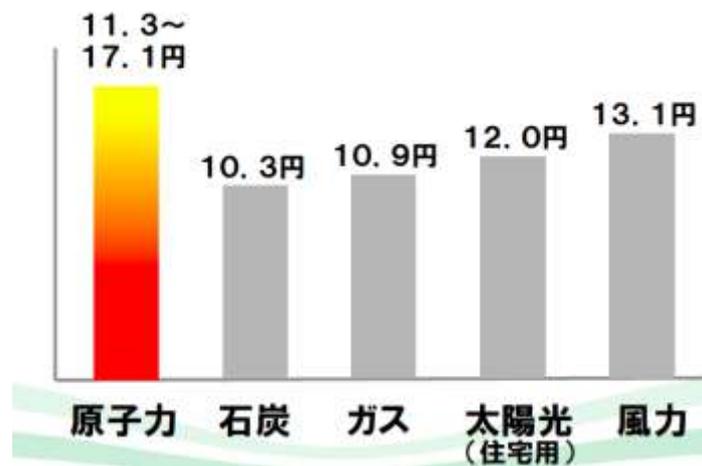


図 11-1-5 電源ごとの発電コスト (見直し後)

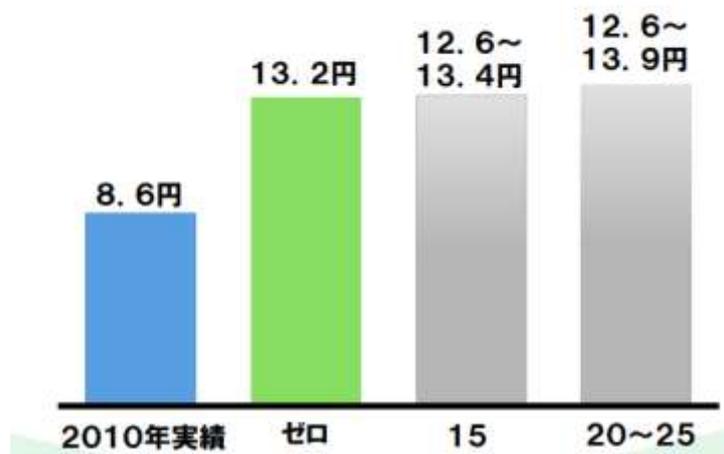


図 11-1-6 シナリオ別の平均発電コスト (見直し後)

⁴⁸ 原子力の発電コスト関係は今回見直し。その他はエネルギー環境会議資料

エ 参考試算 平均発電コスト上昇を反映した家庭の電気代負担総額

前項までで試算した平均発電コストに基づき、家庭の世帯当たり電気代負担総額を推計すると表 11-1-6 のようになる。これは、省電力を促すための政策誘導の経費は含めていない。この政策誘導を炭素税により行った場合の試算例は次の第 2 節で示す。

一方、この試算は家庭の電力使用量が 2010 年と同じとした場合の金額であり、先に述べたとおり、更なる省電力を行うことで家庭の電力負担額は抑制することが可能である（約 3 割の省電力を行えば、負担額は 2010 年と同レベルとなる）。

表 11-1-6 平均発電コスト上昇に基づく家庭の電気代負担総額の推計

	2010年度	ゼロ	15	20~25
政府試算	1万円	1.6~2.3万円	1.3~1.8万円	1.3~1.8万円
見直し後	1万円	1.5万円	1.4~1.5万円	1.4~1.6万円

※家庭向け電気料金単価は、2010年時点の発電単価と家庭向け単価の比率を参考に推計した。

オ まとめ

以上の結果から、以下のことが確認できる。

- ・ 政府試算の原子力発電コストについて、これまで明らかになっている 3 点を見直すことで、原発の割合の差による 3 つのシナリオ間の発電コストの差はほとんど無くなり、前提条件の設定によっては原子力ゼロシナリオが最も安価になる可能性もある。
- ・ さらに、自然エネルギーの導入が加速すること、あるいは、需要側管理等による負荷平準化も、電力コストの低減につながっていく。
- ・ また、ここでは詳細に検討していないが、政府試算及び本試算では、現状の垂直統合型・地域独占の電力システムを前提としているが、2030 年には電力システムは大きく転換していると考えられ、現状を前提とした発電コストの比較、それを根拠とした経済影響評価を行うこと自体に限界があることを認識すべきである。

2 エネルギーシナリオの経済影響分析

本節では、脱原発の時期の選択による経済影響の変化を見通すため、経済モデルを用いた分析を実施した。本研究では、経済モデルの分析にあたって、まず新たな原子力発電量の見通しを構築し、比較の基準として新たなベースラインシナリオを構築した。新たなエネルギーシナリオの影響評価には、福島第一原発事故の無い場合との比較ではなく、原発の再稼働が困難となっている現状を織り込む必要があり、新たなベースラインに基づいて、各脱原発時期の経済影響を試算することとした。経済モデルを用いた分析・シミュレーションにあたっては、大阪大学伴金美教授にご協力いただいた。

(1) 新たなベースライン、原子力発電量見通しの構築について

ア 原子力発電の見通し

現在、大飯原発 2 基が稼働しているものの、他の原発の再稼働を見通すことは困難である。この状況で、エネルギー・環境会議におけるエネルギー・環境の選択肢の経済的影響評価試算では、東日本大震災と福島第一原子力発電所の事故を想定しない「自然体シナリオ」が比較の基準として用いられているが、再稼働の困難さを考慮すれば、参照シナリオとして適切でなくなっている。図 11-2-1 にエネルギー環境会議選択肢の大阪大学伴モデルで用いられた原子力発電量の想定を示した。図 11-2-1 では、2012 年から 2030 年のシナリオに一定率で減少するとしている。すなわち、福島第一原発事故により原発の再稼働が困難となり、2012 年の原発発電量が 160 億 kWh まで低下している現状を踏まえていない。

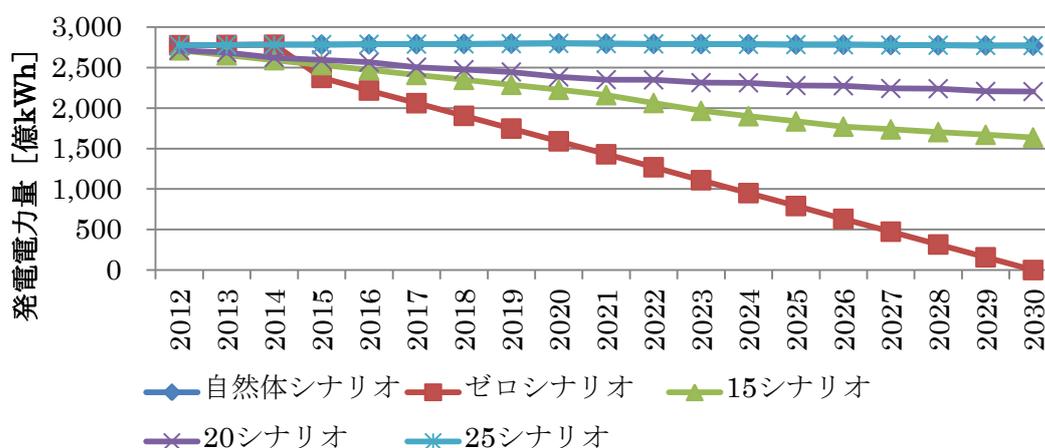


図 11-2-1 エネルギー環境会議選択肢の原子力発電量想定

そこで本研究では、再稼働準備等にかかる時間を考慮し、2013年～2014年の2年間はすべての原発が停止、2015年から新たな安全基準を満たした原発から再稼働を認めることと仮定した新たな原子力発電電力量の見通しを作成した。新たな原子力発電電力量の見通しを図2に示した。そして新たなベースラインとして、図2中で原発比率が2030年に総発電量の25%に復帰するシナリオを選択した。ベースラインの2030年における電源構成は、原子力25%・火力65%・再エネ10%とする。

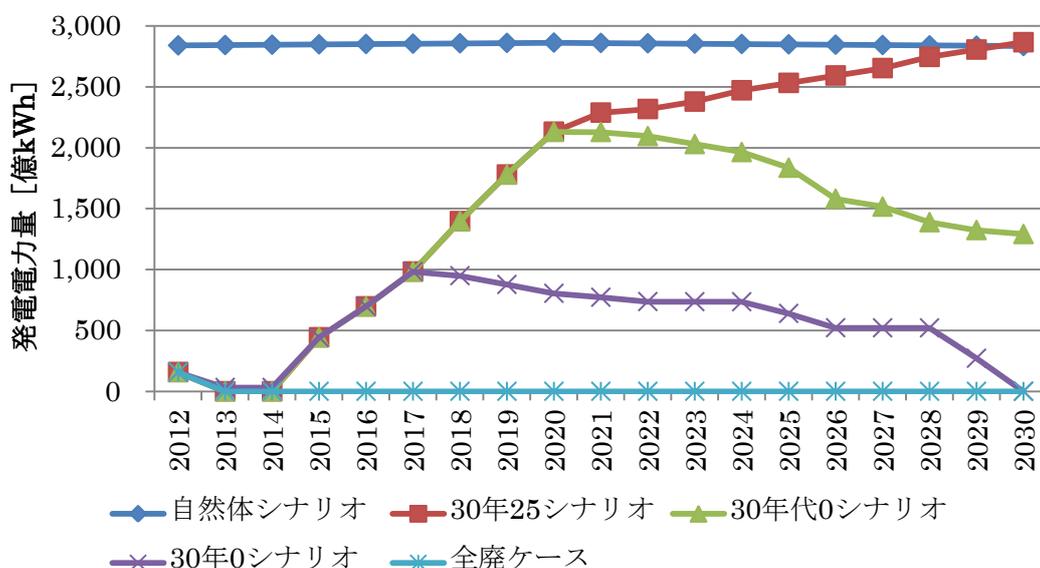


図. 11-2-2 新たな原子力発電電力量の見通し

イ 二酸化炭素の排出量

原発の再稼働の見通しが困難となる中で、火力発電は総発電量の9割に達している。そして、化石燃料電力の割合が増えたことにより、二酸化炭素の排出量も大幅に増加している。化石燃料の輸入額は、燃料価格の高騰を受けて年間3兆円増加する結果となっており、電力会社各社は、燃料輸入額の増加を理由に、電気料金の値上げを申請している。

ベースラインではCO₂排出制約はないが、その他のシナリオでは2030年時点の排出量目標値は、1990年マイナス21%の836百万トンで統一した。これは、エネルギー・環境選択肢のゼロシナリオの排出量である。

ウ 分析シナリオ

上述した現状を鑑みて、表 11-2-1 に示したそれぞれのシナリオについて分析した。図 11-2-3 では、図 11-2-1 に示した原発発電電力量見通しを、各シナリオに当てはめて再掲した。

表 11-2-1 各シナリオの特徴まとめ

	原発の経済性低下	2022年原発ゼロ	2030年原発ゼロ	2030年代原発ゼロ (政府対策ケース)	消極的原発ゼロ	2030年25% (再エネ促進)	経済界 2030年25%
再エネ	2030年30%以上				2030年 10%維持	2030年 30%以上	2030年 10%維持
新安全基準・審査想定期間	2013年～2014年を想定し、この間再稼働は無し						
耐震補強工事・バックフィット	なし	厳格な安全基準の元、追加安全対策を検討し、経済性、危険性の観点から原発ゼロの会の即時廃止基準相当(28基)が再稼働しないことを想定。		安全基準の元、追加安全対策を実施することで、運開40年未満のものは再稼働			
再稼働開始から全再稼働までの期間	なし	3年かけて段階的に再稼働(審査や追加安全対策の実施によって、基準を満たしたのから順次再稼働になる想定)		6年かけて段階的に再稼働(審査や追加安全対策の実施によって、基準を満たしたのから順次再稼働になる想定)			
止め方	なし	ゼロ時期に向けて最終3年間で段階的に停止			40年廃炉基準	止めない(40年廃炉となつたところはリプレイス)	
新增設	なし				なし (新增設の計画が頓挫する)	島根3号機、大間他、必要数	

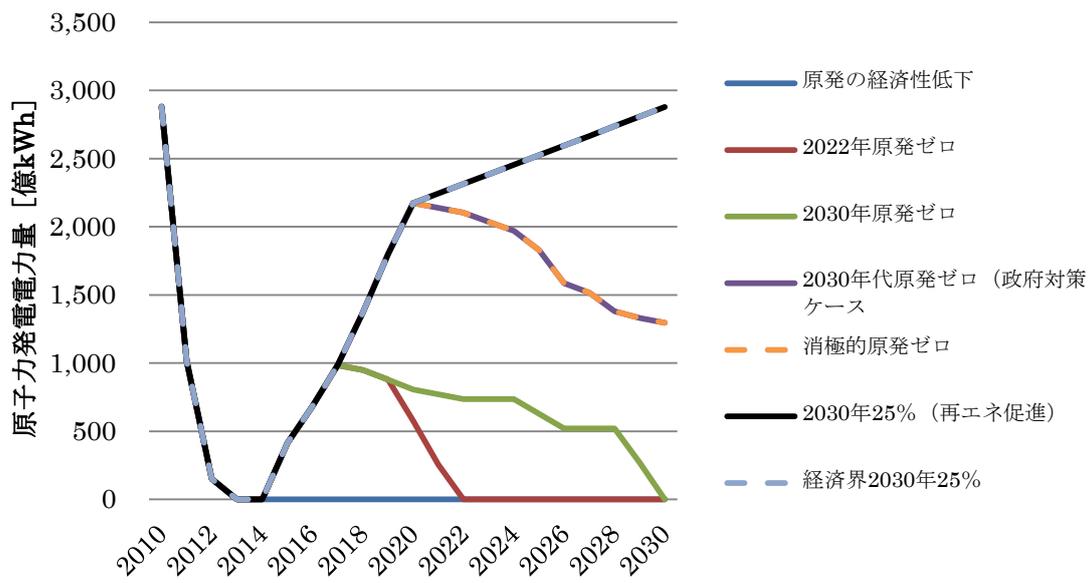


図 11-2-3 各シナリオの原子力発電電力量

(2) 新たなベースライン、原子力発電量見通しによる経済影響

ア 電力価格

新たなベースライン、原子力発電量見通しに基づいて試算した電力価格を図 11-2-4 に示した。図 11-2-4 では、新しいベースライン（2030 年原発 25%&再エネ 10%、CO₂制約なしのシナリオ）で、電力価格は 2030 年に 19.4 円となる見通しに対して、これに CO₂制約を加えた経済界 2030 年原発 25%&再エネ 10%、CO₂制約ありのシナリオでは、2030 年に 25.9 円に達する見通しである。

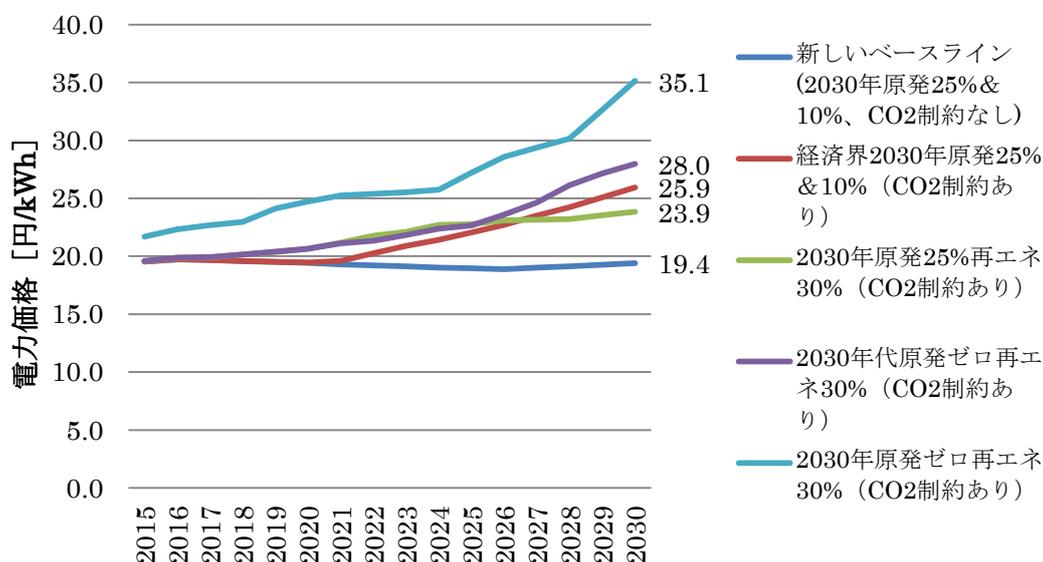


図 11-2-4 新たなベースライン、原子力発電量見通しに基づいて試算した電力価格

ここで、エネルギー環境会議自然体シナリオに基づく 2030 年電力価格試算結果と今回の新たなベースラインに基づく 2030 年電力価格試算結果を比較した。表 11-2-2 にエネルギー環境会議自然体シナリオに基づく伴教授の電力価格の試算結果を、表 11-2-3 に今回の新たなベースラインに基づく 2030 年電力価格試算結果を示した。比較には、エネルギー環境会議選択肢の伴教授による経済モデル分析結果の値を用いた⁴⁹。なお、2 つの試算間で、各シナリオの前提条件は完全には一致していないので注意されたい。特に、エネルギー環境会議の試算では、シナリオ毎に二酸化炭素排出制約が異なっているが、今回の試算ではシ

⁴⁹ エネルギー環境会議「重要文書・データ」
<http://www.npu.go.jp/sentakushi/database/index.html>

ナリオ毎の二酸化炭素制約量は、エネルギー環境会議のゼロシナリオの排出量に統一しており、それが電力価格にも大きく影響している。

表 11-2-2 と表 11-2-3 からは、新しいベースラインに基づく試算では、ベースラインとの乖離差が減少していることを示している。今回の試算の電力価格の上昇が小さく見えるのは、福島第一原発事故で原発再稼働が困難になり、それが電力価格を引き上げつつあるが、今回の試算シナリオでは、それを基準となる自然体シナリオが既に織り込んでいることによる。なお、ここでは、原発リスクに伴う社会的外部費用は考慮していない。

表 11-2-2 エネルギー環境会議自然体シナリオに基づく 2030 年電力価格試算

	自然体比増加率 (%)	電力価格 (円/kWh)
ゼロシナリオ (原発 2020 年 14%、2030 年再エネ 39%、CO ₂ 制約有)	106.3	40.1
15 シナリオ (2030 年原発 15%、再エネ 33%、CO ₂ 制約有)	73.1	33.6
25 シナリオ (2030 年原発 15%、再エネ 28%、CO ₂ 制約有)	25.1	24.3
自然体ケース (2030 年原発 25%、再エネ 10%、CO ₂ 制約無)	0.0	19.4

表 11-2-3 新しいベースライン・見通しに基づく 2030 年電力価格試算

	ベース比増加率 (%)	電力価格 (円/kWh)
2030 年ゼロ (再エネ 30%、CO ₂ 制約有)	81.1	35.1
2030 年代ゼロ (再エネ 30%、CO ₂ 制約有)	44.2	28.0
2030 年原発 25% (再エネ 30%、CO ₂ 制約有)	22.9	23.9
経済界 2030 年原発 25% (再エネ 10%、CO ₂ 制約有)	33.7	25.9
新しいベースライン (2030 年原発 25%、再エネ 10%、CO ₂ 制約無)	0.0	19.4

イ GDP への影響

新たなベースライン、原子力発電量見通しに基づいて試算した GDP を表 11-2-4 に示した。2010 年に 511 兆であった実質 GDP は、シナリオによって 2030 年に 617 兆円から 623 兆円に達している。

ここで、エネルギー環境会議自然体シナリオに基づく 2030 年 GDP 試算結果と今回の新たなベースラインに基づく 2030 年 GDP 試算結果を比較した。まず、表 11-2-5 にエネルギー環境会議自然体シナリオに基づく GDP の試算結果を引用した。この中で、伴教授の試算では、20~25 シナリオで自然体比（-10 兆円）、15 シナリオで自然体比（-13 兆円）、ゼロシナリオで自然体比（-15 兆円）となっている。

表 11-2-4 新たなベースライン、原子力発電量見通しに基づいて試算した GDP の見通し

	エネルギー環境 会議自然体シナ リオ	新しいベースラ イン(2030年原発 25% & 再エネ 10%、 (CO2 制約なし)	経済界 2030年原 発 25% & 再エネ 10% (CO2 制約あり)	2030年原発 25% 再エネ 30% (CO2 制約あり)	2030年代ゼロ (CO2 制約あり)	2030年ゼロ (CO2 制約あり)
2012	518,841	519,053	—	—	—	—
2013	524,345	523,917	—	—	—	—
2014	530,068	528,985	—	—	—	—
2015	536,012	535,105	534,384	534,068	533,604	532,819
2016	542,185	541,340	540,507	540,216	539,679	538,832
2017	548,590	547,827	546,871	546,611	545,994	545,100
2018	555,237	554,577	553,486	553,247	552,543	551,623
2019	562,133	561,564	560,325	560,119	559,319	558,241
2020	569,288	568,802	567,401	567,244	566,338	565,221
2021	574,655	574,238	572,653	572,461	571,493	570,428
2022	580,026	579,663	577,844	577,682	576,660	575,677
2023	585,404	585,096	583,011	582,933	581,813	580,955
2024	590,789	590,538	588,165	588,190	586,975	586,251
2025	596,185	595,983	593,294	593,492	592,152	591,452
2026	601,592	601,434	598,410	598,802	597,277	596,646
2027	607,014	606,892	603,523	604,150	602,412	601,943
2028	612,451	612,371	608,660	609,527	607,513	607,285
2029	617,905	617,862	613,800	614,921	612,672	612,402
2030	623,378	623,371	618,959	620,357	617,887	617,451

表 11-2-5 エネルギー環境会議自然体シナリオに基づく GDP 影響

実質GDP	年	2030年自然体ケース	伴教授	伴教授	伴教授
国立環境研究所	2010年	511兆円	628兆円(2010年比+97兆円) [自然体比▲8兆円]	634兆円(2010年比+123兆円) [自然体比▲2兆円]	634兆円(2010年比+123兆円) [自然体比▲2兆円]
大阪大学・伴教授	624兆円		608兆円(2010年比+117兆円) [自然体比▲15兆円]	611兆円(2010年比+100兆円) [自然体比▲13兆円]	614兆円(2010年比+103兆円) [自然体比▲10兆円]
産業革新大学・野村寿孝教授	625兆円		609兆円(2010年比+98兆円) [自然体比▲17兆円]	616兆円(2010年比+105兆円) [自然体比▲10兆円]	617兆円(2010年比+106兆円) [自然体比▲9兆円]
地球環境産業技術研究機構(RIETI)	609兆円		584兆円(2010年比+53兆円) [自然体比▲45兆円]	579兆円(2010年比+68兆円) [自然体比▲30兆円]	581兆円(2010年比+70兆円) [自然体比▲28兆円]

次に表 11-2-4 で示した新たなベースラインに基づく 2030 年時点の各シナリオの GDP 試算結果について、「エネルギー環境会議自然体シナリオとの乖離差」、「新しいベースラインとの乖離差」、そしてさらに、「経済界 2030 年原発 25%&再エネ 10%、CO₂制約を加えたシナリオとの乖離差」等それぞれを試算し、表 11-2-6 に示した。表 11-2-6 では、エネルギー環境会議自然体シナリオと 2030 年ゼロシナリオの乖離差が-5.9 兆円となっている。これに対して、上述した表 11-2-5 のエネルギー環境会議自然体シナリオに基づく伴教授の試算では、自然体シナリオとゼロシナリオとの乖離差が-15 兆円であった。この結果は、新しいベースラインに基づく試算では、乖離差が減少していることを示している。なお表 11-2-6 は、「2030 年原発 25%&再エネ 10%、CO₂制約あり」シナリオとの乖離差を試算すると、乖離差がさらに減少することを示している。しかしここでは、乖離差を算出する基準点が、変わっているだけで各シナリオ間の差は変わっていないことに注意が必要である。

表 11-2-6 各シナリオにおける 2030 年度時点 GDP の乖離差（単位：10 億円）

	新しいベースライン 2030 年原発 25%&再エネ 10%、CO ₂ 制約 なし	経済界 2030 年 原発 25% &再エネ 10%、 CO ₂ 制約 あり	2030 年 原発 25% &再エネ 30%、 CO ₂ 制約 あり	2030 年 代原発ゼ ロ	2030 年 原発 ゼロ
エネルギー環境会議自然体シナリオとの乖離差	-7	-4,418	-3,020	-5,491	-5,927
新しいベースライン（2030 年 25%&再エネ 10%、CO ₂ 制約なし）との乖離差	0	-4,412	-3,014	-5,484	-5,920
経済界 2030 年原発 25%&再エネ 10%、CO ₂ 制約ありシナリオとの乖離差	4,412	0	1,398	-1,073	-1,509
2030 年原発 25%&再エネ 30%、CO ₂ 制約ありシナリオとの乖離差	3,014	-1,398	0	-2,471	-2,907

図 11-2-5 では、エネルギー環境会議自然体シナリオと新しいベースラインとの比較を示した。図 11-2-5 で、新しいベースラインは、自然体シナリオから最大で年 1 兆円を超える大きな影響が出ていることを示唆しており、これは主に福島第一原発事故の影響で、原発発電量の見通しが増えることで生じている。

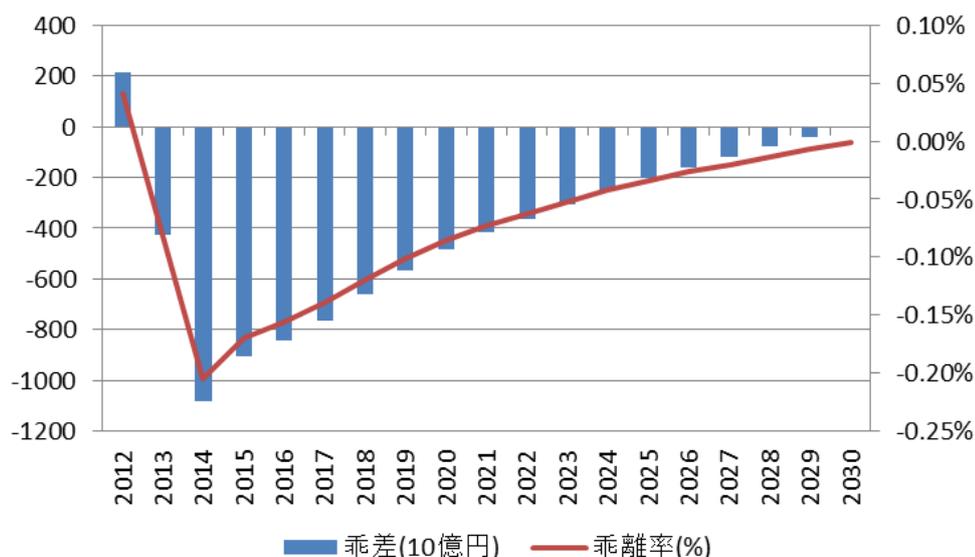


図 11-2-5 エネルギー環境会議自然体シナリオと新しいベースラインとの比較

なお、GDP への影響は、特定年度の値でなく、対象期間の累積の値で比較するほうが公正である。表 11-2-7 では、各シナリオにおける GDP の乖離差を 2015 年から 2030 年の累積値で示した。累積値では、新しいベースラインをもとにした乖離差がエネルギー環境会議のものと比較して、約 6 兆円減少している。これは、今回の試算が、福島第一原発事故により再稼働が困難となり、それが GDP を押し下げのを基準となる自然体シナリオが織り込んでいることによる。

表 11-2-7 各シナリオにおける GDP の乖離差
(2015 年～2030 年の累積値) (単位：10 億円)

	2030 年原 発 25%& 再エネ 10%、 CO2 制約 なし	2030 年原 発 25%& 再エネ 10%、 CO2 制約 あり	2030 年原 発 25%& 再エネ 30%、 CO2 制約 あり	2030 年代 ゼロ	2030 年ゼ ロ
エネルギー環境会議自然体シナリオとの乖離差	-6,181	-41,551	-38,823	-58,510	-70,518
新しいベースライン (2030 年 25%&再エネ 10%、CO2 制約なし) との乖離差	0	-35,371	-32,642	-52,330	-64,337
経済界 2030 年原発 25%&再エネ 10%、CO2 制約ありシナリオとの乖離差	35,371	0	2,728	-16,959	-28,967
2030 年原発 25%&再エネ 30%、CO2 制約ありシナリオとの乖離差	32,642	-2,728	0	-19,688	-31,695

ウ まとめ

- 新たなベースライン、原子力発電量見通しの構築によって、電力価格、GDP への影響は共に乖離差が減少した。
- 電力価格について、エネ環ゼロシナリオ 40 円/kWh（自然体比増加率 106%）に対して、新たな原発発電量見通しの 2030 年ゼロシナリオ 35.1 円/kWh（ベースライン比増加率 81%）となった。これは、今回の試算が、福島第一原発事故により再稼働が困難になり、それが電力価格を引き上げつつあるが、今回の試算シナリオでは、それを基準となる自然体シナリオが既に織り込んでいることによる。また、エネルギー環境会議の試算では、シナリオ毎に二酸化炭素排出制約が異なっているが、今回の試算ではシナリオ毎の二酸化炭素制約量は、エネルギー環境会議のゼロシナリオの排出量に統一しており、それが電力価格にも大きく影響している。
- GDP への影響（2030 年時点の乖離差）について、エネ環ゼロシナリオで自然体比（-13 兆円）に対して、新たな原発発電量見通しの 2030 年ゼロシナリオで、ベースライン比（-5.9 兆円）となった。これは、今回の試算が、福島第一原発事故により再稼働が困難となり、それが GDP を押し下げるのを基準となる自然体シナリオが織り込んでいることによる。
- GDP への影響（2015 年～2030 年の累積値の乖離差）について、このうち、エネルギー環境会議の自然体シナリオと新たに構築したベースラインの差（2015 年～2030 年累積約 6 兆円）は、福島第一原発事故の影響で、原発発電量の見通しが変化することで生じる。

(3) シナリオ比較

ア 分析の背景

今後、原子力発電所は順次寿命（40年）を迎え、原子力の設備容量は減少に向かう。これに伴い、現状の発電能力を維持するために原子力発電を新增設するのか、あるいはその他の電源によって賄うのか議論する必要がある。そこで、本節では今後の発電能力を維持する選択肢について分析するために、下記4つのシナリオの分析を行った。

経済界 2030年 25%シナリオ：原子力発電を大幅に新設し、2030年に25%（2010年実績相当）に復帰する。再エネは10%維持。

2030年 25%シナリオ（再エネ促進）：原子力発電を大幅に新設し、2030年に25%（2010年実績相当）に復帰する。さらに、再生可能エネルギーの30%以上の導入を実現する。

2030年代原発ゼロシナリオ：原子力発電は新設せず減少に向かい、再生可能エネルギーの30%以上の導入を実現する。

消極的原発ゼロシナリオ：原子力発電の新設を試みるが、新設が頓挫し、化石燃料での代替が進む。再エネは10%維持。

2030年の見通しについて試算を行う上で、第1節で述べた通り、本研究はまず、今後CO₂排出量削減の必要性を前提としている。図11-2-6に、経済界2030年25%シナリオについて、炭素制約（2030年で1990年比21%の二酸化炭素削減）の有無による電力価格の見通しの差を示した。図11-2-6では、CO₂排出量削減の必要性から、炭素価格が上昇し、電力価格が上昇する見通しが示されている。今後の見通しを考える上で、原子力に関するいずれの選択においても、炭素制約によって電力価格の上昇が生じることに注意しなければならない。

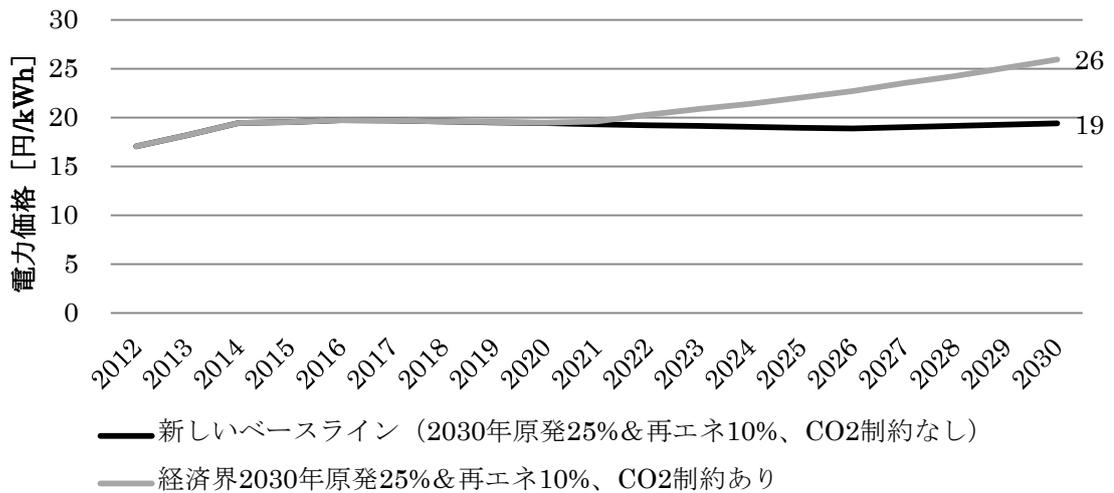


図 11-2-6 炭素制約の有無による電力価格の見通しの差

イ 分析結果

分析の結果の一つとして、4つのシナリオの電力価格の見通しを図 11-2-7 に示した（すべて 2030 年に 1990 年比 21%の二酸化炭素削減を前提とした）。

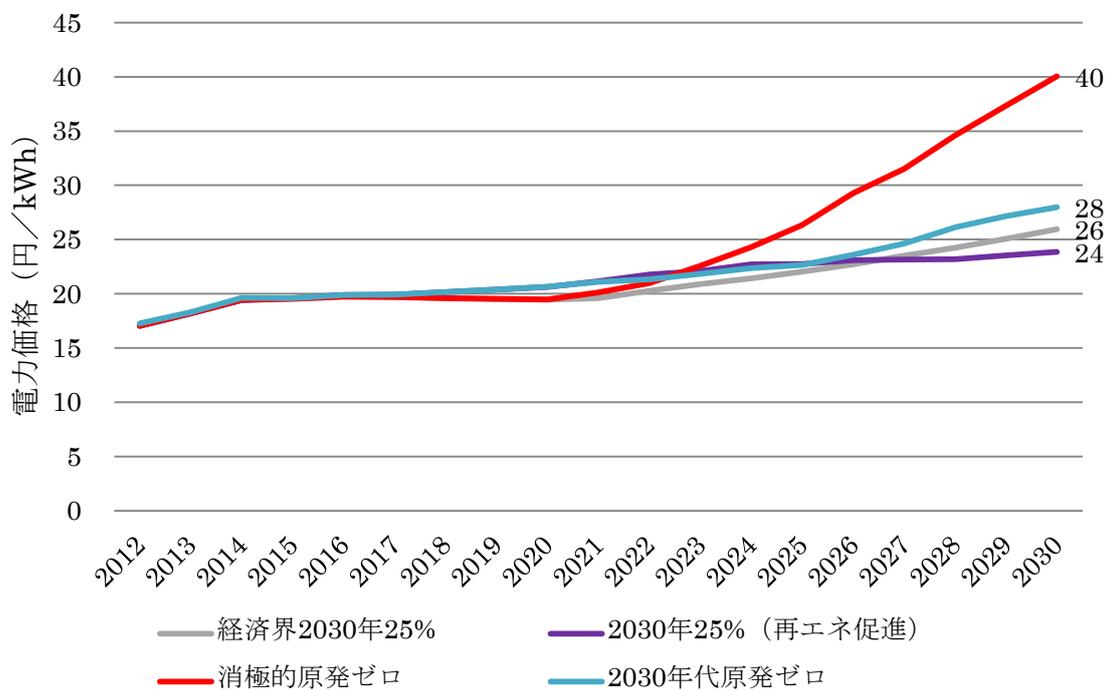


図 11-2-7 各シナリオの電力価格見通し

まず原発新設を進める経済界 2030 年 25%シナリオでは、2030 年に電力価格が 26 円/kWh

程度となる見通しである。しかし、原発の新規増設が頓挫した場合、やむを得ず火力発電で代替が進む事によって消極的原発ゼロシナリオに相当し、電力価格が大きく上昇してしまう可能性が存在する。これに対して、原子力発電を新設せず、再生可能エネルギーを促進（30%程度）する 2030 年代原発ゼロシナリオの場合、再エネの普及によって電力価格が 2 円程度増加するものの、火力発電代替シナリオと比較して、価格の上昇幅は小さく抑えることができる見通しである。

さらに図 11-2-6 は、たとえ原発新設を進める場合においても、再生可能エネルギーの普及が電力価格の低減に有効であることを示している。2030 年 25%（再エネ促進）シナリオは、経済界 2030 年 25%（再エネは 10%維持）よりも電力価格を低く抑えられる見通しを示した。

ウ まとめ

- 原発の新設が不透明な現状では、大幅な原発新設を前提とし、再生可能エネルギーを 10%程度に維持する経済界 2030 年 25%シナリオの選択には、原発の新設頓挫に伴う火力発電代替による電力価格高騰のリスクが伴うと考えられる。
- 原発の新設を想定せず、再エネの促進を想定する 2030 年代原発ゼロシナリオでは、再エネの普及によって電力価格が多少増加するものの、その上昇幅は小さい。
- 再生可能エネルギーを 30%程度に促進する選択は、たとえ原発新設を進める場合においても電力価格の低減に有効である。
- 火力依存による電力価格高騰のリスクに備えるためには、原発の新設にかかわらず、再生可能エネルギー促進の選択が重要である。

(4) 各シナリオの経済影響分析

ア 分析の背景

上記では、経済界 2030 年 25%シナリオの原発新設頓挫による化石燃料依存リスクと再生可能エネルギー促進の重要性を指摘したが、本節では、仮に原子力発電の新增設を実現可能として各シナリオの経済影響を分析した。

分析にあたって本研究では、事故リスクへの対応コストを内部化するため、保険による事故リスクへの対応を検討した。原子力の事故リスクへ備えるためには、原則として市場で保険を掛けることが必要であると考え。しかし、ドイツのライブチヒ保険フォーラムの試算では、原発事故の損害額が約 6 兆ユーロに到達する可能性があるとして指摘し、その結果原発事故の保険料が 0.14~67.3 ユーロ/kWh と高額になる可能性を指摘している⁵⁰。これに基づいて、例えば 0.14 ユーロ（約 16.8 円※1 ユーロ 120 円の場合）の保険金を想定すると、原子力発電の多くで経済性が低下し、再稼働は困難になると考えられる。そこで、必要最低限の対策として、疑似的な保険制度である積立型の保険が義務化された状況を想定し、それぞれ 2.1 円/kWh、5.0 円/kWh、9.4 円/kWh、16.2 円/kWh、27.8 円/kWh の保険金を掛けるケースを分析した。なお、今回の試算は、これらの保険金ケースにおいて、十分に事故リスクに対応できる金額が積立てられることを保証するものではないので注意が必要である。また、原発事故の損害額とその積立に必要な事故リスクコストについては、未だ検証が十分でない⁵¹。

※エネルギー環境会議では、原子力発電の事故リスクコストを 0.6 円/kWh と見積もっている。この数字は、福島原発事故による損害（約 9 兆円）をモデルプラントに合わせて補正した損害額（約 6 兆円強）を、50 基の原子力発電（2010 年相当）で 40 年間積み立てる前提で試算されている。なお、この数字は、今後、損害額が増加する可能性を踏まえて下限の事故リスクコストとみなされている。これに対して、損害額が 20 兆円（チェルノブイリ相当）に上った場合、同様の算出方法で事故リスクコストは 1.73 円/kWh となる。この一方で、今後原子力発電の新設がない前提で、残りの原子力発電所で 2011 年～2050 年の 40 年間で 20 兆円を積み立てる場合、事故リスクコストは 5.9 円/kWh が必要となる。つまり政府の事故リスク対応費の想定は、新增設を行い 2010

⁵⁰ 参考資料 8 ドイツライブチヒ保険フォーラムの原子力発電保険試算

⁵¹ 参考資料 7 原発のコストについて

年相当（50基）の原子力による発電体制に復帰し、40年間の長期にわたって積み立てることでようやく1事故リスクに対応できる水準の事故リスク対応費であることに注意しなければならない。

保険金を設定して経済影響を評価する場合、原子力の経済性が低下し、保険金の額に応じて原子力発電電力量は減少する。図11-2-8には経済界2030年25%シナリオ（再エネ10%維持）に保険金を設定した場合の原子力発電電力量の変化を示した。さらに、保険金を設定した場合の電力価格への影響を図11-2-9に示した。図11-2-8では、保険金の増加に伴って、電力会社が採算割れで停止する原子炉が増加し、原子力発電量が減少している。図11-2-9では、2030年時点で見ると、必ずしも保険金によるコスト増がそのまま電力価格増につながっているわけではない。保険金によるコスト増の一方で、原子力発電電力量は減少することが原因の一つであると考えられる。

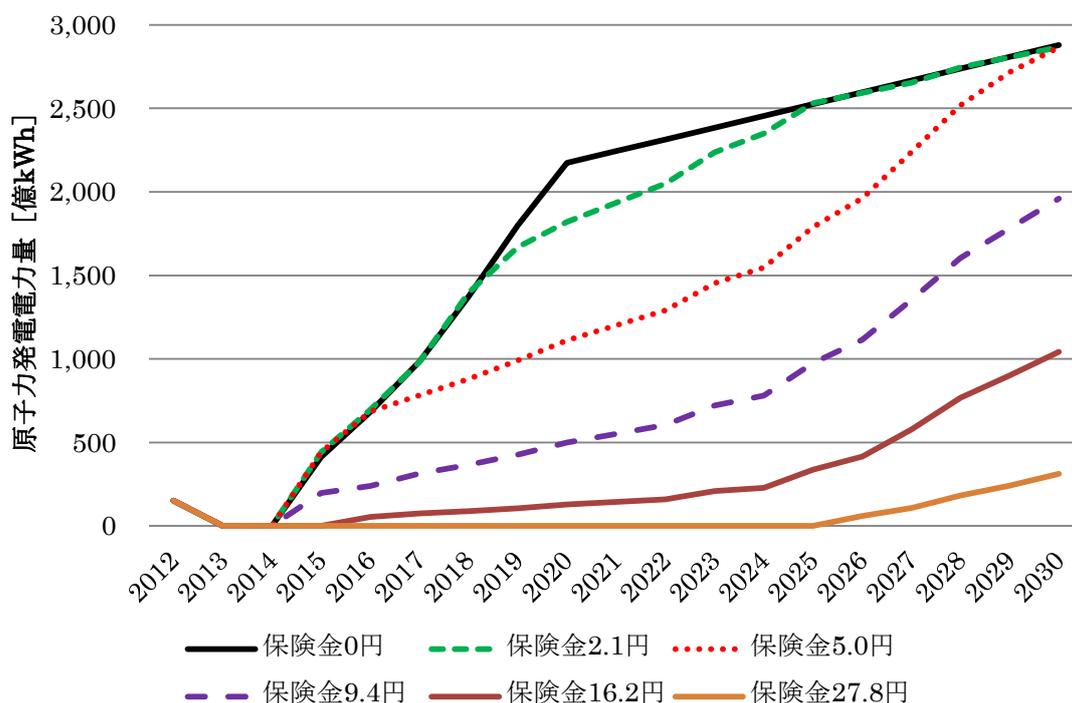


図11-2-8 経済界2030年25%シナリオ（再エネ10%維持）における保険金の影響

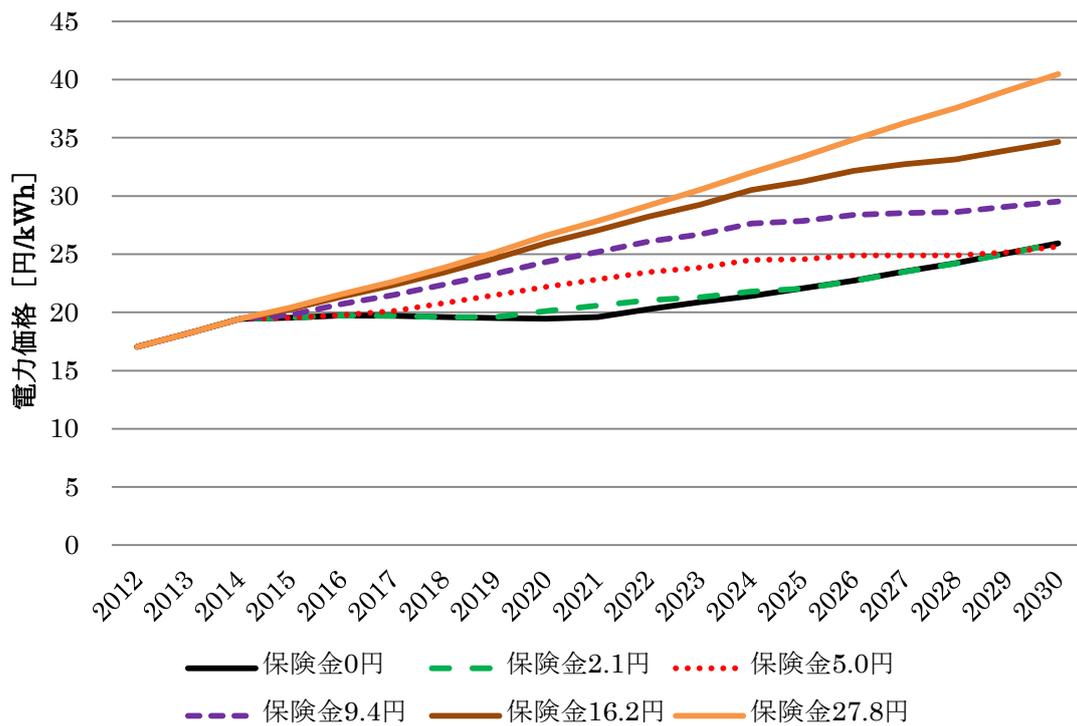


図 11-2-9 経済界 2030 年 25%シナリオ（再エネ 10%維持）の保険金の電力価格への影響

図 11-2-10 には 2030 年代ゼロシナリオに保険金を設定した場合の原子力発電電力量の変化を示した。2030 年代ゼロシナリオでも原発 25%シナリオと同様に、保険金の増加に伴って原子力発電電力量が減少する影響が出ていることがわかる。

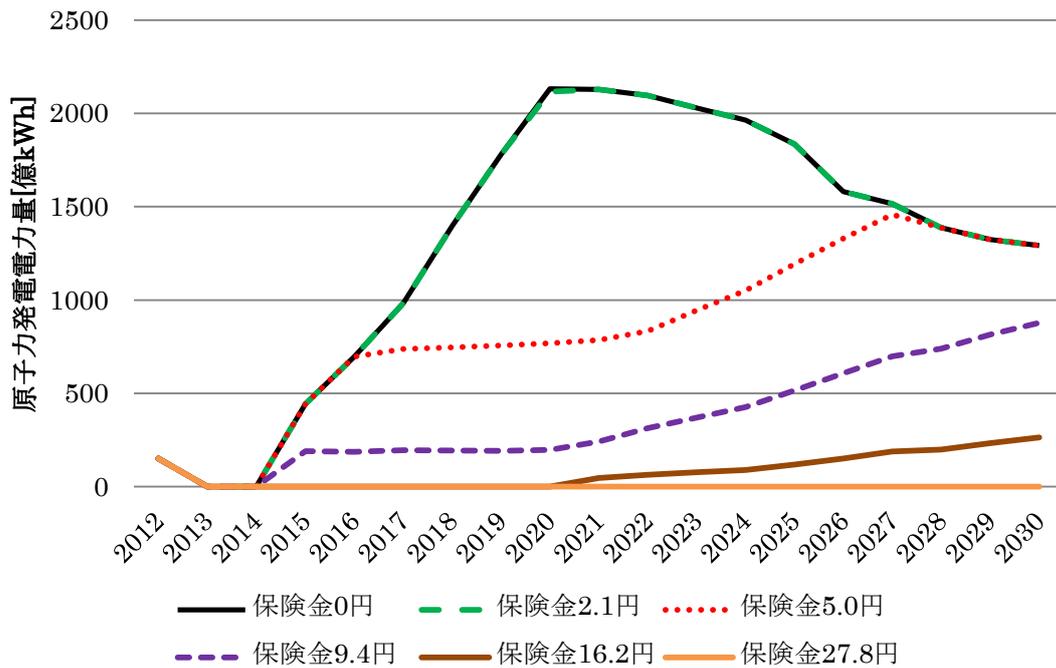


図 11-2-10 2030 年代ゼロシナリオにおける保険金の影響

イ 分析結果

表 11-2-8 に各シナリオに保険金を設定した場合の経済影響（2030 年 25%（再エネ 30%程度、保険金なし）ケースとの GDP 差）を、表 11-2-8 に保険金による積立額を示した。なお、GDP 差と積立額は共に 2015～2030 年間の累積値である。

表 11-2-8 保険金ケースの経済影響（2030 年 25%（再エネ 30%程度、保険金なし）

ケースとの GDP 差、単位：10 億円）

	保険金 (円/kWh)				
	2.1	5.0	9.4	16.2	27.8
2030 年原発 25% (再エネ 10%程度維持)	-4,767	-25,532	-68,274	-102,662	-114,825
2030 年原発 25% (再エネ 30%程度促進)	-6	-18,306	-52,980	-83,416	-97,673
2030 年代原発ゼロ (再エネ 30%程度促進)	-19,692	-24,886	-53,106	-73,990	-79,444
2030 年原発ゼロ (再エネ 30%程度促進)	-31,695	-33,856	-45,514	-81,808	-82,615

表 11-2-9 保険金による事故リスク積立額（単位：10 億円）

	保険金(円/kWh)				
	2.1	5.0	9.4	16.2	27.8
2030 年原発 25% (再エネ 10%程度維持)	6,802	12,190	12,836	8,605	2,510
2030 年原発 25% (再エネ 30%程度促進)	6,834	10,240	9,491	5,365	1,296
2030 年代原発ゼロ (再エネ 30%程度促進)	5,361	7,975	6,598	2,567	0
2030 年原発ゼロ (再エネ 30%程度促進)	2,264	3,655	1,951	0	0

表 11-2-8 では、保険金を 2.1 円/kWh とした場合に、2030 年原発 25%、再エネ 30% 促進のシナリオの影響が最も小さく出ており、次いで、2030 年原発 25%（再エネ 10% 程度維持）、2030 年代原発ゼロ（再エネ 30%程度促進）の順で経済影響が小さいと評価された。また、保険金を 5.0 円/kWh とした場合には、2030 年原発 25%、再エネ 30% 促進のシナリオの影響が最も小さいのは変わらないが、2030 年原発 25%（再エネ 10% 程度維持）と 2030 年代原発ゼロ（再エネ 30%程度促進）では、2030 年代原発ゼロ（再エネ 30%程度促進）の経済影響が小さく評価される結果となった。3 節と同様に、再生可能エネルギーの促進の効果を示唆する結果となっている。

表 11-2-8 と表 11-2-9 では、保険金の積み立てによって、事故リスクに備えることができるが、その一方で保険金を課さないシナリオ（2030 年原発 25%、再エネ 30%程度）と比較すると経済的損失（GDP の減少）が生じ、この GDP の減少分が事故リスク対応の積立額を大幅に上回る可能性を示唆している。また、保険金の増加は原子力発電電力量の減少につながるため、必ずしも保険金の増加によって積立額（事故リスク対応の備え）が増額できるわけではない。さらに、保険金が多いケースで、原発が 25%のケースでより大きな経済影響が出ていることについて、これは保険金が多いと原発がゼロとなる段階でマイナスの経済影響は上限に達している一方で、原発が 25%のケースではマイナスの経済影響が生じる上限（余地）が多いことによって発生する差であ

り、単純に比較できないことに注意が必要である。さらに保険金額の設定については、GDP 損失が保険金の積立額に見合うかの視点の議論が必要である。

ウ まとめ

保険金の積み立てによって、事故リスクに備えることができるが、その一方で保険金を課さないシナリオ（2030 年原発 25%、再エネ 30%程度）と比較すると経済的損失（GDP の減少）が生じ、この GDP の減少分が事故リスク対応の積立額を大幅に上回る可能性を示唆している。保険金額の設定については、GDP 損失が保険金の積立額に見合うか議論が必要である。

第12章 主体ごとの取り組み

第1章から第12章で示している、大阪府・市におけるエネルギー戦略の方向性に基づき、<視点1>原発依存からの脱却、<視点2>供給者目線から需要家・生活者目線へ、<視点3>再生可能エネルギーの拡大と省エネルギーの推進、<視点4>国から地方への4つの視点に分類し、国、地方公共団体、市民・事業者の3つの主体がそれぞれ取り組むべき事項について整理する。

<視点1>原発依存からの脱却

①国

- ・外国人を含む人材によって、独立性をもった世界標準の規制機関の下、世界標準の規制を行う。
- ・推進機関（経産省等）へのノーリターンルールは例外なく直ちに実施。原子力関連企業への再就職規制などにより原子力村との完全断絶を実現。
- ・安全規制の徹底的見直し。バックフィットを例外なく適用。
- ・40年廃炉の例外を廃止
- ・国、地方と電力会社の緊急時対策の見直し、原子力損害賠償の抜本見直しを行う。
- ・もんじゅや再処理は即時撤退。
- ・原発を稼働する場合は、使用済核燃料の総量抑制と場所に関して国民的合意をはかる。使用済核燃料は現実的な責任貯蔵を行う。
- ・国と民間の役割分担を明確にしたうえで、脱原発に対応するための電力会社の経営健全化策を策定
- ・電力会社の破綻処理スキームを創設

②地方公共団体（府・市）

- ・国の原子力規制機関が、信頼に足る安全基準の見直しなどに十分取り組まない場合には、当面の間、自ら創設する『関西原子力安全監視庁』において、代替できる機能を確保。
- ・使用済核燃料の責任貯蔵を国が十分に取り組まない場合には、国が取り組まない必要最小限の間、財源ごと地方に移管し、責任貯蔵を代行することも検討。

- ・国の定める緊急時対策に基づき、広域的避難訓練など万全な準備を行う。国の対応が不十分な場合には、上乘せの対応を行う。
- ・脱原発依存の実効性確保のため、必要に応じて安全規制に関する条例（大阪に被害を及ぼす可能性のある原発に関する規制）を制定する。

③市民・事業者

- ・電力会社は徹底した情報公開。安全及びコスト両面について。
- ・国の定める緊急対策に基づき準備を行うとともに、シビアアクシデントの際の具体的な行動計画（保険・基金などを含む）の策定・公表。
- ・原発コストは、過酷事故の場合の損害賠償等全てのコストや廃炉費用などを全て上乘せして評価する。（市場において内部化することでリスク・コストが評価される）

<視点2>供給者目線から需要家・生活者目線へ

（国・電力会社による計画経済から市民が選ぶ市場経済へ）

①国

- ・2年以内に、発送電分離・電力完全自由化で、競争による低コスト・創造的なエネルギー市場の実現。
- ・送配電網は発電会社からの影響力を一切排除して独立性を担保し、公正な開放を確保。
- ・ナショナルグリッド化（日本全国一体の送電会社）の促進など、広域化と透明化及び送配電網拡充による安定供給体制の実現。
- ・一般電気事業者保有のベース電源の開放、卸供給規制の撤廃、卸電力取引所の活性化等により、発電・小売部門での競争を促進。
- ・エネルギー産業の振興官庁である資源エネルギー庁から電力・ガス規制を分離。エネルギー供給に関して、競争制限的な行為が行われていないかどうか、公益事業委員会（新設）で監視。
- ・振興政策は経産省の産業政策部門に吸収して資源エネルギー庁は解体。
- ・ネガワット取引に係るガイドラインの作成など、デマンドレスポンスの普及振興

②地方公共団体（府・市）

- ・スマートコミュニティの推進

- ・消費者保護の観点からの規制導入。(国から地方の項参照)
- ・電力自由化のなかで消費者相談窓口の設置や広報
- ・自らデマンドレスポンスに取り組み、経費削減を図る。

③市民・事業者

- ・小売り全面自由化の下、需要家が電力会社や電源、料金メニューの選択肢を持つ。
- ・デマンドレスポンス、ネガワット取引など新しい取り組みに積極的に参入する。
- ・国の政策転換を先取りした新たなビジネスモデルの推進。
- ・旧来の護送船団方式に決別し、入札改革、透明な取引慣行構築などによる徹底した競争によるコスト削減及びサービス充実を図る。
- ・スマートメーターの仕様の国際標準化と国際調達による非ガラパゴス化と低コスト化の実現。

<視点3>再生可能エネルギーの拡大と省エネルギーの推進

①国

- ・エネルギー基本計画の見直し。再生可能エネルギーの比率で欧州諸国並みを目指す。
- ・再生可能エネルギーの推進を阻害する規制の撤廃。
- ・補助金、優遇税制
- ・新しいインフラ整備（系統網の強化等）

②地方公共団体（府・市）

- ・地域の実情を踏まえた節電・省エネ運動の展開
- ・再生可能エネルギーで、関西を世界の成長センターとする。
- ・再生可能エネルギー・省エネルギー導入支援（条例、助成措置等）
- ・関連産業集積促進策の推進。

③市民・事業者

- ・技術開発、実証事業等。
- ・住民参加型の再生可能エネルギー導入。
- ・再生可能エネルギー普及までの経過期間におけるガスシフト及び石炭利用などによる

安定供給の確保。

<視点4>国から地方へ

①国

- ・原子力関連予算、電促税の抜本の見直しにより財源の地方移管。
- ・エネルギー供給に関して、競争制限的な行為が行われていないかどうか、公益事業委員会（新設）で監視。

②地方公共団体（府・市）

- ・移管された財源を元に、地域エネルギー安全保障体制を確立。
- ・消費者保護の観点から、シェアの高い（当面 50%以上）電力会社の料金の適正化に関する措置を検討する。
- ・その他規制権限のうち、地方でできるものは地方で行う。
- ・原発安全基準の策定などに積極的に関与。
- ・防災計画の策定や安全協定の締結を行う。
- ・地域の実情を踏まえた再生可能エネルギー、コジェネレーション等の振興を図る。
- ・地域の実情を踏まえた節電・省エネ運動の展開とスマートコンシューマー主体のスマートコミュニティの実現を図る。

第1項 脱原発の現実的な実現過程

これまでの報告から明らかになった脱原発に関する考え方及び前提条件について整理すると以下のとおりである。

1-1 まず何よりも安全

原発再稼働の前提条件として、最も重視されるべきものは、「国際的に見て最高水準の安全基準の設定とその遵守」である。これを満たせないということであれば、原発は再稼働できないと考えることについては異論はない。

1-2 倫理的に許容できない

原発は、事故が起きた時の規模の巨大性、不可逆性、非人道性の面で他のプラントとは本質的に異なる危険性を有する。しかも、一部の人達の利益のために他の無関係な人々にその事故のリスクを強制的に負担させ、また、使用済み核燃料などの核のゴミの処理のリスクと負担を将来世代にツケ回しするという面で、倫理的に許容できない電源である。

従って、直ちに原発を廃止するという考え方もある一方、それによる経済社会的混乱を回避する観点から、一定の規模及び時間的な限度の範囲で再稼働を「必要悪」として容認すべきであるという考え方がある。

1-3 普通の産業と同じ公正なルールに服すべきである

原発については、従来、様々な意味で、他の産業とは異なる特別に優遇されたルールや各種の政府の補助が与えられてきた。これを改め、原発も普通の工場や産業と同じような公正なルールに服すべきだということに異論はない。

1-4 公正なルールの内容

原発事業者に対して、他の産業・企業に適用される、ごく普通のルールを課す。

- ① 原発事業者自身が安全確保に全責任を負う
- ② 万一事故が生じた際の損害賠償については、無限責任で原発事業者が負担する

- ③ 原発事業者が損害賠償の負担に応じられるような財務的な備えを行う
- ④ 内部的に十分な備えが出来なければ、保険をかけて備える義務を課す
- ⑤ 事業の結果生じたゴミ（核燃料廃棄物など）は自らの責任で処理する（処理できなければ事業は継続しない）
- ⑥ 地域独占などは認められず、自由競争を基本とし、全ての電力事業者が新規参入者も含めて独占禁止法の適用を受ける（送電事業は特例が認められる）
- ⑦ 原発だけに国の助成を与えることはしない
- ⑧ 原発立地地域に対する特別な助成措置は行わない
- ⑨ 原発の安全規制のためのコストは原発事業者が負担する
- ⑩ 競争などの結果経営が困難になった場合は、通常の破たん処理の原則が適用される
- ⑪ 社債の特別な保護などの電力事業者を保護する特別措置は廃止する

1-5 公正なルールによる淘汰とその猶予の是非

まず、1-1の考え方を採ると、新たな安全基準が設定されたことにより、即脱原発と言う結果になる可能性が高い。ただし、原子力規制委員会が、国際的に見て最高レベルの安全基準を設定できない可能性もあり、その場合は、安全確保が不十分であるにもかかわらず、安全宣言された原発が再稼働する可能性もある。

また、上記1-3のルールを課すことによって、原発の再稼働は不可能となる可能性が高い。その結果は、即脱原発のシナリオとなる。

その場合、電力需給が議論の対象となるが、需給面では十分対応できることが明らかとなっている。残る論点は、短期的に電力料金の上昇が不可避となることから、緊急避難的に（或いは、必要悪として）一定の範囲で原発の再稼働を認めるべきという考え方もある。（部分的に特定産業向けに割安価格を設定することなども選択肢には入るであろう）

これは、結局のところ、公正なルールの適用を一定期間猶予することによる脱原発の先延ばし、あるいはルールの内容を緩和することにより原発の再稼働を可能として、あとは市場の競争に任せるという政策決定が前提となる。

第2項 脱原発の時期と政策的なコミットメント

脱原発の経済的影響については、産業構造のダイナミックな変化や再生可能エネルギーへの投資効果により、GDP や雇用に関するマイナスの効果を相殺し、新たな成長路線に乗せる可能性が十分にある。こうしたシナリオで脱原発を 2030 年までに実現することは十分可能である。

他方、脱原発の方向性を示さず、結果的に脱原発を余儀なくされるというシナリオは、あらゆるシナリオの中で経済的に受けるダメージが最も大きくなることが示唆された。

これらの結果からは、脱原発を実現するには、政策的な方向性を定めることが重要であることがわかる。市場関係者が脱原発に関する政策の一貫性に信頼を置かなければ、大規模な投資が出来ないからである。その点、現在政府が政策の基本的な方向性を決めることを先送りしていることは、事実上脱原発のシナリオを放棄しているのに等しい。

政府として、可能な限り早期に脱原発（原発ゼロを目指すこと）の方針を決定し、これを明確に示すべきである。当会議では、国際的な安全基準が設定、遵守されれば、全ての原発の再稼働が少なくとも長期にわたって困難になる可能性が高いこと、また、原発についてどのような立場を採るかにかかわらず、公正なルールを即時適用すれば即脱原発になる可能性が高いこと、仮に猶予期間を設けるとしてもそれは混乱を避けるための必要最小限のものとすべきでどんなに遅くとも 2030 年までには脱原発を実現することができるという事で意見が一致した。

さらに、実際には、早期に脱原発の方針を定めて適正な政策が採ることにより、それを前倒しで実現できる可能性も十分あることでも一致した。

さらに、安全基準の内容いかんによっては、即脱原発となる可能性もあり、それに対する準備を進めることも喫緊の課題となっている

すなわち、これまでは、50基ある原発が全て、または、かなりの数動くという前提でそれをどうやって減らすのかという議論が進められていたが、それとは全く逆に、現時点では、来年9月に再び原発稼働ゼロ状態になった後、どれだけの原発が動かせるのか、動かさない時にどうするのかということを考える状況になっているということである。こうしたパラダイム転換に、政府が正面から向き合うことが求められている。

第3項 脱原発シナリオに沿った準備作業の開始

原発をゼロにするという方針を決定したとしても、それを実現するためには膨大な法律

的、経済的、社会的な課題への具体的対処法を準備する必要がある。これらは、必要に迫られた段階で、パッチワーク的に対応するのではなく、全体を一つのパッケージとして、対応の時間的な順序も含めて検討する必要がある。

そのためには、脱原発（原発ゼロ）準備委員会のようなものを設けて、一日も早く検討に着手する必要がある。

脱原発（原発ゼロ）準備委員会は、国会、政府、関係自治体、民間それぞれに設けられることが必要であろう。その上で、国会及び政府の準備委は、関係自治体及び民間の準備委と相互に協議、調整を行いながら、広く民間の知恵を生かす努力をしていくべきである。

民間の準備委は、特に国が一つに限定するというのではなく、自主的に生じる各種のキャンペーンなどから自然に集合、淘汰されながら発展していくという形が望ましい。

国会、政府、自治体は、それぞれのアイデアを民間の準備委に早い段階で提示し、ネット上でのオープン・ソース・イノベーション的な手法も取り入れながら、世界中から最善の知恵を吸収することが出来る。

もちろん、民間側がイニシアティブを取って、自ら各種の提案を行っていくことも可能である。

上記は、あくまでも一例ではあるが、これまで、国民不在で知らないうちに原発推進が憲法と同じくらい重い規範となってしまったことに対する反省に立った、新たな国民的合意に基づく政策決定過程の試みとして検討されることを期待する。