

日本のエネルギー需給構造における原子力発電の位置づけ

張 博

Abstract

This paper analyzes nuclear energy policy and the development history of power liberalization in Japan, and whether or not nuclear power generation meets the "base load electricity source" in the Basic Energy Plan, "Energy Security", "Economic Efficiency", and "Environment". We have examined the role of nuclear power from three perspectives. In the future, power sales will be examined the whereabouts of nuclear power in that it is partially liberalized.

キーワード……エネルギー基本計画 供給安定性 経済効率性 環境適合性 電力自由化

はじめに

2010年のエネルギー基本計画において、原子力は供給安定性、環境適合性、経済効率性に優れた基幹エネルギーとして、原子力発電を積極的に推進するという方針を打ち出している。また、同計画では、2020年までに、9基の原子力発電の新增設、設備利用率約85%を目指し、原子力を含むゼロ・エミッション電源の比率を50%以上として、さらに、2030年までに、14基以上の原子力発電所の新增設を行い、設備利用率約90%を目指し、原子力を含むゼロ・エミッション電源の比率を約70%とする目標を掲げている。ところが、2011年3月11日にマグニチュード9.0の東北地方太平洋沖地震が発生し、それに伴う東京電力福島第一原子力発電事故が発生した。いわゆる「安全神話」が崩壊した一方、原子力発電の政策コスト、バックエンドコスト、事故損害賠償コスト等の隠されていた社会的コストは莫大な金額になることが明らかになった。それゆえ、日本全国の原子力発電が次々と運転停止になり、原子力発電増設等の計画が東京電力福島第一原子力発電所事故発生により頓挫した。

2014年に新しいエネルギー基本計画が閣議決定された。原子力は準国産エネルギーとして、供給安定性、経済効率性が優れた重要なベースロード電源と位置づけられている。しかし、発電コストが低廉等という理由で原子力発電を電源ベースにして良いのか疑問が残る。

東京電力福島第一原子力発電所事故後、世界中で脱原子力発電を目指す動きが本格化している国がある一方、原子力発電を今後の重要なエネルギー源とする国もある。そのような世界各

国の様々な対応の中、日本は原子力を「重要なベースロード電源」と再評価している。また、再稼働に向けた各原子力発電所の安全審査の進捗状況から見ると、新エネルギー基本計画は再稼働を推し進めるために打ち出しているのではないと思われる。

そこで、本研究は、日本の原子力政策及び電力自由化の発展経緯について分析を行い、原子力発電はエネルギー基本計画における「重要なベースロード電源」に満たすか否か、「供給安定性」、「経済効率性」、「環境適合性」の視点から原子力発電のあり方を検討し、また、電力の小売りが部分自由化される中で原子力発電の行方を検討するのである。

1.日本の原子力政策の変遷

日本における原子力政策は、1955年に原子力行政の基礎としての「原子力基本法」の成立によって開始された。その翌年に原子力委員会が発足し、「原子力の研究、開発及び利用に関する長期計画」が策定されてから、原子力の開発利用が積極的に推進されてきた。その後、エネルギー需給状況、原子力発電所事故等により原子力をめぐる諸問題が様々に変化してきた。

1960年代後半に入ると日本の原子力発電新規立地を拒否する運動が相次いだ。原子力発電新設に向けた手続きは困難な情勢を見せた。他方で、1973年に第4次中東戦争の勃発を契機にOPEC(Organization of the Petroleum Exporting Countries、石油輸出国機構)が原油価格を引き上げると発表する一方、OAPEC(Organization of the Arab Petroleum Exporting Countries、アラブ石油輸出国機構)が石油生産量を削減する旨を決定した。それらの影響で原油価格が急激に上昇し、当時、海外石油資源に過度に依存している日本経済に大きなダメージを与えた。その結果、ウラン燃料は石油に比べて地政学的リスクが相対的に低いと考えられ、原子力発電への関心が高まってきた。このような状況を踏まえ、1974年、日本政府は原子力発電立地地域及び周辺市町村に交付金・補助金を交付する電源三法交付金制度を可決・成立した。この制度は原子力発電誘致に順調に推し進めるために策定されたのではないと思われる¹⁾。さらには、1988年、IPCC(Intergovernmental Panel on Climate Change、気候変動に関する政府間パネル)は第1次評価報告書を公表し、その中で二酸化炭素などの温室効果ガスの濃度の増加を起因に地球上の温室効果が増大していると発表した。その影響を受け、地球温暖化が社会問題化され、非常に注目されるようになった。それ以来、原子力発電は発電過程においては、二酸化炭素である温室効果ガスを排出しないというメリットで再度注目されることとなり、温暖化対策として推進されている。

また、2002年に安全供給の確保、環境への適合、市場原理の活用を基本方針として「エネルギー政策基本法」が公布された。それに基づいて2003年に最初の「エネルギー基本計画」が策定され、その後「エネルギー基本計画」の見直しは3年ごとに2007年に第1回改定、2010年に第2回改定が行われた。東日本大震災後初となる「エネルギー基本計画」が2014年に閣議決

定された。この時期は原子力発電の安全性、経済性においてすでに問題視されているが、同計画には、原子力はベースロード電源と重要なポジションに位置付けられた。

このような原子力を巡る環境の中で、2015 年 6 月に総合資源エネルギー調査会・長期エネルギー需給見通し小委員会は第 10 回会合で「長期エネルギー需給見通し（案）」を打ち出した。その中で特に注目されるのは、原子力発電への依存度は「東日本大震災前に約 3 割」から「2030 年に 20%~22%程度」へと低減するとのことである。

東京電力福島第一原子力発電所事故が発生した後、日本において原子力発電の新規立地・新増設は困難になると思われる。2030 年に原子力発電の依存度は「20%~22%」にするには現在の原子力発電 43 基がすべて再稼働を容認せざるを得ない。しかしながら、原子力発電の寿命となっている 40 年が突入する。設備利用率 70%を前提として推計すると、2030 年に原子力発電依存度は原子力発電の 43 基をすべて 40 年で廃炉にするとなると 13%にとどまっている一方、稼働年数を 50 年、60 年に延長する場合には 2030 年に原子力発電依存度はそれぞれ 22%、28%となっている²⁾。つまり、今回の「長期エネルギー需給見通し」は原子力発電をすべて再稼働した上で稼働年数を延長するという方針を示している。

仮に原子力発電の運転期間延長が認められ、運転を継続していく場合には老朽機械のメンテナンス等新たな費用投入が必要となり、さらに、原子力発電の立地自治体・周辺市町村への補助金は一層増えることが予想される。そうすると、原子力発電の政策コストに上乗せする社会的なコストが次第に増大してゆくのは必然である。今までの補助金は立地地域住民の福祉を向上するという名目で成立されたが、補助金が増えることで原子力発電の立地自治体、周辺市町村の企業活動、労働意欲がそがれると考える一方、膨大な補助金は国の財政負担になり、経済・社会の活力を阻害する要因となると考える。

事故リスクへの対応費用については、2015 年の試算によると事故損害賠償費用・廃炉費用が 1 兆円増加すると 0.04 円/kWh 増加するとされている³⁾。この値は 2011 年の試算値 0.1 円/kWh よりかなり減少した。その原因は、追加安全対策を実施したという理由で事故発生頻度を 2010 年の試算時 2,000 炉・年より 4,000 炉・年に甘く設定されたということである（図 1）。換言すれば、今回の事故発生頻度は想定外の事故を考慮せず、想定内の事故によって設定されたと言えよう。

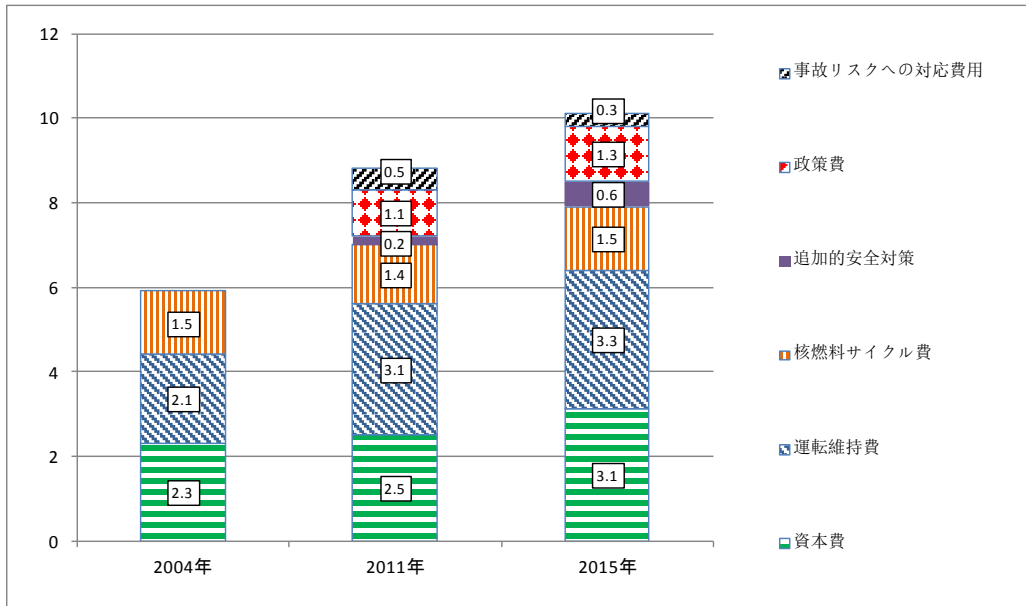
なお、シビアアクシデントが起きれば事故後の損害賠償費用は事故前の安全対策費用をはるかに超える。その費用ギャップを埋めるために新たな政策が必要であろう。

東京電力福島第一原子力発電所事故以降、日本では、原子力発電の是非については、盛んに議論されている。2030 年の新たなエネルギーミックス案からみれば日本政府は依然として原子力発電を重視し、全面的に推進する姿勢を見せた。それは各地域において電力会社の独占的な利益を保護することが強く示唆されている。一方で、原子力発電の積極的な推進は再生可能エネルギーの長期的な経済的利得が失われると考える。それは原子力発電推進の機会費用と言え

よう。つまり、原子力発電推進は再生可能エネルギーの社会的な拡大・普及を阻む要因になりかねない。原子力発電の多大なコストを将来世代に押し付けられないため、原子力の抜本的な制度改革が必要となる。

図1 原子力発電コストの内訳

(単位：円/kWh)



(出所)「モデル試算による各電源の発電コスト比較」、「コスト等検証委員会報告書」、「長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告」に基づき作成。

※設備利用率70%、割引率3%、稼働年数40年を想定。

2. エネルギー基本計画における原子力発電の位置付け

2.1 原子力発電の「供給安定性」

世界経済の成長、そして、それと関係にある急激なエネルギー需要の拡大により国家間の資源争奪戦の様相を帯びてきた。その中で、特にエネルギーの安定供給問題が重要な課題として世界的に注目されるようになってきた。

その背景にあるのは1970年代のオイルショックであった。1970年代、中東戦争に端を発した2度にわたるオイルショックと呼ばれる、国際的な原油価格の上昇に伴う消費国での経済混乱が発生した。当時日本国内では、原油価格の高騰は物価を押し上げ、経済に多大な影響を及

ぼした。

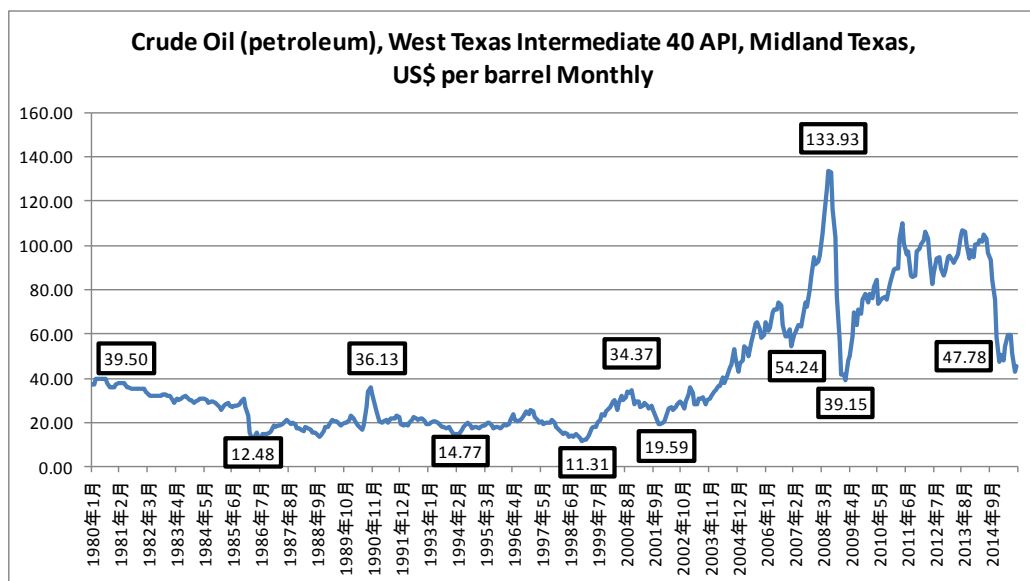
この中東で起きている一連の出来事を契機にして世界原油市場の様相は一変した。また、中東地域をはじめ石油を海外の輸入に頼っている日本では、石油代替エネルギーとりわけ原子力エネルギー利用への期待が高まっている。その理由は原子力発電の燃料となるウラン資源は、石油、石炭、天然ガス等の化石燃料にみられるように地域的な偏在性がなく、カナダ、オーストラリア等の政情の安定した国々に分布しているため、資源確保の観点から相対的に供給安定性に優れていると言われている。本来、地政学的リスクは資源価格にとって強力な押し上げ要因となる。しかし昨今の原油・ウラン資源の市場価格の変動を見ると、その要因が資源の賦存量・生産量、市場の需給状況、投機筋等に大きく関わっているということになる。

図2はWIT原油価格の推移を示している。原油価格の歴史的推移を概観すると、激しく変動した原油価格の背景には、地政学的リスクのインパクトが大きいこと、国際的に原油需要が拡大していること、投資筋の資金が市場に流入したこと、世界的に不景気が続いていたこと等があると考えられる。

2014年末時点では、中東地域での原油確認埋蔵量は世界全体の47.7%の約半分を占めている⁴⁾。また、中東地域は日本の原油の最大の輸入先である日本の原油輸入の中東地域への依存度は、第1次オイルショックの時には77.5%、第2次オイルショックの時には71.4%、さらに、1985年には68.8%に低下したが、その後再び増加傾向が見られ、2005年には89.1%に達した。近年、中東地域への依存度は軽減されておらず、依然として80%以上の高いシェアを占めている⁵⁾。石油備蓄は原油価格高騰の抑制に効果的であるが、過度の中東依存問題は変わっていない。一方で、石油代替エネルギーである再生可能エネルギーの推進に対して原子力発電の割合は増加傾向にあり、2011年時点に原子力発電が54基あり、全電力の約3割を供給している。しかし、原子力発電推進は原油輸入の中東地域への依存度が軽減されていないことが明らかとなった。

図 2 WTI 原油価格の推移(1980年1月～2015年9月スポット)

(単位：US ドル/バレル)



(出所) IMF, “Primary Commodity Prices”⁶⁾に基づき作成。

図3に示されているようにウラン価格は原油価格と同じように大きな変動がみられる。ウラン価格は1973年の第1次オイルショック時の6ドル程度から徐々に上昇し、1978年に43.4ドルの高値になった。その要因は第1次オイルショック後、世界各国で原子力発電の開発が進められてきたと考えられる。1979年のスリーマイルアイランドにおける原子力発電所事故以降、アメリカでは原子力発電の新規建設が凍結され、さらに、世界的規模で原子力発電計画が停滞していた。それゆえ、ウランへの需要が低迷し、ウラン価格は横ばい状態が続き、さらに、2001年に7.1ドルまでに下落した。

その後、ウラン価格は急上昇し、2007年に過去最高値の136.22 USドル/ポンドとなった。その原因は、2001年から大型ウラン鉱山の生産量減少、オーストラリア、カナダのウラン鉱山の事故が相次いだこと、などが挙げられる。

また、ウラン価格には旺盛な需要増加と短期的投機資金の流入の2つの要因を加え、ウラン価格はさらに、高水準に押し上げられる可能性があると考えられる。

ウラン需要の増加については、東京電力福島第一原子力発電事故後、2012年10月24日に中国国务院常务会议で『エネルギー発展十二次五ヵ年計画』、『原子力発電安全計画(2011年～2020年)』及び『原子力発電中長期発展計画(2011年～2020年)』が審議・批准されたことで、2020年までの全体の原子力発電設備容量の目標を8600万kWに引き上げ、2020年末に、建設中の

原子力発電は 4000 万 kW にするという目標を掲げていた。また、世界に目を転じると、建設中の原子力発電は 81 基、設備容量 8,398kWh であり、計画中の原子力発電は 100 基、設備容量 11,292kWh である⁷⁾。このような世界的に原子力発電計画が拡大する環境の中、ウランの一次供給（ウラン鉱山）と二次供給（解体核兵器など）はその需要を賄うことができるか否かが疑問を呈する。

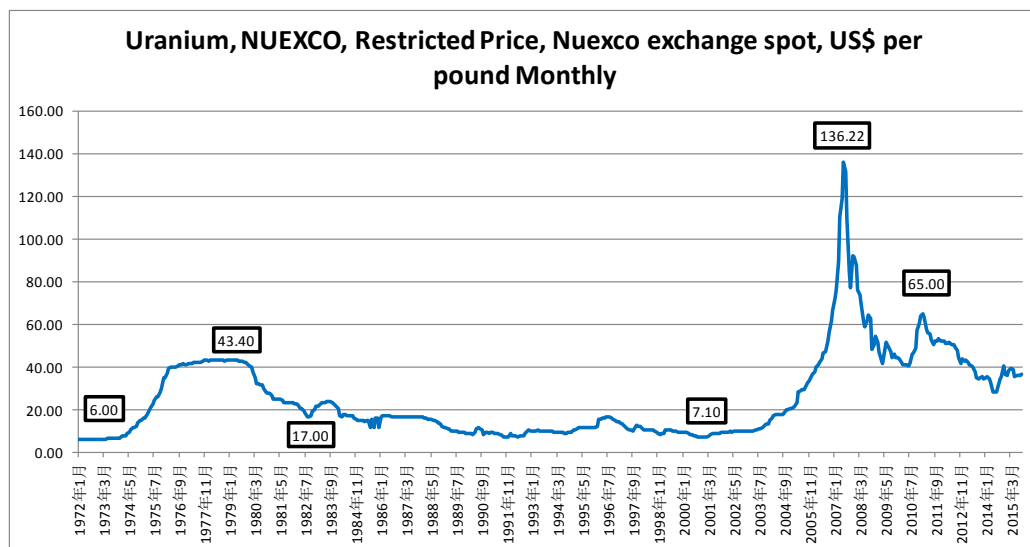
一方で投機家の行動がウラン価格への影響は極めて大きいと考えられる。2008 年 6 月に投機資金の流入により原油価格が一時的に 133.93US ドル/バレルまでに急上昇した。そのことから、将来ウランの需要が増加すると想定した投資家がウランを買い続けることによりウラン価格が短期的に大きく押し上げられる要因になることも予想される。つまり、ウラン価格は高騰リスクがある。

日本では、ウラン資源は原油と同様に海外に依存している。さらに、ウラン産地は少数の国々に限られているため、ウラン資源を巡る権益獲得は戦略的に進められている。ウランは戦略資源として国家間の資源獲得競争を一層激化させると思われる。そのため、ウラン高騰という問題が出てくる可能性が高いと考える。

以上のように、ウランの安定供給が影響される多種多様な要因から見れば、ウランは供給安定性に優れている資源とは言えない。

図 3 ウラン価格の推移 (1972 年 1 月～2015 年 9 月スポット)

(単位：US ドル/ポンド)



(出所) 1980 年まで「エネルギー白書 2008 年」⁸⁾のウラン価格を参考、

1980 年以降 IMF, “Primary Commodity Prices”⁹⁾に基づき作成。

2.2 原子力発電の「経済効率性」

そもそも原子力発電推進派が原子力発電の経済効率性が優れていると主張する理由の一つは、少量のウラン燃料（費用）で大量の電力（便益）を生み出すという評価にある。しかしながら、原子力発電の利用に伴う不確実性が非常に大きいと予想される。そのため、原子力発電の経済効率性を評価する際には、不確実性に起因する種々の事象を考慮すべきだと考える。原子力発電の経済効率性を評価するに当たっては、重要となるのは原子力発電の発電コストを巡る議論である。

大島堅一¹⁰⁾は各電力会社が発表している有価証券報告書を用いて1970年～2010年にかけて41年間の電源別の実績値を試算し、発電コストを評価している。その計算方法は以下のようである。

- (1) 料金原価=営業費用+事業報酬
- (2) 事業報酬=レートベース×報酬率
- (3)

$$\text{発電事業に直接要するコスト} = \frac{\text{料金原価}}{\text{総発電量}}$$

- (4)

$$\text{政策コスト} = \frac{\text{技術開発コスト} + \text{立地地域対策コスト}}{\text{発電量}}$$

- (5) 発電単価= (3) + (4)

発電に直接要するコストについては、原子力8.53円/kWh、火力9.87円/kWh、水力7.09円/kWh、一般水力3.86円/kWh、揚水52.04円/kWh、という結果になっている。この結果からみれば、原子力発電の安価神話はすでに崩壊した。

政策コストについては、大島は技術開発コストと立地地域対策コストに分けられ、試算している。原子力1.72円/kWh、火力0.04円/kWh、水力0.1円/kWh、一般水力0.05円/kWh、揚水1.02円/kWhであった。原子力発電の政策コストは他の電源と比較すると格段に高いということがこの計算結果から明らかとなった。この莫大の財政支出は日本の一貫した原子力政策を反映し、国策として原子力発電を後押しする役割を果たしていることが明確に示唆されている。

2004年、日本政府は使用済み燃料の処分・処理コストや廃炉コストに充てるバックエンド事業のコスト見積もりを公表した。その総費用は再処理に11兆円、高レベル放射性廃棄物処分に2.55兆円、MOX燃料加工に1.19兆円など約18.8兆円となっている。大島はこの18.8兆円の報告書には全てのバックエンドコストが算入しているのは事実ではないと主張し、極めて過小評価されていると指摘した¹¹⁾。

また、原子力発電は稼働する際に放射性廃棄物が蓄積される。日本政府はその中の高レベル放射性廃棄物をガラス固化し、地下300メートル以深に100万年以上に埋設するという地層処

分の方法を計画している。しかし、ガラス固化体を埋蔵する処分予定地は完全に未定である。仮に日本では、原子力発電で使用された核燃料を全て再処理した場合、約 1 万 2000 本（1996 年の試算）のガラス固化体になると試算される¹²⁾。この大規模なガラス固化体を長い年月で地層処分する際に、その不確実性の幅は予測できないほど大きいのが現実である。全ての不確実性を確率で割り引いてバックエンドコストに直すのは不可能である。それはバックエンドコストが過小評価されると主張する理由の一つであり、原子力発電のコストを安く見せかけるためのである。

つまり、バックエンド事業は、将来世代に多大な原子力発電リスクがもたらす費用を負担させることで現在世代は電力がもたらす便益を享受する、ということになる。

さらに、東電福島第一原子力発電所事故による除染、損害賠償等のコストの推計は下限値として 10 兆円¹³⁾以上とされている。それらのコストを原子力発電コストに加算すれば原子力発電のコストは一気に跳ね上がり、他の電源に比べると圧倒的に高い。

上記の莫大な損害額に対応するため、日本原子力保険プール（民間保険会社）に期待できるかについて見てみよう。

仮に原子力発電の事故損害賠償コストは日本原子力保険プールでカバーできるように原子力損害の賠償に関する法律を改正すれば、事故発生確率は非常に高く想定されねばならない。そうすると、電力会社が支払う保険料は大幅に増加すると予想される一方、事故発生時、日本原子力保険プールは受け取った保険料より桁違いの高額な保険金が電力会社に請求される。そもそも原子力損害保険の場合の契約数が大きなものではないため、原子力保険は「大数の法則」に適用できない¹⁴⁾。日本原子力保険プールはこのような巨大なリスクを負えないと思われる。東京電力福島第一原子力発電所事故後、日本原子力保険プールは「リスクが高い」という理由で東電福島第一原子力発電との保険契約を打ち切った。適切な事故発生確率を評価するのは困難であるため、日本原子力保険プールは東京電力福島第一原子力発電所事故のような規模の損害賠償をカバーすることが不可能であろう。つまり、原子力発電の不確実性が非常に大きいということになった。

また、事故後、安全対策はどの程度シビアアクシデント発生の確率を小さくすることができるのかが問われる。

つまり、原子力発電の事故損害賠償コストは日本政府の援助によりカバーされ、最終的に電気料金に盛り込まれ、国民に負担させられる、ということになる。不確実性をカバーする制度的枠組みを欠く原子力発電の経済効率性が優れているとは言えない。

2.3 原子力発電の「環境適合性」

地球温暖化は CO₂ を主とした温室効果ガスの増加に起因するとの言説がよく見られる。原子力発電は発電時に CO₂ を排出しないため地球温暖化対策に寄与できる発電方式として進められ

てきた経緯がある。

しかしながら、吉岡 斉¹⁵⁾は国立環境研究所温室効果ガスインベントリオフィスが2009年にまとめられた1990年～2007年にかけての世界主要国の排出量データを使い、原子力拡大と温室効果ガス排出削減は「逆相関関係」にあるという結論を出している。この結果になる理由については、吉岡は温室効果ガス排出削減などの環境政策に不熱心な国において、原子力発電拡大促進政策が取られる傾向にある一方で、脱原子力発電を目指すか原子力発電に対して冷淡な国が、環境政策に熱心に取り組む傾向がある、と指摘している。日本では、1990年～2007年にかけて原子力発電を19¹⁶⁾基新增設し、温室効果ガスの排出量は1990年12億6,100万トン、2007年13億7,400万トン（1990年比9%増¹⁷⁾であった。つまり、日本は原子力発電の推進が温室効果ガス削減に貢献できず、吉岡が指摘している環境政策に不熱心な国に該当すると言えよう。

以上、見られるように原子力発電の推進は温暖化ガス削減に有効であるとは言えない。

一方で、原子力発電は発電時に温室効果ガスを排出しないが、ウラン探鉱・生産・輸送等の時に大量のエネルギー投入・消費に伴い、温室効果ガスの排出量が大幅に増加される。他方で、原子力事故による広域的な放射能汚染、使用済み核燃料の処理・処分は環境リスクに関する問題を抱えている。

もともと原子力発電は発電時にCO₂を排出しないとの理由だけで、環境の持続可能性への寄与があるという認識は誤っている¹⁸⁾。それを理由にして原子力発電再稼働を推し進め、さらに、原子力発電を重要なベースロード電源に位置付けるのは矛盾をはらんでいる。

3. 電力小売事業の自由化における原子力発電の位置づけ

3.1 電力自由化の発展経緯

昭和26年（1951年）に電気事業体制の再編成によって発電・送電・配電を一貫して行う民間一般電気事業者9社（北海道電力会社・東北電力会社・東京電力会社・中部電力会社・北陸電力会社・関西電力会社・中国電力会社・四国電力会社・九州電力会社）が誕生し、9電力体制が発足した¹⁹⁾。その新たな電力体制の特徴としては、(1) 地域独占の容認（自然独占）、及び(2) 総括原価方式の電気料金設定の採用（料金規制）、の二つある。すなわち、地域独占で分断されていた各地域に所在する需要家は他の電気事業者を選択する余地がなく、当該地域の電力会社から電気を購入することが限定されていることと、電源の新增設等に伴う費用が電気料金に上乗せする形で全て電気の需要家に転嫁されることを意味する。1980年に入ると、世界的な規制緩和の影響を受け、経営効率化の促進、内外価格差の是正²⁰⁾などを目的とする一連の規制緩和・民営化の大きな潮流の中で、電気事業については、地域独占による高コスト構造が問題視され、競争原理を導入すべきとの議論が盛んに検討されていた。平成7年（1995年）に電気事業法の大規模改正が行われ、一般電気事業者に電力を供給する事業にIPP²¹⁾（Independent Power

Producer、独立系電気事業者)の卸売が可能になったこと、需要家に電力を供給できる特定電気事業者²²⁾の特定の地域内での小売が可能になることなど電力産業が一部緩和された。平成11年(1999年)に電気事業法改正により、特別高圧の需要家(2万V以上、契約電力2,000kW以上)に電気を供給できるPPS制度²³⁾(Power Producer and Supplier、特定規模電気事業者)が創設された。それに伴い、PPSは一般電気事業者の送電ネットワークを利用し、自由化対象の需要家に小売を行うようになった。また、平成15年(2003年)に電気事業法が改正され、小売自由化範囲は高圧需要家(6千V以上、契約電力50kW以上)まで拡大され、JEPX(Japan Electric Power Exchange、日本卸電力取引所)の創設や託送制度の見直し等が行われた。さらに、平成20年(2008年)の制度改革では、インバランス料金の負担軽減等のPPSの競争条件の改善が行われた。上述の4回にわたる電気事業法の改正により電気料金は平成7年～平成19年にかけて低下傾向を維持してきたが、東日本大震災後、上昇し続けている²⁴⁾。

図4 電力自由化の発展経緯

	昭和26年(1951)	平成7年(1995)	平成11年(1999)	平成15年(2003)	平成20年(2008)
電気事業法改正の主なポイント	<ul style="list-style-type: none"> ・地域独占の容認 ・総括原価方式の電気料金設定の採用 	<ul style="list-style-type: none"> ・独立系発電事業者(IPP)の発電市場への参入が認められる ・特定電気事業の創設 ・選択約款届出制による料金規制の緩和 ・保安規制の合理化 	自由化部門： <ul style="list-style-type: none"> ・自由化の範囲特別高圧(2万V以上)使用規模が2千kW(キロワット)以上 特定規模電気事業者(PPS)の創設 <ul style="list-style-type: none"> ・送電ネットワーク利用の条件整備 非自由化部門： <ul style="list-style-type: none"> ・料金引き下げなどが認可制から届出制に変更 ・料金メニューの設定要件が緩和される 	<ul style="list-style-type: none"> ・2004年に小売自由化の対処が高圧の500kW以上に拡大され、2005年に小売自由化の対処が高圧の50kW以上に拡大される ・行為規制の導入 ・中立機関の設置 ・有限責任中間法人日本卸電力取引所の創設 ・託送制度の見直し 	<ul style="list-style-type: none"> ・特定規模電気事業者(PPS)の競争環境整備の制度改革

(出所) 電気事業連合会電力自由化の経緯

<http://www.fepec.or.jp/enterprise/jiyuuka/keii/index.html>

経済産業省資源エネルギー庁

<http://www.enecho.meti.go.jp/about/whitepaper/2013html/3-4-1.html>に基づき作成。

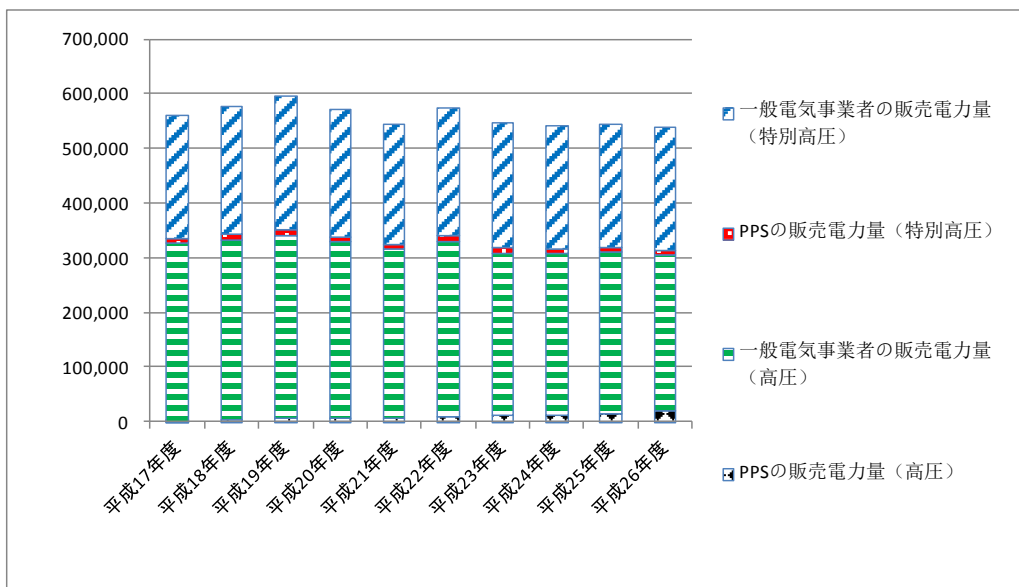
図5、図6には、平成17年度～平成26年度にかけて電力自由化部門におけるPPSの販売電力量とPPSの占める割合の推移が示されている。平成17年度には、日本の総需要電力量(電気事業者の販売電力量+自家発電自家消費等)は10,400億kWhで、そのうち電力小売部分自由化の対象となる需要(特定規模需要)は約5,594億kWhであった。また、特定規模需要のうち、PPSが販売した電力量は特別高圧受電分約95億kWh、高圧受電分約14億kWhで、それぞれ特定規模需要に

占めるPPSの割合は4.11%、0.43%しかなかった。一方で、平成26年度には、日本の総需要電力量（電気事業者の販売電力量+自家発自家消費等）は平成17年度より若干減少し、9,615億kWhとなり、そのうち特定規模需要は約5,376億kWhで平成17年度とほぼ水準であった。さらに、特定規模需要のうち、PPSが販売した電力量は特別高圧受電分約97億kWh、高圧受電分約18億kWhで、それぞれ特定規模需要に占めるPPSの割合は4.18%、6.05%であった。PPSの電力自由化部門に占める割合は、平成26年度は5.25%で、平成17年度の1.96%に比べると3.29ポイント増加し、全体的にみると僅かながら増加傾向に見えるが、PPSの特別高圧受電分に占める割合は4%前後と伸び悩んでいる。

つまり、日本では、小売部分自由化後の電力市場の競争状況については、一般電気事業者はPPSとの間に活発な競争が行われているとは言えず、依然として電力市場への支配力を持っていると言えよう。

図5 電力自由化部門におけるPPSの販売電力量の推移

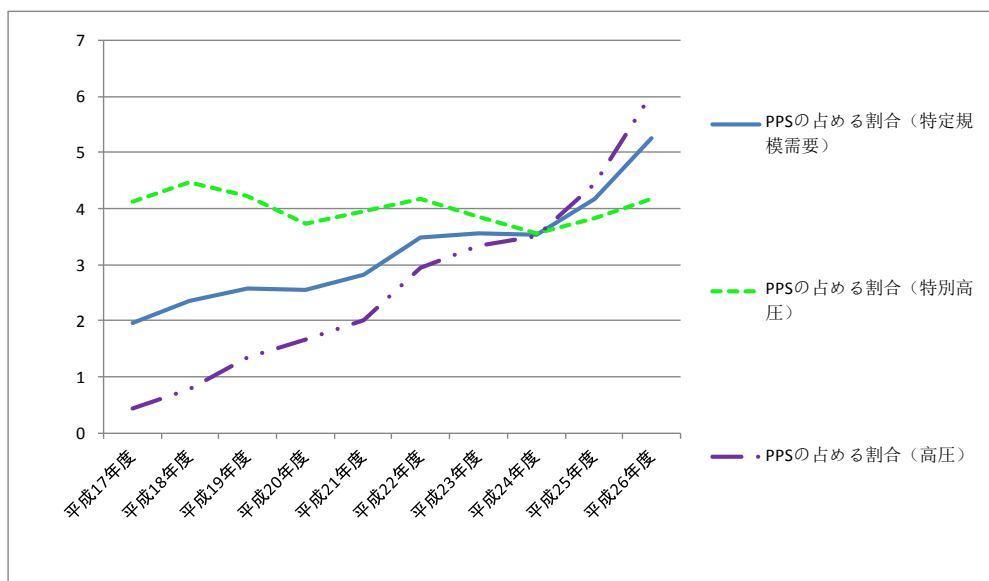
(単位：百万 kWh)



(出所) 経済産業省資源エネルギー庁「総需要電力量速報」平成17～26各年版に基づき作成。

図 6 電力自由化部門における PPS の占める割合の推移

(単位：%)



(出所) 経済産業省資源エネルギー庁「総需要電力量速報」平成 17～26 各年版に基づき作成。

3.2 小売部門の全面自由化

戦後、日本の電気事業においては、民営の電力会社が発電、送電、配電、小売に至るまで垂直一貫体制で行われてきた。しかし、平成 23 年（2011 年）3 月 11 日に発生した東日本大震災と東京電力福島第一原子力発電所事故を機に、日本の長年にわたる電力供給体制の持続可能性について大いなる疑問が投げかけられた。こうした事態を受け、電力システム専門小委員会の検討・審議により平成 25 年（2013 年）4 月に「電力システムに関する改革方針」が閣議決定された。改革の基本方針は、①広域系統運用の拡大、②小売及び発電の全面自由化③法的分離の方式による発送電部門の中立性の一層の確保という 3 本柱からなるとされる。

電力自由化が徐々に進行する中で、平成 26 年（2014 年）に「電気事業法等の一部を改正法律案」が衆議院本会議で可決された。それにより、平成 28 年（2016 年）4 月に電力小売が全面的に自由化されることとなる。すなわち、一般家庭を含めてすべての需要家は電力の購入先を選択できる時代が到来する。これまで、電力自由化の本来の目的は市場競争の導入によって電力事業の効率性改善が達成されることにある。電力市場においては、電力自由化により電気料金は市場に左右されることとなり、各電力会社と PPS 間の電気料金の価格競争は一層激しくなると予想される。また、新規参入業者との競争によって卸電力価格、小売価格、電気料金の引き下げにつながる事が期待されている。しかし、実際には先行的に電力自由化を実施して

いるノルウェーの成果を見ると、自由化による料金の引き下げ効果が明確に現れなかった。具体的にはノルウェーが電力自由化実施前後の平均と比較すると、家庭用需要家の料金は変化していないこと、一般の産業用需要家の料金は定かに低下していること、また、製紙・紙製品などの電力多消費型の製造業向けの料金は増加傾向にあることが示されている。一方、電力自由化を行ったアメリカのカリフォルニア州で、絶対的な供給力の不足を背景に卸電力市場における価格高騰という原因で大規模の停電が発生したという事例も見られる²⁵⁾。

3.3 競争環境における原子力発電のあり方

結論を先取りすれば、電力システム改革による電力市場の自由化の下で、原子力発電に新たな資金面での支援策が講じられないと原子力発電の維持ができなくなる。その理由は原子力発電固有の特性から見てみよう。

本来、原子力発電は他の電源と比べるとリードタイムが長く初期投資費用が非常に高い電源である。また、長期にわたり投下資本の回収を行う特徴がある。さらに、原子力発電の特性上、原子力発電はいったん運転すると需要変動に応じた出力の調整ができない、すなわち、原子力発電は操業度が低い電源である。電力全面自由化において、原子力発電は他の電源と同じく競争にさらされて、電気料金の引き下げ圧力を受ける。そうすると、原子力発電への投資が回収できなくなる場合が生じると予想される。

電力の小売が全面で自由化された場合、需要家の選択幅が拡大され、どのような電源が選択されるかは、電力・電気料金に大いに依存する可能性が高いと考えられる。従来、発電コストが安いとされてきた原子力発電は他電源と同じような競争的な市場においては、生き残ることは不可能だと言わざるを得ない。その理由は電力自由化に伴う地域独占、総括原価の仕組み、国の関与がなくなる場合、原子力発電に要する種々のコストは電力・電気料金に上乗せされ、需要家の負担が大きくなる一方、原子力発電は他の電源との競争力を失う可能性は非常に高い。そのため、需要家は割安な電力が提供できる事業者に変更することによって原子力発電への需要が減少していくということである。このような競争的な市場では、需要家が負担すべき原子力発電のコストは発電に要するコストのほか、政策コスト、安全対策コスト、減価償却で投資の未回収となるコスト、バックエンドコスト等いわゆるサンクコスト（埋没費用）²⁶⁾があると考えられる。さらに、シビアアクシデントが発生した場合に、事故損害賠償コストは需要家に転嫁するかそれとも原子力事業者が負担するかが問われる。

上述のように、原子力発電は他の電源に比べるとコストが圧倒的に大きいこと、事故発生の不確実性が大きいことなど、原子力発電は競争的環境における電源として位置付けられた場合、その限界が表面化するのではないかと考えられる。競争の結果として原子力への需要が確保できず、原子力発電は徐々に電力市場から淘汰されるということになるのではないかと。

日本の電力料金制度は電力の小売が全面自由化された際には、規制部門の「規制料金」が残

され、電力自由化部門の「自由料金」と併存する経過措置期間が設けられる²⁷⁾。それは目的としては需要家保護・激変緩和のために設けた暫定措置と評価しているが²⁸⁾、ある意味で小売全面自由化といっても原子力発電は適正原価と適正利潤からなる総括原価の独占利潤に守られていると言えよう。また、小売全面自由化下の規制料金は、原子力発電への需要確保をする役割であると考えられる。しかし、それを強調しすぎると自由料金への移行を阻害し、競争が停滞するという悪循環に陥る可能性がある²⁹⁾。従って、「規制料金」と「自由料金」が併存する電力自由化における原子力発電は外見上、競争電源とはいえ、独占的性格をおびていると言えよう。

なお、服部ほか³⁰⁾は日本における原子力フェーズアウトの影響分析において、ケース AT(原子力フェーズアウトなし+炭素税あり)、ケース BT(原子力フェーズアウトあり+炭素税あり)の二つのケースを想定し、原子力発電による CO₂ 排出抑制の経済的価値を金額で評価した。その二つのケースを比較して見た結果、原子力フェーズアウトで CO₂ 排出量が増加することで、炭素税のもつ CO₂ 排出抑制効果が逡減し、炭素税率を引き上げることにより、国民経済的損失が増大するということが示された。さらに、その分析結果を踏まえて温暖化対策の観点から見れば、電力自由化の中で原子力発電は長期的な利点があると結論付けていた。原子力フェーズアウトによる海外の化石燃料に過度に依存することにより CO₂ 排出量の増に直結するとの説がよくみられる一方、温暖化対策において、原子力発電の依存は国内排出量取引や再生可能エネルギーの拡大等実効性ある温暖化対策の策定、導入を妨害したとの指摘もある³¹⁾。

経過措置期間終了後は、供給に必要なコストを料金に転嫁することができる上に、制度的に一定の利益率まで保証されてきた総括原価方式の料金規制は廃止されるようになる。料金規制の撤廃により、市場競争原理が働く状況下で料金が決定される仕組みに転換することとなる。

原子力発電と電力自由化については、橘川武郎³²⁾は原子力開発の推進には電力自由化が目指す市場原理の拡大と矛盾すると指摘している。前述したように、「長期エネルギー需給見通し(案)」は原子力発電を推進する姿勢を見せている。しかし、料金規制の撤廃により各電源間の競争が激しくなる場合には、経営者は原子力発電への投資を回避する傾向にあり、原子力発電の新設が困難になる。そのため、総括原価方式の料金規制が撤廃された場合、原子力発電を維持してゆくのであれば、国の関与、すなわち、新たな優遇政策が必要ではないかと思われる。換言すれば、徹底的な競争が導入された際には、原子力発電においては、事故あるいは何らかの政治的な理由で原子力発電の運転が停止され、回収不能のコストが発生するならば、政府の直接的な資金援助により存続し続けるしかないだろう。

結論

筆者は、半世紀以上にわたる日本の原子力政策の変遷を検討し、今後、日本は原子力発電を

重点に置くことが、東京電力福島第一原子力発電所事故後の新たなエネルギー基本計画の本質であることは明らかになった。また、原子力発電が「重要なロードベース電源」に満たすか否かについて、「供給安定性」、「経済効率性」、「環境適合性」三つの点に着目し、考察を行った。この考察を通して、まず、原子力発電所で燃料として使われるウランの価格は需要増加等によって原油価格と同様に多大な変動が繰り返し発生することが明らかになった。そして、原子力発電のコストは高いという立場から、高レベル放射性廃棄物の処理・処分、原子力保険、原子力損害賠償制度に着目し、原子力発電は不確実性が非常に高いことが明らかになった。さらに、吉岡齊³³⁾の指摘にあるように、原子力発電の推進は、温室効果ガスの削減に効果的な減少が実現されておらず、地球温暖化対策を中心にした役割を果たしていないと言える。

上記で述べたように、原子力発電の推進・依存を前提に策定されたエネルギー政策はそれ自体がエネルギー政策の脆弱さを露呈させたこととなる。さらに、原子力発電は初期投資額が巨額であり、なおかつ事業投資費用の回収が長期にわたる等の特殊性を有する。そのような原子力発電を「重要なベースロード電源」と位置づけた場合、今後、電力小売の全面自由化の流れの中で原子力発電をいかに存続させてゆくか、原子力発電の諸課題はどう解決していくかは注目に値する。

なお、電気の料金規制撤廃後、廃炉による費用回収、シビアアクシデントへの対応など既に電力の小売自由化・制度改革が実施されている諸外国（特に英国及び米国）の仕組みは日本に適用することはできるのかについては、今後の研究課題としたい。

<注>

- 1) 張博「原子力発電に対する優遇政策の現状と問題点」『現代社会文化研究』第58号、2014年3月。
- 2) 資源エネルギー庁「原子力発電比率について（これまでの議論を受けて）」平成24年4月。
http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_problem_committee/020/pdf/20-2.pdf、2015年7月1日閲覧。
- 3) 資源エネルギー庁・発電コスト検証ワーキンググループ「長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告（案）」平成27年5月。
http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/006/pdf/006_05.pdf、2015年7月1日閲覧。
- 4) BP「Statistical Review of World Energy 2015」。
http://www.bp.com/content/dam/bp-country/de_de/PDFs/brochures/bp-statistical-review-of-world-energy-2015-full-report.pdf、2015年10月30日閲覧。
- 5) 石油連盟「今日の石油産業 2015」2015年4月。http://www.paj.gr.jp/statis/data/data/2015_data.pdf、2015年7月15日閲覧。
- 6) <http://www.imf.org/external/np/res/commod/index.aspx>、2015年10月30日閲覧。
- 7) 原子力資料室『原子力市民年鑑 2014』七つ森書館。
- 8) <http://www.enecho.meti.go.jp/about/whitepaper/#headline5>、2015年7月15日閲覧。
- 9) <http://www.imf.org/external/np/res/commod/index.aspx>、2015年10月30日閲覧。
- 10) 大島堅一『原発のコスト - エネルギー転換への視点 - 』岩波書店、2011年12月。
- 11) 同上。
- 12) 原子力委員会、高レベル放射性廃棄物処分懇談会「高レベル放射性廃棄物処分に向けての基本的考え方について」平成10年5月。<http://www.aec.go.jp/jicst/NC/pressrelease/files/20121129/02.pdf>、2015年7月1日閲覧。

- 13) 高橋洋「ドイツから学ぶ、3.11 後の日本の電力政策 - 脱原発、再生可能エネルギー、電力自由化 - 」富士通総研 (FRI) 経済研究所、2012 年 6 月。
<http://jp.fujitsu.com/group/fri/downloads/report/research/2012/no394.pdf>、2015 年 7 月 15 日閲覧。
- 14) 張博「原子力発電所の賠償責任について - JCO 臨界事故と東京電力福島第一原子力発電事故の賠償実績を中心として - 」「『経済開発と環境保全の新視点』第 5 号、2014 年 3 月。
- 15) 吉田斉『原発と日本の未来 - 原子力は温暖化対策の切り札か - 』岩波ブックレット、2012 年 11 月。
- 16) 「日本の原子力発電の概要 (プレスキット)」(一社) 日本原子力産業協会、政策・コミュニケーション部、2014 年 5 月。http://www.jaif.or.jp/ja/joho/press-kit_nuclear-power_japan.pdf、2015 年 9 月 1 日閲覧。
- 17) 環境省「1990 年度温室効果ガス排出量確報値」「2007 年度温室効果ガス排出量確報値」
<http://www.env.go.jp/earth/ondanka/ghg/>、2015 年 7 月 14 日閲覧。
- 18) 藤堂史明「『地球温暖化問題』から環境・資源利用における持続性と公平性へ」『経済開発と環境保全の新視点』第 5 号、2014 年 3 月。
- 19) 昭和 63 年 (1988 年) に沖縄電力の民営化により 10 電力体制となっている。
- 20) 穴山梯三『電力産業の経済学』NTT 出版、2005 年 3 月。
- 21) 一般電気事業者の入札に応じて供給を行っている IPP 事業者は 27 社ある。(平成 25 年 4 月現在)
- 22) 特定電気事業者は東日本旅客鉄道株式会社、六本木エネルギーサービス株式会社、住友共同株式会社、JFE スチール株式会社、株式会社クリエイティブテクノソリューション 5 社が許可を得ている。(平成 26 年 1 月現在)
- 23) 登録されている PPS 事業者は 693 社 (平成 27 年 6 月現在) あるが、実際に電力供給を行っている事業者は 82 社 (平成 27 年 4 月現在) ある。
- 24) 経済産業省「エネルギー価格の動向について」平成 26 年 11 月。
<http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/energycost/dai1/siryou1.pdf>、2015 年 7 月 1 日閲覧。
- 25) 後藤ほか (著)「欧米諸国での電力自由化の動向と評価」、南部鶴彦 (編)『電力自由化の制度設計 - 系統技術と市場メカニズム - 』東京大学出版会、2003 年 3 月。
- 26) 藤堂史明「原発再稼働をめぐる経済的論理」『新潟大学経済論集』第 96 号 (2013-II)、2014 年 3 月。
- 27) 平成 25 年 (2013 年) に「電力システムに関する改革方針」が閣議決定され、平成 30 年～平成 32 年まで (2018 年～2020 年) を目途に規制料金撤廃が実施されることとなる。
- 28) 経済産業省「電力システム改革専門委員会報告書」2013 年 2 月。
http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/sougou/denryoku_system_kaikaku/pdf/report_002_01.pdf、2015 年 7 月 1 日閲覧。
- 29) 後藤久典「小売全面自由化後の家庭用需要家による規制料金と自由料金の選択要因の分析」電力中央研究所、2014 年 5 月。<http://criepi.denken.or.jp/jp/kenkikaku/report/detail/Y13017.html>、2015 年 7 月 15 日閲覧。
- 30) 服部ほか (著)「第七章、電力自由化の諸問題」、南部鶴彦 (編)『電力自由化の制度設計 - 系統技術と市場メカニズム - 』東京大学出版会、2003 年 3 月。
- 31) 日本弁護士連合会「原子力事業に対する経済的優遇措置に関する意見書」2015 年 8 月 21 日。
http://www.nichibenren.or.jp/library/ja/opinion/report/data/2015/opinion_150821.pdf、2015 年 8 月 30 日閲覧。
- 32) 橘川武郎『日本電力発展のダイナミズム』名古屋大学出版会、2011 年 6 月。
- 33) 吉田、前掲書。

主指導教員 (藤堂史明准教授)、副指導教員 (山崎剛志教授・武藤秀太郎准教授)