

研究論文

エネルギーミックスにおける原子力発電の位置づけと 原子力発電所立地地域の対応

The Role of Nuclear Power Generation in Eenergy Mix and
Correspondence of the Area Nuclear Power Plant is Located

井上 武史*

はじめに

- I. エネルギーミックスの変遷
- II. 原子力発電所の立地見直し
- III. エネルギーミックスと原子力発電所立地地域の対応に関する考察
むすびにかえて

2015（平成27）年は国内における原子力発電所の廃炉や再稼働，エネルギーミックスにかかる数値の提示など，原子力発電をめぐる具体的な動きが出はじめており，立地地域の対応も急務となってきた。

とりわけ，エネルギーミックスの見直しは大きく変わった。これまでのエネルギー基本計画などの経過をたどると，原子力発電の割合は「大きく増加→大きく減少→やや減少」と変化するとともに，再生可能エネルギーとの関係も転換している。

いずれの場合でも，エネルギーミックスにおいて原子力発電が自らの役割を果たすためには，既存の原子力発電所の運転年数による廃炉や運転延長，そして新增設などについて，多様な組み合わせが考えられる。このことは立地地域にとっても同様であり，福井県内の原子力発電所についてもいくつかの可能性があると考えられる。

しかしながら，エネルギーミックスそのものが実現するとも限らない。原子力発電所の立地を見直すことは必ずしも容易ではなく，LNGを軸としてエネルギーミックスを変化させれば，より望ましい状況になる可能性もある。そこで，原子力発電所立地地域はエネルギーミックス自体の流動性も考慮して，状況の変化まで想定した柔軟な対応を考える必要がある。そのためには，原子力にかかる技術基盤と発電所にかかる立地基盤を活用することがカギになると考えられる。

キーワード：原子力発電，エネルギーミックス，立地地域，廃炉，新增設

* 福井県立大学 地域経済研究所

はじめに

2011（平成23）年3月11日に発生した東日本大震災とそれともなう東京電力福島第一原子力発電所の事故を受けて、エネルギーミックスにおける原子力発電の位置づけが大きく変わろうとしている。震災後に定期点検が行われた原子力発電所は、ごく一部を除いて再稼働が行われないうまま停止を続けてきた。また、エネルギーミックスにかかる議論についても、原子力発電の割合を急激に高めるとされていた従来の方向性から、低減へと舵を切った。ただし、原子力発電所の停止がいつまで続くのか、エネルギーミックスにおける原子力発電の割合がどの程度なのか、具体的な見通しを得るには至っていなかった。

2015（平成27）年は、こうした不透明感から脱却する動きが本格化しはじめている。原子力発電所の再稼働については、すでに九州電力川内原子力発電所1・2号機と関西電力高浜3・4号機が2014（平成26）年に新規規制基準への適合を認められており、8月に川内原子力発電所1号機が再稼働されることとなった¹。川内と高浜に続き四国電力伊方3号機も審査に合格し、2015年は再稼働に向けた手続きが本格的に広がるであろう。

また、3月には、運転開始から40年を経過した原子力発電所について、廃炉にするか運転延長するかの判断が一部で明らかとなった。廃炉の方針が示されたのは関西電力美浜発電所、日本原子力発電敦賀発電所などの5基で、いずれも4月に運転を終了している。一方、運転延長については関西電力高浜発電所で4月に申請がなされた。今後、他の原子力発電所についても廃炉か運転延長かの判断が示さ

れていくであろう。

さらに、エネルギーミックスの議論も具体的な数値が決定される見通しとなっている。2014（平成26）年4月に閣議決定されたエネルギー基本計画で大まかな方向性が示されたエネルギーミックスについて、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では具体的な数値に関する議論が行われており、7月には2030（平成42）年のエネルギーミックスを示した「長期エネルギー需給見通し」が経済産業省より公表された。

これらの動きは、密接に関係している。とりわけ、原子力発電は国策として推進されてきたため、エネルギーミックスにおける位置づけが今後の見通しを展望するうえで重要である。時系列的にはエネルギーミックスの具体化が後回しになっていたが、逆に言えば、エネルギーミックスが具体化されて一定の見通しが示されれば、全国の原子力発電所で再稼働や廃炉、運転延長の判断が広がり、原子力規制委員会の審査が行われると見込まれる。2015（平成27）年は、原子力発電をめぐる具体的な動きが、さまざまな場面で本格化しはじめる年になるであろう。

こうしたなかで、原子力発電所立地地域も対応を検討すべき段階に入ると思われる。これまで、原子力発電所の立地は地域の経済や財政に多様で多大な影響を与え、立地の促進や抑制の一因となってきた。震災以前は多くの立地地域で2基から4基程度の原子力発電所が集積し、安定した運転を長期にわたって続けてきた状況であったが、これが転換すれば立地地域に与える影響も大きいと考えられる。2015（平成27）年は、原子力発電所立地地域が具体的な対応策を検討する契機の年

ともなるであろう。

ただし、これらの動きは密接に関係しているからこそ、その始点となるエネルギーミックスがやはり重要である。裏を返せば、エネルギーミックスはあくまで計画であり、現実が計画と異なる姿になれば、立地地域の対応も変わらざるをえない。したがって、エネルギーミックスの見通しがどのような不確実性を持つのか、それに対して立地地域がどのような柔軟性を持つておくべきかまで考慮する必要がある。

本稿では、原子力発電をめぐる動きが本格化しはじめる2015（平成27）年に際し、エネルギーミックスにおける原子力発電の位置づけと原子力発電所立地地域の対応について論じる。第Ⅰ章では、エネルギーミックスの変遷と最近の動向について概観する。第Ⅱ章では、エネルギーミックスに即した原子力発電所立地地域の見通しについて、全国と福井県の展望を述べる。第Ⅲ章では、エネルギーミックスが計画として持つ不確実性の要素を列挙し、それらによる状況の変化を想定して立地地域が柔軟に対応するための方策について論じる。

なお、「エネルギーミックス」は一次エネルギー消費についても示されるが、本稿では原子力発電に焦点を当てているため電力にかかる部分のみとし、一次エネルギー消費に関するエネルギーミックスは特に取り扱わないこととする。

Ⅰ. エネルギーミックスの変遷

エネルギーミックスのあり方については、定性的な部分と定量的な部分で一定の役割分

担が行われている。定性的な部分では、2002（平成14）年にエネルギー政策基本法が施行され、エネルギーの需給に関する施策の長期的、総合的かつ計画的な推進を図るため、エネルギーの需給に関する基本的な計画として「エネルギー基本計画」を政府が定めることとなった。エネルギー基本計画は、10年程度を見通してエネルギーの需給全体に関する施策の基本的な方向性を定性的に示すものであり、経済産業大臣が関係行政機関の長や総合資源エネルギー調査会の意見を聴いたうえで案を作成し、閣議決定を経て国会に報告、公表されることになっている。また、エネルギーをめぐる情勢の変化やエネルギーに関する施策の効果に関する評価などを踏まえて、少なくとも3年ごとに検討を加え、必要がある場合に変更される。次に、定量的な部分については、総合資源エネルギー調査会が長期エネルギー需給見通しを示すこととなっている。このように、エネルギーミックスのあり方については定性的な部分と定量的な部分で一定の役割分担が行われるが、いずれも総合資源エネルギー調査会が関係している。

最初のエネルギー基本計画は2003（平成15）年10月に策定され、2007（平成19）年3月には第二次計画が策定された。以降、2010（平成22）年6月に第三次、2014（平成26）年4月には第四次計画が策定されている。また、最新の長期エネルギー需給見通しについては、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において議論されており、2015（平成27）年6月1日に開催された第10回会合で案が示された。それ以前も数年おきに策定されている²。

本稿では、エネルギーミックスにおける原

子力発電の位置づけの転換に焦点を当てるため、以下では転換の契機となった震災と原発事故前後の動向を示すことにしたい。

1. 震災と原発事故以前のエネルギーミックス

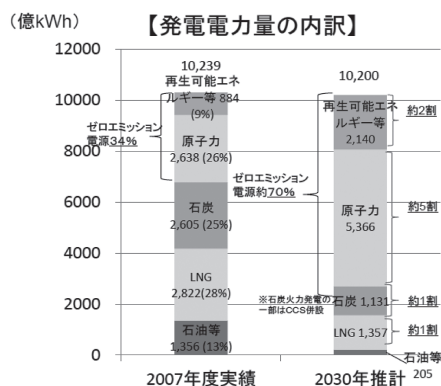
まず、震災と原発事故以前に策定されたエネルギー基本計画と長期エネルギー需給見通しについて述べる。前者は2010（平成22）年6月に策定された第三次計画、後者は計画に合わせて公表された『2030年のエネルギー需給の姿』である³。

第三次エネルギー基本計画は、「地球温暖化問題への関心の高まりを踏まえ、原子力の更なる新增設を含む政策総動員により、2030年までにエネルギー自給率の大幅な向上（約18%→約4割）とエネルギー起源CO₂の30%削減を目指している」（総合資源エネルギー調査会資料による要約）。すなわち、CO₂の大幅な削減と、その手段としての原子力発電の積極的な推進が特徴になっていると言えるだろう。原子力発電については、次のように具体的な取り組みが示されている。

2020年までに、9基の原子力発電所の新增設を行うとともに、設備利用率約85%を目指す（現状：54基稼働、設備利用率：（2008年度）約60%、（1998年度）約84%）。さらに、2030年までに、少なくとも14基以上の原子力発電所の新增設を行うとともに、設備利用率約90%を目指していく。これらの実現により、水力等に加え、原子力を含むゼロ・エミッション電源比率を、2020年までに50%以上、2030年までに約70%とすることを旨す。

また、原子力発電の推進に加えて、再生可能エネルギーについても「自立的かつ環境調和的なエネルギー供給構造の実現」という目的の下で、固定価格買取制度の拡充や規制緩和によって「2020年までに一次エネルギー供給に占める再生可能エネルギーの割合について10%に達することを旨す」としている。すなわち、原子力発電と再生可能エネルギーはCO₂の大幅な削減という共通の目的に即して、いずれも積極的に推進することが示されているのである。

このような特徴は、『2030年のエネルギー需給の姿』における具体的なエネルギーミックスでも明確に表れている。図表1は、2007（平成19）年度の実績と2030（平成42）年の推計で発電電力量の構成を示したものである。原子力発電と再生可能エネルギー等は、いずれもゼロ・エミッション電源に位置づけられ、2030年の割合が2007年の2倍を上回っている。とりわけ、原子力発電の場合は26%から53%と発電電力量の過半を占めると推計され⁴、原子力発電への依存度を大きく高めることが見込まれた。



図表1 第三次エネルギー基本計画における発電電力量の見通し

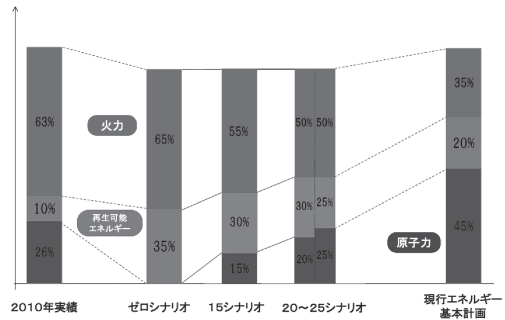
(資料) 2030年のエネルギー需給の姿

2. 震災と原発事故以後のエネルギーミックス

しかし、2011（平成23）年3月11日に発生した東日本大震災とそれともなう東京電力福島第一原子力発電所の事故を受けて、エネルギーミックスの転換が議論されるようになった。当時の民主党政権では、新成長戦略実現会議の下に設けられたエネルギー・環境会議（議長：国家戦略担当大臣）が、当面のエネルギー需給安定策と減原発依存及び分散型エネルギーシステムへの移行を旨とした中長期の戦略の方向性を示し、そのうえで、エネルギー基本計画をゼロベースで見直すべく、総合資源エネルギー調査会基本問題委員会で議論が始められた⁵。

そして、エネルギーミックスにかかる選択枝の原案が作成され、エネルギー・環境会議が選択枝に基づき国民的議論や討論型世論調査を行った。選択枝については、図表2のように3つのシナリオとして具体的なエネルギーミックスが示されている。シナリオの名称からも理解できるように、選択枝の中心となったのは原子力発電の割合である。次に、再生可能エネルギーの割合がいずれのシナリオでも震災以前より大きく伸びている。したがって、いずれの選択枝も基本的には再生可能エネルギーの割合を全体として大きく高めつつ、原子力発電の割合に応じて調整を行い、残りの部分を火力発電で確保する形になったものと考えられる。

国民的議論や討論型世論調査を経て、エネルギー・環境会議は2012（平成24）年9月に『革新的エネルギー・環境戦略』を策定した。これは、新たなエネルギー基本計画の前提として位置づけられ、原子力発電の方向性



図表2 エネルギーミックスの選択枝

（資料）エネルギー・環境会議

については次のような方針が示された。

- 1) 40年運転制限を厳格に適用する、
- 2) 原子力規制委員会の安全確認を得たもののみ、再稼働とする、
- 3) 原発の新設・増設は行わない、ことを原則する。

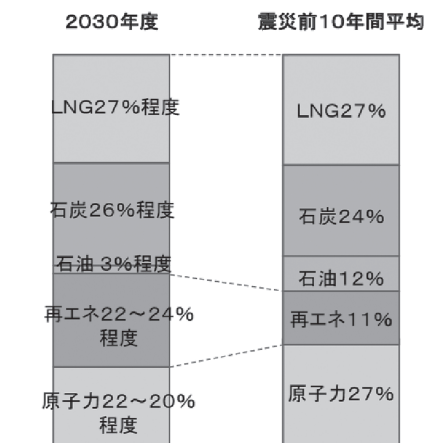
以上の3つの原則を適用する中で、2030年代に原発稼働ゼロを可能とするよう、あらゆる政策資源を投入する。

しかしながら、『革新的エネルギー・環境戦略』自体は閣議決定されず、また2012（平成24）年12月の政権交代によって、新たなエネルギー基本計画の策定は振り出しに戻る事となった。

総合資源エネルギー調査会による議論があらためて行われ、2014（平成26）年4月に第四次エネルギー基本計画が策定された。これは、原子力発電を「安全性の確保を大前提に、エネルギー需給構造の安定性に寄与する重要なベースロード電源」と位置づけつつ、「原発依存度については、省エネルギー・再生可能エネルギーの導入や火力発電所の効率化などにより、可能な限り低減させる」と、

エネルギーミックスの転換を図ることが示された。ただし、前半が『革新的エネルギー・環境戦略』とは趣を異にする部分と言えるだろう。

そして、具体的なエネルギーミックスが、長期エネルギー需給見通しの中で示されている⁶。図表3によると、原子力発電の割合が震災前平均（10年間）の27%から22~20%になった。また、再生可能エネルギーは11%から22~24%となり、この2つが震災以前から大きく変わると見込まれている。



図表3 第四次エネルギー基本計画における発電電力量の見通し

(資料) 長期エネルギー需給見通し(案)

3. エネルギーミックスはどう変わったか

このように、震災と原発事故の前後におけるエネルギーミックスの見通しは、大きく変化した。それぞれの見通しはコジェネ⁷を含む場合と含まない場合があるため、直接比較することはできない。しかしながら、3つの見通し（第三次エネルギー基本計画、革新的エネルギー・環境戦略、第四次エネルギー基

本計画⁸）の経過から変化を読み取るならば、原子力発電の割合、そして原子力発電と再生可能エネルギーの関係が重要であろう。

原子力発電の割合については、図表1~3に示されたとおりである。すなわち、現状（震災と原発事故前）の2割程度から、第三次エネルギー基本計画では5割程度へと大きく増加したが、『革新的エネルギー・環境戦略』の選択肢では3つのシナリオいずれも減少へと転換し、戦略では2030年代の原発稼働ゼロが目標に盛り込まれた。そして、第四次エネルギー基本計画では2割程度に回復したが、「可能な限り原発依存度を低減する」との方針で震災前の平均をやや下回っている。このように、原子力発電の割合は「大きく増加→大きく減少→やや減少」へと転換したことになる。

このような転換は、再生可能エネルギーと原子力発電の関係の転換をも意味している。一見すると、2030（平成42）年のエネルギーミックスにおける再生可能エネルギーの割合はいずれの見通しでも大きく変化しておらず、現状の1割程度から2割もしくは3割程度まで増加することが見込まれている。しかし、震災と原発事故以前の第三次エネルギー基本計画では「自立的かつ環境調和的なエネルギー供給構造の実現」という共通の目標に両者が位置づけられた。このことが、再生可能エネルギーが原子力発電と歩調を合わせた形で倍増という見通しにつながったと考えられる。これに対して、震災と原発事故以後は原子力発電の安全性に対する懸念からCO₂の削減とともに安全性の確保が強調され、原子力発電への依存度低減を再生可能エネルギーが補完する役割を担うこととなったのであ

る。こうして、再生可能エネルギーの割合は大きな変化には至らなかったものの原子力発電との関係は反転した。

II. 原子力発電所の立地見直し

本章では、2015（平成27）年6月に議論されているエネルギーミックスの具体的な見直しに即して、原子力発電所立地地域がどのような状況になるのか、国内と福井県について示すことにしたい。

1. 国内における原子力発電所立地の見直し

図表4は、2030（平成42）年における原子力発電の割合をいくつかのケースに分けて試算したもの（総合資源エネルギー調査会資料）である。すなわち、原子力発電所の稼働年数について40年と50年と60年の3通り、150万kWの発電所の新增設について、なし、1基、2基の3通り、発電所の稼働率を70%と80%の2通りで、原子力発電の電力量と割合が算出されている。

2012（平成24）年6月に原子炉等規制法

（核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律）が改正され、稼働年数に関する規制が変わった。すなわち、従来の高経年化対策制度では、運転開始後30年を経過する原子炉施設について、以降10年ごとに機器・構造物の劣化評価及び長期保守管理方針の策定を義務づけていた。それが、新たに運転期間延長認可制度として、発電用原子炉を運転することができる期間を運転開始から40年とし、その満了までに認可を受けた場合には1回に限り運転延長することを認める制度となった。なお、延長期間の上限は20年であり、具体的な延長期間は審査において個別に判断されることになる⁹。

原子力発電所の稼働年数が最長60年であることは従来の高経年化対策制度と同じだが、新たな制度では原則40年とされた。図表4は、このような制度改正を受けて稼働年数を40年と50年と60年の3通りに分けて試算したものとなっている。

図表4は『革新的エネルギー・環境戦略』の選択肢を策定する際の試算であり、発電電力量の合計は1.0兆kWhとなっている。第四次エネルギー基本計画における発電電力量

図表4 原子力発電所の運転・新增設による2030(平成42)年の発電電力量と割合

		稼働年数					
		40年		50年		60年	
		発電電力量 (億 kWh)	割合 (%)	発電電力量 (億 kWh)	割合 (%)	発電電力量 (億 kWh)	割合 (%)
新增設なし	稼働率70%	1,302	13%	2,180	22%	2,830	28%
	稼働率80%	1,488	15%	2,492	25%	3,234	32%
新增設1基	稼働率70%	1,394	14%	2,272	23%	2,922	29%
	稼働率80%	1,593	16%	2,597	26%	3,339	33%
新增設2基	稼働率70%	1,486	15%	2,364	24%	3,014	30%
	稼働率80%	1,698	17%	2,702	27%	3,444	34%

(注1) 割合は「一次エネルギー供給、発電電力量及び最終エネルギー消費の推計について」に基づき算出された数値である。

(注2) 新增設については1基当たり150万kWを想定している。

(資料) 総合資源エネルギー調査会。

の見通しは10,650億 kWh 程度と、これをやや上回るため、第四次エネルギー基本計画に即して再計算したものが図表5である（割合の数値は、小数点第2位を四捨五入した）。

図表5によると、国内の原子力発電所をすべて稼働年数40年で廃炉にすれば、2基の新增設があっても発電電力量に占める原子力発電の割合は15%程度にとどまる。すなわち、第四次エネルギー基本計画に即したエネルギーミックスを実現するためには、一定の運転延長もしくは2基以上の新增設が不可欠となる。

では、運転延長と新增設はどの程度必要となるのか。図表5に示された範囲では、すべての原子力発電所の稼働年数を50年とすれば、稼働率次第で新增設が不要になる場合がいくつか見られるようになる。稼働年数を60年とすれば、新增設は稼働率にかかわらず不要となる。

ここで、新增設の可能性について考えてみたい。国内で建設中の原子力発電所は中国電力島根原子力3号機と電源開発大間原子力の2基で、合計出力は275.6万 kW である。図表にある新增設2基とは、（合計出力はやや

下回るが）これらを想定している可能性が高い。また、着工準備中の原子力発電所として日本原子力発電敦賀3・4号機など9基、合計出力1,296.7kWがある¹⁰。150万 kW で換算すると約8.6基分となる。そこで、着工準備中の原子力発電所を含めた2基以上の新增設の可能性があるかどうかを検討するために、新增設を11基まで拡大した場合の割合を算出したのが図表6である。第四次エネルギー基本計画に基づく原子力発電の割合（20～22%）に合致している部分を網掛けにしている。合致する部分はごく限られており、稼働年数40年の場合は稼働率によって新增設が7基以上必要となり、稼働年数50年の場合は新增設なし、もしくは1基で済むことになる。

ここで、現状を見てみよう。2015（平成27）年に入って原子力発電所の廃炉が決まったのは、関西電力美浜1・2号機、日本原子力発電敦賀1号機、九州電力玄海原子力1号機、中国電力島根原子力1号機の5基（合計出力221.6万 kW）である。これに対して、運転延長については、例えば関西電力高浜1・2号機が申請を済ませており、美浜3号機も延長の申請に必要な特別点検を開始している。

図表5 原子力発電所の運転・新增設による2030（平成42）年の発電電力量と割合（第四次エネルギー基本計画に基づく再試算その1）

		稼働年数					
		40年		50年		60年	
		発電電力量 (億 kWh)	割合 (%)	発電電力量 (億 kWh)	割合 (%)	発電電力量 (億 kWh)	割合 (%)
新增設なし	稼働率70%	1,302	12.2%	2,180	20.5%	2,830	26.6%
	稼働率80%	1,488	14.0%	2,492	23.4%	3,234	30.4%
新增設1基	稼働率70%	1,394	13.1%	2,272	21.3%	2,922	27.4%
	稼働率80%	1,593	15.0%	2,597	24.4%	3,339	31.4%
新增設2基	稼働率70%	1,486	14.0%	2,364	22.2%	3,014	28.3%
	稼働率80%	1,698	15.9%	2,702	25.4%	3,444	32.3%

(注1) 割合は第四次エネルギー基本計画に基づき算出された数値である。
 (注2) 新增設については1基当たり150万 kW を想定している。
 (資料) 総合資源エネルギー調査会より筆者作成。

図表6 原子力発電所の運転・新增設による2030（平成42）年の発電電力量と割合
（第四次エネルギー基本計画に基づく再試算その2）

		稼働年数					
		40年		50年		60年	
		発電電力量 (億 kWh)	割合 (%)	発電電力量 (億 kWh)	割合 (%)	発電電力量 (億 kWh)	割合 (%)
新增設なし	稼働率70%	1,302	12.2%	2,180	20.5%	2,830	26.6%
	稼働率80%	1,488	14.0%	2,492	23.4%	3,234	30.4%
新增設1基	稼働率70%	1,394	13.1%	2,272	21.3%	2,922	27.4%
	稼働率80%	1,593	15.0%	2,597	24.4%	3,339	31.4%
新增設2基	稼働率70%	1,486	14.0%	2,364	22.2%	3,014	28.3%
	稼働率80%	1,698	15.9%	2,702	25.4%	3,444	32.3%
新增設3基	稼働率70%	1,578	14.8%	2,456	23.1%	3,106	29.2%
	稼働率80%	1,803	16.9%	2,807	26.4%	3,549	33.3%
新增設4基	稼働率70%	1,670	15.7%	2,548	23.9%	3,198	30.0%
	稼働率80%	1,908	17.9%	2,912	27.3%	3,654	34.3%
新增設5基	稼働率70%	1,762	16.5%	2,640	24.8%	3,290	30.9%
	稼働率80%	2,013	18.9%	3,017	28.3%	3,759	35.3%
新增設6基	稼働率70%	1,854	17.4%	2,732	25.7%	3,382	31.8%
	稼働率80%	2,118	19.9%	3,122	29.3%	3,864	36.3%
新增設7基	稼働率70%	1,946	18.3%	2,824	26.5%	3,474	32.6%
	稼働率80%	2,223	20.9%	3,227	30.3%	3,969	37.3%
新增設8基	稼働率70%	2,038	19.1%	2,916	27.4%	3,566	33.5%
	稼働率80%	2,328	21.9%	3,332	31.3%	4,074	38.3%
新增設9基	稼働率70%	2,130	20.0%	3,008	28.2%	3,658	34.3%
	稼働率80%	2,433	22.8%	3,437	32.3%	4,179	39.2%
新增設10基	稼働率70%	2,222	20.9%	3,100	29.1%	3,750	35.2%
	稼働率80%	2,538	23.8%	3,542	33.3%	4,284	40.2%
新增設11基	稼働率70%	2,314	21.7%	3,192	30.0%	3,842	36.1%
	稼働率80%	2,645	24.8%	3,647	34.2%	4,389	41.2%

(注1) 割合は第四次エネルギー基本計画に基づき算出された数値である。

(注2) 新增設については1基当たり150万kWを想定している。

(資料) 総合資源エネルギー調査会より筆者作成。

3基の合計出力は247.8万kWであり、国内で廃炉となった原子力発電所の合計出力を上回っている。

今後、個々の原子力発電所について廃炉か運転延長かを見通すことは現時点ではできないが、仮に廃炉よりも運転延長の発電所の出力が大きくなれば、2030（平成42）年の発電電力量に占める割合を20～22%の範囲とするためには、それだけ新增設が抑制されることになるだろう。

2. 福井県における原子力発電所立地の見直し

次に、福井県内における原子力発電所立地の見直しについて述べる。

原子力発電などの大規模電源は主に地域独占の電力事業者が担っているが、電力事業者ごとにエネルギーミックスが定められているわけではない。実際、震災と原発事故によって国内の原子力発電所が停止するまで、約5割を原子力発電で供給していた関西電力や約1割の四国電力など、幅広い。

図表7 福井県内の原子力発電所（商業炉）の設備容量の割合と見通し

	震災前	稼働期間	
		40年	50年
設備容量(国内, 万kW)	4,884.7	2,111.3	3,544.1
設備容量(福井県, 万kW)	1,128.5	236.0	526.0
福井県の割合(%)	23.1%	11.2%	14.8%

(資料) 経済産業省資源エネルギー庁 (2010) をもとに筆者作成。

図表7は、福井県内に立地する原子力発電所（商業炉）の合計出力について、国内の原子力発電所に占める割合を震災と原発事故以前の状況、稼働年数（60年を除く）に応じた2030（平成42）年の見通しで示したものである。震災と原発事故前は国内の原子力発電所の23.1%を占めていたのが、稼働年数40年とした場合には11.2%（2基）に、50年とした場合でも14.8%（5基）に大きく低下することになる。端的に言えば、福井県には稼働年数の長い原子力発電所が多い。

仮に、震災と原発事故以前の水準を維持するならば、福井県における合計出力は稼働年数40年の場合は487.8万kW、50年の場合は818.8万kWとなる。これは、図表7に示した既設の原子力発電所の合計出力を、それぞれ251.8万kW、292.8万kW上回っている。つまり、福井県における原子力発電所の立地について、仮に震災と原発事故前の水準を2030（平成42）年にも維持するならば、150万kW級の原子力発電所を2基程度新增設する余地があることになるだろう。この場合、可能性としては敦賀3・4号機の増設が高いと考えられる。

しかしながら、次の点には注意しなければならない。第1に、図表6で見たように稼働年数50年の場合は国内で1基程度新增設の余地があるが、着工準備中の敦賀3・4号機

ではなく建設中の原子力発電所の方が想定されることである。したがって、稼働年数40年の場合における新增設7-11基の中に敦賀3・4号機が含まれることになるだろう。第2に、電力事業者ごとに発電電力量の割合を維持することが必ずしも求められていないことである。ここでは1つの仮定として電力事業者ごとに発電電力量の割合を維持する場合の算定を行ったが、それを上回る可能性も下回る可能性もある。これらの点を考慮すると、エネルギーミックスにおける原子力発電の割合が具体的に示されてもなお、福井県内における原子力発電所の立地見通しには不確実な要素が多いと言える。

Ⅲ. エネルギーミックスと原子力発電所立地地域の対応に関する考察

前章で述べたように、第四次エネルギー基本計画に沿った2030（平成42）年のエネルギーミックスでは、原子力発電の割合が20~22%の範囲であっても既設の原子力発電所の運転延長や新增設の可能性は多様であると言える。こうした見通しの中で、原子力発電所立地地域は地域経済や地方財政の維持・発展を図るための具体的な対応を迫られることになる。

しかしながら、エネルギーミックスは計画であり、現実がそのとおりになるとは限らない。むしろ、計画自体も実効性が高いとは言えず、原子力発電所立地地域にも柔軟な対応が求められるだろう。そこで、本章では、まずエネルギー基本計画の問題点を挙げ、そのうえで原子力発電所立地地域に求められる対応について考察する。

1. エネルギーミックスは実現するのか

まず、エネルギーミックスそのものの実現可能性を見きわめなければならない。2030（平成42）年まで残された期間は15年程度であるが、その期間で第四次エネルギー基本計画に基づくエネルギーミックスはどこまで現実になるのだろうか。

この点について、一般的に疑問視されているのは再生可能エネルギー拡大の実現可能性であろう。とりわけ、震災と原発事故以後にエネルギー・環境会議が国民的議論や討論型世論調査に提示した「エネルギー・環境に関する選択肢」では、原子力発電への依存度低減を再生可能エネルギーがどこまで補完するかに関心が集まった。2010（平成22）の実績では再生可能エネルギーの割合が10%であったが、2030（平成42）年にはこれを最低（20～25シナリオ）でも25%、最高（ゼロシナリオ）で35%にまで高めるものとなっている。この違いは、再生可能エネルギーの拡大に対する積極性によるものである。すなわち、ゼロシナリオでは「省エネ性能が劣る製品の販売制限・禁止を含む厳しい規制を広範な分野に課し、経済的負担が重くなっても、相当高水準の再生可能エネルギー、省エネ、ガスシフトを実施する」こととされ、再生可能エネルギーの拡大をかなり積極的に進める姿勢が示された。

第四次エネルギー基本計画では再生可能エネルギーの割合を22～24%としており、第三次エネルギー基本計画の水準（21.0%）をやや上回る程度である。厳しい規制や負担の増加を求めるゼロシナリオほどの積極性はないと言えるが、第三次エネルギー基本計画で

も再生可能エネルギーの拡大が強調されていたので22～24%が現実的な水準とまでは断定できない。

そして、第四次エネルギー基本計画におけるエネルギーミックスの実現可能性については、再生可能エネルギーだけが問われているのではない。第1に、原子力発電そのものの実現可能性にも問題がある。原子力発電の割合は22～24%であり、震災前10年間の平均をやや下回る水準である。しかし、先の図表6から分かるように既存の原子力発電所について稼働年数をすべて40年とすれば、7基以上の新增設が必要となる。一方、50年とすれば新增設は1基程度になる。原子炉等規制法では原子力発電所の稼働年数は原則40年と定められており、原子力規制委員会の認可を受けて20年以内の延長が1回に限り認められる。

ここで不透明なのは、まず、既存の原子力発電所で40年を迎えるもののうち、どの程度が廃炉と判断されるのか、そして、運転延長が何基程度、何年程度となるのかである。2015（平成27）年に入って5基の廃炉が決まるとともに、運転延長に向けた特別点検が行われているものもあるが、2020（平成32）年までに計14基の判断が下される。電力事業者がどのような判断をするのか、現状では分からない。また、原子力規制委員会がどの程度運転延長を認可するかについても、確実なことは言えない。

しかも、原子力発電所の新增設を見通すことも難しい。『革新的エネルギー・環境戦略』では原発の新設・増設は行わないことを原則に掲げたが、これに建設中の2基は含まれないとされた。したがって、第四次エネルギー

図表 8 エネルギー基本計画における各エネルギー源の位置づけ

電源の種類	電源の特性	再生可能エネルギー	火力	原子力	その他
ベースロード電源	発電（運転）コストが、低廉で、安定的に発電することができる、昼夜を問わず継続的に稼働できる電源	地熱・水力	石炭	原子力	
ミドル電源	発電（運転）コストがベースロード電源の次に安価で、電力需要の動向に応じて、出力を機動的に調整できる電源		LNG, LPガス		
ピーク電源	発電（運転）コストは高いが、電力需要の動向に応じて、出力を機動的に調整できる電源		石油		揚水式水力
太陽光発電	<ul style="list-style-type: none"> ・需要家に近接したところで中小規模の発電を行うことも可能で、系統負担も抑えられる上に、非常用電源としても利用可能 ・一方、発電コストが高く、出力不安定性などの安定供給上の問題があることから、更なる技術革新が必要 				
風力発電	<ul style="list-style-type: none"> ・大規模に開発できれば発電コストが火力並であることから、経済性も確保できる可能性のあるエネルギー源 ・北海道や東北部の風力適地では、必ずしも十分な調整力がないことから、系統の整備、広域的な運用による調整力の確保、蓄電池の活用等が必要。経済性も勘案して、利用を進めていく必要 				

(資料) 総合資源エネルギー調査会

基本計画でも原子力発電の割合が22～24%と『革新的エネルギー・環境戦略』を上回っていることを考慮すれば、図表6に掲げる新增設について2基まで想定することは不可能ではない。しかしながら、第四次エネルギー基本計画では原子力発電所の新増設そのものについて特に記述されていない。したがって、着工準備中の原子力発電所を含めて見直しを立てることは難しい。

さらに、「長期エネルギー需給見通し(案)」では「原子力発電比率は、2030年度時点における電源構成上の見通しを示したものであり、個別の原子力発電所の安全性に関する原子力規制委員会の審査に影響を与えるものではない」としている。このことは、裏を返せば、原子力規制委員会の審査がエネルギーミックスの見通しに影響を与えることを示唆している。

このように、原子力発電についても原子炉等規制法で稼働年数の原則が40年と定められていることや、7～9基の新増設が見通せないことなどが、第4次エネルギー基本計画の実現可能性を大きく低下させる要素になる

と考えられる。

第四次エネルギー基本計画におけるエネルギーミックスが流動的と考えられる第2の理由は、ベースロード電源の割合と区分である。図表8に示すように、ベースロード電源には再生可能エネルギーに属する地熱・水力発電と石炭火力発電、原子力発電が含まれている。そして、ミドル電源についてはLNGとLPガス火力発電が含まれる。ここで考えられるのは、LNGの一部をベースロード電源に含めても良いのではないかと、ということである。

確かにLNGは出力を機動的に調整できる電源として、ミドル電源の役割を果たすものである。しかし、発電（運転）コストも決して高いわけではない。総合資源エネルギー調査会発電コスト検証ワーキンググループは2015（平成27）年4月、モデルプラントの発電コスト試算を作成した。その結果は、図表9のとおりである。LNG火力は原子力や石炭火力を上回っているものの、その差は2030（平成42）年までに縮小する。LNGはベースロード電源にもなりうるのである。

ここで、エネルギーミックスのあり方を議

図表9 原子力・石炭火力・LNG火力の
発電コスト試算結果

(単位 円/kWh)

	原子力	石炭火力	LNG火力
2014年モデルプラント	10.1~	12.3	13.7
2030年モデルプラント	10.1~	12.9	13.4

(注1) 政策経費を含む
 (注2) 原子力発電の場合は損害費用は増える可能性があるため、
 下限を提示。廃炉・賠償費用等が1兆円増えると0.04円/
 kWh増加する。
 (資料) 総合資源エネルギー調査会

論ずる際に取りあげられる3Eの原則について触れておきたい。3Eとは、自給率向上 (Energy Security)、CO₂抑制 (Environmental Conservation)、コスト低下 (Economy) を同時に達成することであり、総合資源エネルギー調査会では3Eに関して次のような方針が示されている。

- (1) 自給率を上げるためには、国産・準国産電源 (再エネ・原子力) を増やす
- (2) CO₂を抑制するためには、再エネ・原子力を増やす、石炭を減らす
- (3) コストを抑制するためには、ベースロード電源 (原子力・石炭・水力・地熱) を増やす。

ベースロード電源はコスト抑制のために増やすことが求められており、そのうえで原子

力発電は「可能な限り依存度を低減させる」とされている。原子力発電はベースロード電源全体として増加の方向性の下で、低減とのバランスを問われていることになる。

LNGは、3Eの中でいずれの項目にも含まれていない。しかしながら、コストを抑制する方法は上記のベースロード電源を増やすことだけではない。しかも、LNGの活用によってコスト抑制と同時にCO₂の抑制も図ることができるのである。

図表10は、電源構成を変化させた場合の影響としてコストとCO₂排出量の増減を示したものである。例えば、再生可能エネルギーの割合を1%増やして石炭の割合を1%減らした場合、CO₂排出量は8.4百万トン減らすことができるが、コストは1,840億円増える。再生可能エネルギーの拡大がCO₂排出抑制に大きな効果を発揮するとともに、コスト上昇をもたらすことになる。3Eに関する方針と整合性があると言えるだろう。

この図表10によると、LNGの割合を増やすことでCO₂の抑制とコストの抑制を同時に達成できる方法がある。すなわち、LNGを1%増やして石炭を1%減らした場合、CO₂排出量は4.4百万トン減らすことができるが、コストは640億円増える。しかし、さらにLNGを1%増やして再生可能エネルギー

図表10 電源構成を変化させた場合の影響 (概数)

	石炭▲1%	LNG▲1%	原子力▲1%	再エネ▲1%
石炭+1%		+4.4百万 t-CO ₂ ▲640億円	+8.4百万 t-CO ₂ +340億円	+8.4百万 t-CO ₂ ▲1,840億円
LNG+1%	▲4.4百万 t-CO ₂ +640億円		+4.0百万 t-CO ₂ +980億円	+4.0百万 t-CO ₂ ▲1,200億円
原子力+1%	▲8.4百万 t-CO ₂ ▲340億円	▲4.0百万 t-CO ₂ ▲980億円		±0百万 t-CO ₂ ▲2,180億円
再エネ+1%	▲8.4百万 t-CO ₂ +1,840億円	▲4.0百万 t-CO ₂ +1,200億円	±0百万 t-CO ₂ +2,180億円	

(資料) 総合資源エネルギー調査会

一を1%減らした場合、CO₂排出量は4.0百万トン増えるが、コストは1,200億円減らすことができる。これらを組み合わせれば、LNGの割合を2%増やして石炭と再生可能エネルギーの割合を1%ずつ減らすこととなり、CO₂排出量は0.4百万トン、コストも560億円減らすことができるのである。

図表10の数値は概数であり、割合を大きく変えると正確でなくなる可能性がある。しかしながら、LNGはコストの面でも原子力や石炭に近い水準であるとともに、CO₂の排出も石炭を大きく下回る。こうした特性を活かすことで、LNGは3Eの実現にも寄与するのである。再生可能エネルギーの割合を低下させることによる自給率の低下は考慮しなければならないが、LNGにはミドル電源に止まらない役割があると思われる。ベースロード電源の一部をLNGが担うことも検討に値するのではないだろうか。

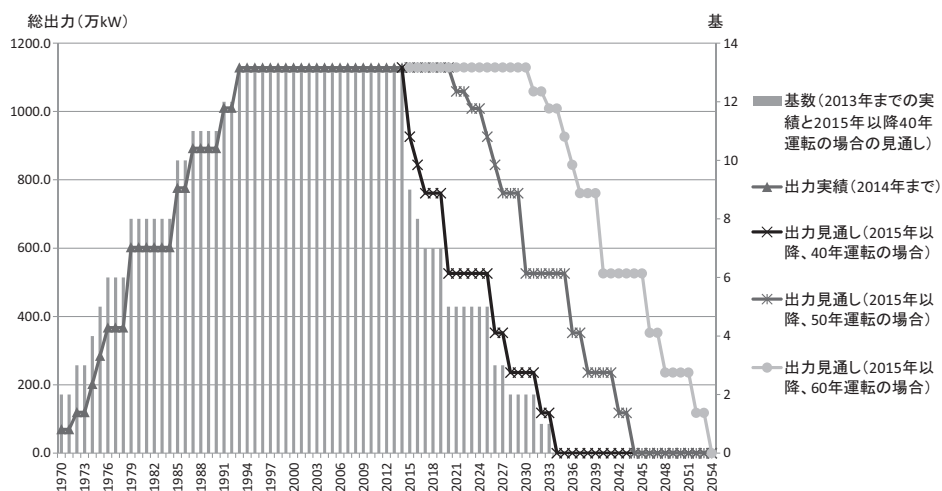
第四次エネルギー基本計画におけるエネルギーミックスが流動的と考えられる理由は、

技術革新の進展や電力自由化など、他にも挙げられる。いずれにしても、エネルギーミックスは第四次エネルギー基本計画に基づくとはいえ計画的に実現できるものではなく、あくまで見通しであること、それも多様な要素によって流動的になりうることを理解しなければならない。

2. 原子力発電所立地地域の対応はどうあるべきか

本章では、第四次エネルギー基本計画に基づくエネルギーミックスが流動的であることを、限られた紙幅の中で述べてきた。原子力発電所立地の見通しも流動的であるだろう。そこで、このような状況の中で福井県内の原子力発電所立地地域が取るべき対応について論じることにした。

まず、嶺南地域における原子力発電所は、4つの市町に商業炉が13基、高速増殖原型炉もんじゅが立地しており、経過年数も多様である。図表11に示すように、今後は原子



図表11 福井県における原子力発電所の立地経過と見通し

(資料) 筆者作成

力発電所の基数が減少していくと考えられるが¹¹、すべてが同時に廃炉となるわけではない。廃炉を迎える発電所と運転を続ける発電所が併存する形となるだろう。

しかしながら、廃炉にともなう経済活動が立地地域に及ぼす波及効果は、それほど大きくないと考えられる。総合資源エネルギー調査会によると、原子力発電所の廃炉費用は出力に応じて3段階で示されている。出力が大きいほど廃炉費用も高くなるが、図表12のとおり建設費ほど大きくない。すなわち、原子力発電所の廃炉は建設に比べて（どの程度を立地地域が請け負うかで大きく変わるが）立地地域に与える波及効果は大きくないと推察される。そして、廃炉になれば原子力発電所が停止するため、発電に伴う経済活動が行われなくなり、負の影響を及ぼす。

図表12 福井県の原子力発電所の建設工事費と廃炉措置費用

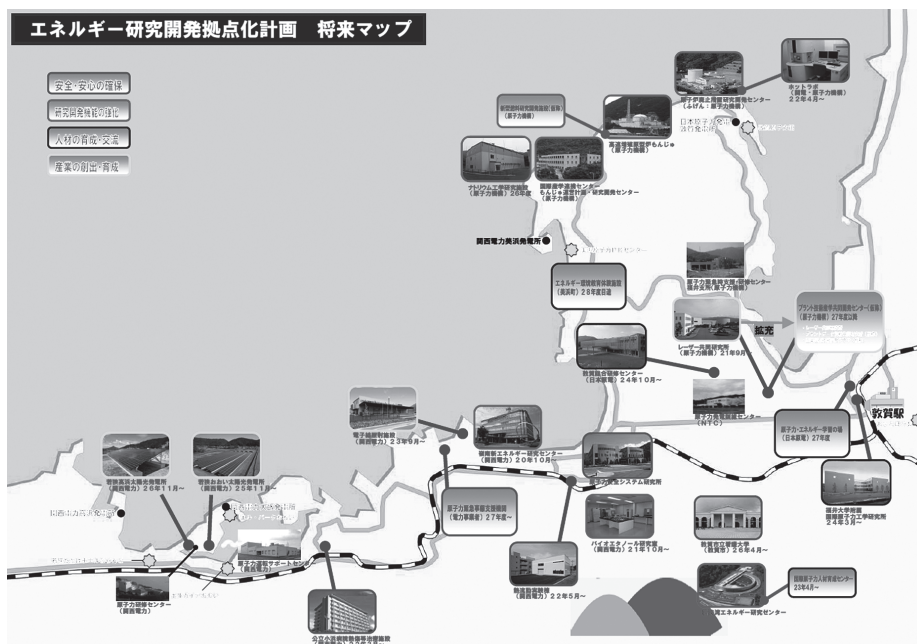
号機	運転開始年月	出力 (万kW)	建設工事費 (億円)	廃炉措置費用 (億円)
敦賀1号機	1970年3月	35.7	323	350-476
美浜1号機	1970年11月	34.0	312	350-476
美浜2号機	1972年7月	50.0	363	350-476
高浜1号機	1974年11月	82.6	656	434-604
高浜2号機	1975年11月	82.6	604	434-604
美浜3号機	1976年12月	82.6	768	434-604
大飯1号機	1979年3月	117.5	1,843	558-834
大飯2号機	1979年12月	117.5	1,225	558-834
高浜3号機	1985年1月	87.0	2,803	434-604
高浜4号機	1985年6月	87.0	2,098	434-604
敦賀2号機	1987年2月	116.0	3,886	558-834
大飯3号機	1991年12月	118.0	4,582	558-834
大飯4号機	1993年2月	118.0	2,535	558-834
敦賀3号機	着工準備中	153.8	4,755	558-834
敦賀4号機	着工準備中	153.8	2,945	558-834
ふげん	廃止措置中	16.5	685	
もんじゅ	停止中	28.0	4,330	

(資料)『福井県の原子力』、総合資源エネルギー調査会資料より筆者作成

以上を総合すれば、福井県内の原子力発電所は廃炉を迎える発電所と運転を続ける発電所が併存する形が当面は続き、原子力発電所立地地域である期間は今後も決して短くないと考えられる。しかし、廃炉となる発電所が増えるにしたがって立地地域の経済や財政に与える負の影響も大きくなると見込まれる。そこで、今後の対応としてとるべき基本的な方向性としては、立地に代替しうる方策を模索することよりも、立地を従来以上に多分野・多用途に活用できるようにすることではないだろうか。すなわち、原子力にかかる技術基盤の活用と、発電所としての立地基盤の活用の2つが考えられる。

第1に、原子力にかかる技術基盤の活用については、すでにエネルギー研究開発拠点化計画が2005（平成17）年に策定され、一定の実績をあげている。拙稿ですでに述べたように¹²、拠点化計画は原子力発電所の立地によって蓄積・発展してきた技術基盤を他の産業分野に活かすものであり、原子力発電を新たな地場産業とする試みとして捉えられる。しかも、図表13に示したように、原子力発電所の立地に伴う関係機関が福井県内には多数集積している。これらの機関は県内外、国内外で原子力発電や関連技術が求められる限り必要なものであるから、関係機関の活動は長期にわたって重要であり続けるだろう。

第2に、発電所としての立地基盤の活用、すなわち、他の電源立地の可能性を模索することである。前章で述べたように、原子力発電所の立地そのものが流動的である。だとすれば、このことを前提として、立地地域では原子力発電所だけでなく他の発電所の立地を視野に入れることによって、他の電源で補完



図表13 エネルギー研究開発拠点化計画 将来マップ

(資料) 福井県

するような対応をとることも1つの選択肢となる可能性を持つだろう。

補完の対象となりうるのは、LNG もしくは石炭の火力発電であろう。なぜならば、原子力発電所は大規模集中型の電源であるが、LNG と石炭を除いて、地熱や水力は立地に適した地域が限られるとともに、石油はコストの面で劣るからである。

この点について、橘川武郎は次のように述べている。

原発からの出口戦略それ自体は、それほど難しいものではない。原発は、発電設備は危険だが、変電設備・送電設備は立派である。時間はかかるだろうが、発電設備を LNG(液化天然ガス) 火力や最新鋭石炭火力に置き換えた上で、変電所・送電線は今のものを使い

続けられたい。そうすれば、火力発電のビジネスと原発廃炉の仕事によって、地元のまちな雇用は確保され、経済は回る。肝心なのは、その具体的なプランを、嶺南地域や福井県の住民自身が作り上げることだ¹³。

ここで、出口戦略について述べておきたい。橘川は原子力発電について「リアルでポジティブな原発のたたみ方」が必要であることを訴えている¹⁴。すなわち、使用済核燃料の処理問題を根本的に解決することが困難と考えられるため、原子力発電は過渡的エネルギー源にすぎないものと位置づけられる。こうした観点から、橘川は嶺南地域における出口戦略の必要性を述べたと考えられる。

これに対して、本稿の立場は他の電源立地の可能性を考慮に加える点では橘川の主張と

共通しているが、これを出口戦略とは必ずしも位置づけていない。すなわち、既設炉だけでも原子力発電所立地地域であることは今後も一定期間続くと見込まれることから、原子力発電に伴う技術基盤の活用を第1の方向性に掲げた。これと同時に、第2の方向性として他の電源立地も1つの選択肢として捉えている。したがって、本稿で筆者が示した対応は、原子力発電所の立地を放棄するのではなく、新增設にかかる流動性を前提にしたエネルギーミックスのなかで原子力発電の役割が低下する見通しであるとともに、多様な要素が見通しを流動的にすると考えられることを前提としたものである。原子力発電所立地地域は見通しが大きく外れれば何らかの補完的な対応を取らざるを得ないだろうから、他の電源立地の可能性を想定しておくことは必ずしも無駄なことではない、ということである。

むすびにかえて

原子力発電の推進は国策であり、今後進められる依存度の低減も国策である。原子力発電所の立地は「国策への協力」であり、立地地域は協力に応じて経済・財政面での便益を享受してきた。

しかしながら、原子力発電所の立地そのものが流動的になるとともに、エネルギーミックスの全体像も多様な要素が関係するようになり、確実な見通しを立てることは難しくなっている。こうした中で、原子力発電所立地地域は多様な可能性を想定して地域のあり方を探る必要性が高まっている。

本稿では福井県嶺南地域について基本的な方向性を示すにとどまったが、立地地域の現

状も多様であるから、個別の具体的な対応については地域ごとの詳細な分析と考察が必要である。この点については今後の課題として、各地の調査を行った上で適宜示すことにしたい。

【参考文献】

- ・井上武史（2014）『原子力発電と地域政策—「国策への協力」と「自治の実践」の展開』晃洋書房
- ・井上武史（2015）『原子力発電と地方財政—「財政規律」と「制度改革」の展開』晃洋書房
- ・橘川武郎（2012）『電力改革—エネルギー政策の歴史的大転換』講談社現代新書
- ・橘川武郎（2013）『原発に依存しない嶺南の未来図』東大社研・玄田有史編「希望学あしたの向こうに一希望の福井、福井の希望」東京大学出版会
- ・経済産業省資源エネルギー庁（2010）『電源立地制度の概要—地域の夢を大きく育てる』

注)

- 1 高浜3・4号機は、福井地方裁判所から再稼働を認めない仮処分が2015（平成27）年4月に決定され、流動的な状況となっている。
- 2 委員会の名称は一定していない。
- 3 「2030年のエネルギー需給の姿」は長期エネルギー需給見通しとは位置づけの異なる部分があるものの、エネルギー基本計画に即して定量的なエネルギーミックスが示されている。
- 4 53%の比率はコジェネ（注7参照）を

- 除いたものである。コージェネを含めた場合、原子力発電の比率は46%になる。
- 5 原子力政策の今後10年程度の期間についての新たな大綱策定も並行して進められていたが、原子力委員会の在り方が見直され、大綱は作成しないこととされた。
- 6 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（第10回会合）資料1
- 7 コージェネ（コージェネレーション）とは、天然ガス、石油、LPガス等を燃料として、エンジン、タービン、燃料電池等の方式により発電し、その際に生じる廃熱も同時に回収する、熱電併給システムである。高い総合エネルギー効率を実現可能であり、分散型エネルギーシステムとしても注目されている（経済産業省資料に基づく）。
- 8 正確には、3つの具体的なエネルギーミックス、すなわち、第三次及び第四次エネルギー基本計画に即した長期需給見通し（第四次は案）と革新的エネルギー・環境戦略策定に際して行われたエネルギー・環境に関する選択肢である。
- 9 原子力規制委員会資料より。
- 10 経済産業省資源エネルギー庁（2010）によると、中部電力浜岡6号機の出力は140万kW級とされているので、140万kWとして計算した。
- 11 原子力発電所1基当たりの出力が向上しているため、敦賀3・4号機等の増設があったとしても、県内での基数が増える可能性は低いと考えられる。原子力発電所の運転や定期検査等によって立地地域の経済や財政が成り立ってきたとすれば、基数の減少が立地地域に与える影響は大きいだろう。
- 12 井上（2014）第7章参照。
- 13 橘川（2013）p.221
- 14 例えば、橘川（2012）