#0011

DISCUSSION PAPER

日本の原子力政策と原子力安全規制制度

－原子力リスクから安全な社会に向けて－

李秀澈・　周瑋生・崔鐘敏・河津早央里・伊順眞

2019 年 11 月



FACULTY OF ECONOMICS
MEIJO UNIVERSITY

日本の原子力政策と原子力安全規制制度

－原子力リスクから安全な社会に向けて－

李秀澈[κ]・ 周瑋生[λ]・崔鐘敏[μ]・ 河津早央里[1]・伊順眞[ν]

要旨：

日本のこれまでの原子力政策を考察したうえ、福島第一原発事故前の規制制度と事故後の新規制基準が原子力リスクを格段に減らし、国民の信頼が得られるほどのものであるかについて検討する。そして、事故後に世界的な原発規制基準の強化に伴い、国内外で原発の安全対策費が高騰し、国内での早期廃炉や海外での原発工事を取りやめる企業が増えつつある。原発安全規制強化傾向による原発の建設コストの上昇による、原発の経済性に関する検証も欠かせない。原発リスクから安全な社会に向かうためには、再生可能エネルギーを中心とした長期電源計画、原子力規制機関の独立性と透明性のさらなる向上、そして原発を民間から切り離し、公共が安全確保の責任を取ることである。そのためには、国は原発の将来ビジョンに対して明確にし、国民的議論を通して、原発を公共が担うべき正当性を確保する必要がある。

キーワード：

福島原発事故、原発リスク、日本の新規制基準、原発の経済性、原発の公共性、

１．はじめに

[κ] 名城大学経済学部教授 slee@meijo-u.ac.jp

[λ] 立命館大学政策科学部教授　zhou@sps.ritsumei.ac.jp

[μ] ソウル大学環境大学院博士後期課程 mycutewani@naver.com

[1] 立命館大学大学院政策科学研究科博士後期課程　ps0285ik@ed.ritsumei.ac.jp

[ν] ソウル大学環境大学院教授 ecodemo@snu.ac.kr

1.1　本研究の目的と背景

本稿では、まず日本のこれまでの原子力政策を考察したうえ、福島第一原子力発電所事故（以下、‘福島原発事故’）前の原発安全規制制度とりわけ事故後の新規制基準が原子力リスクを格段に減らし、国民の信頼が得られるほどのものであるかについて考察する。そして、福島原発事故後、世界的な原発安全規制基準の強化に伴い、原発の安全対策費が高騰化し、国内での早期廃炉や海外での原発輸出を取りやめる企業が増えつつある。そのため、原発の安全対策費上昇による、原発の経済性に関する検証も必要である。本稿では、原発建設費用の高騰傾向の中で、原子力リスクから安全な社会に向かうための規制制度の在り方と原子力政策の今後の方向性を提案する。

2011年に起きた福島原発事故の影響により、世界各国は原発に対する安全規制制度を国民の信頼が得られるような見直し及び強化に迫られるようになった。特に、事故当事者である日本は、内閣府に設置されていた、国の行政組織である原子力安全委員会を、2012年９月に独立性の強い「第３条機関」（形式的には環境省の外局）としての「原子力規制委員会」に改編した。併せて原子力規制委員会の事務局として、原子力安全の実務的権限を持っていた原子力安全・保安院を中心にした組織改編で「原子力規制庁」が誕生した。

このように福島原発事故の後、日本政府は原子力規制関連の行政組織を大幅に整備した。そして、2013年に原子力規制委員会は「新規制基準」を制定し、この規制基準に合わせることを原発の再稼働への前提条件とし、再稼働の申請が行われた原発に対する審査を進めることになった。2019年9月末現在、全体37基の原発（廃炉もしくは廃炉検討中の原発は除外）の中で、15基の原発が原子力規制委員会の審査基準をクリアしており、そのうち9基が稼働中である。日本政府は「この新規制基準は、世界でもっとも厳しい水準」と強調している。しかし、審査基準をクリアした原発の再稼働を巡って、依然として地域住民の不安の声が高い。こうした住民の不安を反映した、原発立地県の首長が安全協定に基づいて再稼働の同意拒否や、当該原発における安全対策設備の遅延のため、新規制基準をクリアしても原発の再稼働が計画通りなかなか進めない状況にある。

以下、本節の先行研究レビューに続き、第２節では、日本の原子力政策を検討し、とりわけ稼働歴30年以上の老朽原子炉の事故事象歴について年代別・機種別・原因別に分析を行う。第３節では、福島原発事故前後の原発安全規制度の変化推移を考察したうえ、新規制基準が原子力リスクに関する不安を払しょくさせるほどのものなのかについて検討する。第４節では、安全規制基準の強化で新規原発の建設コストが急騰している中、規制基準の強化が原発の経済性に及ぼす影響を考察する。第５節は、原発リスクから安全な社会に向けた、原発安全規制制度と関連政策の方向性について提言を行う。

1.2　先行研究レビュー

福島発電事故の後、日本のそれまでの原子力規制制度の問題点とその後の新規制基

準の課題については、数多くの先行研究が行われてきた。その中から本研究とかかわりが深い研究をいくつかレビューすると次のようなものが挙げられる。

阿部(2015)は、福島原発事故の原因を原子力リスク管理の側面から検討している。福島原発事故は、ある特定のリスクは起こらないという決定論的リスク評価（DRA：Deterministic Risk Analysis）に基づいたいわゆる「原発安全神話」にあると指摘し、リスクはいつでも起きる可能性があるという確率論的リスク評価（PRA: Probabilistic Risk Assessment）によりリスク情報を最大限活用した規制制度の導入を提案した。奈良(2015)は、日本の新規制基準は、 緩やかすぎであり、安全性が確保されていないということで批判的に検討している。特に原子炉立地審査指針の削除、耐震設計基準の甘さ、災害時の防護措置区域の狭さは原発の安全性を保障しないものであり、これらの基準をより厳格化すべきであると主張している。

原子力市民委員会(2017)は、2016年に出した原子力規制委員会の「新規制基準の考え方」は、 新規制基準の正当性を主張し、それによって、規制委員会が容認した原発の再稼働が正当であることの根拠づけになっているという。これにより、新規制基準は、原告の住民らによる損害賠償の訴訟の際に、被告である電力会社や政府機関を助勢し、かつ権威づけて裁判官たちに圧力をかける役目を果たしていると主張している。
原子力規制は、原発の安全性追求において従前の方針を根本から変更することが期待されていたが、現状はそうではなくて、リスクを軽視することによって現実を容認する傾向が強いと述べ、各項目別新規制基準について批判的な検討を行った。

高橋ほか(編)(2016)は、環境法政策の観点から、原子力損害賠償、放射線物質汚染対策、原子力施設の安全規制・立地選定等の課題について、今後の解決に向けての提言がなされている。また、原子力基本法、原子炉等規制法上では、自治体の役割は明記されておらず、原子力災害対策関連法だけ自治体の役割も述べられていると批判し、
自治体こそが、住民や地域の視点から原子力安全規制に関与すべきであると主張している。井上(2014)も、原子力安全規制の大前提は国の一元的な権限と責任が十分に果たされることであるが、現実にはそう至っていないので、今後自治体の権限と責任を強化すべきであると主張している。さらに安全規制の根幹部分は、立地自治体が中心になって周辺自治体との広域的な連携をとる必要があるという。

山名(編) (2017)は、事業者や政府から独立した専門家の立場から福島発電事故の全体像と原子力の安全管理に関する問題点の解明が必要であると主張している。特に事故原子炉の廃炉が長い年月にわたる課題になる中、正しい知識や管理技術の継承が失われることで、かえって危険が増しているので、原子力安全管理人材の育成の重要性を強調している。

原子力安全規制に関する外国の文献では、次のようなものがある。チェルノブイリ事故以後、IAEA(1988)が発刊したINSAG-3では ’原子力発電所基本安全原則’で安全文化を最も優先的な安全原則として次のように定義した。すなわち″安全文化は原子力に係わるすべての活動に携わるすべての個人と組職が、安全性に係わるすべての情報を自由に交換することができる開放された態度と過ちに対する率直な認定、安全に対する徹底的な認識と責任を共有する文化的風土である″と定義した。そしてIAEA(1991)は

INSAG-4文書で安全文化の概念をつぎのようにより明確に定義した。すなわち原子力安全文化を〝原子力発電所において安全問題が最優先の事項であることを確かめる組職と個人の姿勢と品性が結集されたこと〟と定義した。

一方、アメリカのNRC(Nuclear Regulatory Commission)は、福島原発事故が起きた2011年に、安全文化を〝人間と環境の保護を保障するために、他の競争的な目標より安全性を優先的に強調する経営陣と各個人の集団的約束に起因する核心価値と行為〟に定義した。Anthony C.Krautmann and John L.Solow(1992)は、原子力発電効率と稼動年数との関係を分析し、稼動年数が増えるほど原子力発電効率は減少することを表した。すなわち、原子力事故によって安全規制が強化されるようになると、初期建設費用と運営費用の増加、そして潜在的な原発解体費用増加により、原発の費用上昇を招くことを示唆した。

David、Maude-Griffin and Rothwell(1996)は、TMI事故以後、NRCの安全規制強化政策が実質的に安全性を進めたのかについて分析を行った。特に、この研究は予期せぬ故障などにより発生する非計画停止危険率(hazard rate)を計算し、原発の安全性を測定する代理変数として用いた。その結果、TMI(here Mile Island)事故以後、NRCの安全規制強化政策は 非計画停止危険率を著しく落としていることを明らかにした。これはアメリカ政府の安全強化政策が実質的に安全性向上に寄与したことを示唆している。

朴ウヨン・李サンリム(2016)は、主要原発保有国が原発の安全性を確保するために構築して運営中の原子力安全規制システムについて比較分析を行った。そして主要原発事故による規制システムの変化が、原子力性能と安全性に与えた影響を調査し、原発の安全運営に必要な要因の中で、非技術的要因、特に安全文化の大切さを明らかにした。しかし安全文化そのものは強制性がなく、特に原発事業者は原発安全性が収益性と相反される時には、安全性を毀損しながら収益性を確保しようとする誘引が働くという。したがって安全な原発運営のためには制度的な管理・監督すなわち、安全規制システムの構築が求められるという。

キム・ジングク(2012)は、原子力発電関連予算制度の改善を提案した。韓国では、安全規制に必要な費用は現在事業者である韓国原子力水力（株）が負担しているが、これは規制の独立性と透明性を損なうので全額国家による安全規制財源の確保が必要であると主張した。そして原子力施設に対する効率的かつ専門的な規制のためには、現在韓国原子力安全技術院と韓国原子力統制技術院のように重複される規制業務体制からに単一専門機関へ一元化すべきであると主張した。

ただしこれらの先行研究は、原子力規制制度の問題点と課題を集中的に考察したものであり、本稿のテーマのように、日本の原子力政策の全体を鳥瞰したうえ、規制基準の強化による原発の安全性と経済性の変化、それによる原発の経済性の評価、公共政策としての原子力安全規制政策の再評価を行った研究はあまり見られない。

２．日本の原子力政策

1955年12月に「原子力基本法」が成立されて以来、原発を主要エネルギー源として位置づけ、国策として原発の建設･稼働を積極的に進めてきた。1963年10月に東海村で建設された動力試験炉のJPRD（Japan Power Demonstration Reactor）で臨界となり、1966年7月に東海村で建設された最初の商業炉の東海第一原発で商業発電が行われた。さらに、1974年に原発の立地・周辺自治体に財政的支援を強化する、いわゆる「電源三法」が成立され[2]、原発の普及が加速する契機となった。実際、東海発電所（1960年着工、1966年運転開始）と敦賀発電所（1966年着工、1970年運転開始）など初期の原発を除いた、殆どの原発が電源三法の成立以降に着工されたものである。

福島原発事故直前まで、日本の稼働原発の総数は54機であり、総電力の25~30％を賄っていた[3]。福島原発事故時点での日本のエネルギー基本計画上で、原子力が2030年まで総発電量の約半分を占めることになっていた（表2.1）。当時の日本政府は、原発を将来の「最も重要な電源」として位置付けていた。ところが、福島原発事故後、原発に対する国民の信頼は大きく揺らぎ、当時の民主党政府は国民的議論の末、2030年代の脱原発シナリオをエネルギー政策の目標とした（エネルギー環境会議(2012)）[4]。

しかし、2012年12月に自民党政府に代わってからは、再び原発を重要エネルギー源として位置づけ、2018年７月に閣議決定された第５次エネルギー基本計画（新エネルギー基本計画）では、2030年に向けて再生可能エネルギーを初めて「主力エネルギー」と位置付けながらも、原発も「ベースロード電源」として総発電量に占める割合を20~22%と決めた。ただし、こうした2030年の原発目標については疑問の声も多い。福島原発事故の後、日本国内で稼働する原発は急減した。原発を稼働させるためには、ストレステストによる検証と2013年7月に施行の新規制基準をクリアしなければならない。前述のように2019年9月末現在、原子力規制委員会の審査を受け再稼働の許可をもらった原発は15機、審査中の原発は12機、まだ未申請の原発は9機、そして17機は原子力委員会の審査を受けることを諦め、廃炉が決まっており、現在日本で稼働可能な原発は36機となっている[5]。2030年原発割合を22~24%維持するためには、設備容量が3539～3783万kWが必要であるが、稼働年数40年ルールに従えば、日本で稼働可能な原発設備容量は2030年に2120万kWに留まることになる。原子力市民委員会（2019）も、エネ

---

[2] 電源三法は、電源開発促進税法、電源開発促進対策特別会計法、発電用施設周辺地域整備法の３つの法律を言う。電源三法について詳しくは、清水修二(1991), 湯浅 陽一(2011)を参照。

[3] 日本では、1970 年代には20機、1980年代には16機、90年代に15機、2000 年以降に5機と、合計57機が建設された。このうち、1988年に東海原発、2009年に浜岡1・2 号は運転を終了し、福島発電事故直前までは54基が稼働されていた。

[4] 民主党政府のエネルギー・環境会議は「革新的エネルギー・環境戦略」を決定し、①40年運転制限制を厳格に適用する、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、という原子力政策の方向性を示した。ただしこの目標は閣議決定されたものではなかった。

[5] そして福島発電事故前から着工し建設中の原発が3基、計画中のものが8基あるが、建設中の２基は住民の激しい反対を乗り切って竣工・稼働までにはかなり難しい状況であり、計画中の原発は着工に進む可能性はあまりない状況である。

ルギー基本計画は、「再生可能エネルギーの「主力電源化を目指す」とする一方で、非現実的な原子力維持目標に固執し、結果的に本格的な気候変動対策を停滞させている」と批判している。

表2.1　福島原発事故前後の日本の2030年電源計画の変化

（単位：電源構成比、%）

電源	実績値		エネルギー基本計画(2007年発表)	民主党政府の電源計画(原発ゼロケース)（2012年発表）	自民党政府の第5次エネルギー基本計画(2018年発表)
	2010年	2017年			
再生可能エネルギー(大型水力含む)	9.6	15.4	21	35	22～24
原発	28.6	3.0	53	0	20～22
石炭	25.0	29.2	11	65	26
LNG	29.3	38.5	13		27
石油	7.5	3.3	2		3
その他	0.0	10.6			
合計	100.0	100.0	100	100	100

出所：エネルギー環境会議(2012)、経済産業省（2007）、経済産業省(2018)a、経済産業省(2018)b

2030年に原発割合20~22%を満たすためには、30機前後の原発稼働が必要である。従って、既存原発の稼働年数（40年、ただし最大20年まで延長可能）を考慮すれば、新規原発の建設なしでは目標達成は厳しいといえる。実際、日本エネルギー経済研究所(2018)は、原発シェアが2030年の13.5%、2050年の11.9%とエネルギー基本計画値よりかなり低く予測している（レファレンスシナリオ基準[6]）。また、Azuma et al.(2018)によれば、既存原発の60年へ稼働延長と新規建設が行わなければ、2050年に原発ゼロの状況になる（図2.1）。

福島原発事故は日本国内だけでなく、海外の原発政策にも少なくない影響を与えた。ドイツ、ベルギー、イタリア、スイスなどは、事故後早々脱原発を宣言している[7]。しかも、世界でも最も原発を積極的に維持しようとするフランスも、現状（2018年の原発シェア：約72%）から2035年までに50%へ原発シェアの縮小を表明している。イギリスでは北海油田の枯渇、電力の安定供給、地球温暖化対策などの観点から新規原発の推進方針を明確に示した。ただし、2019年１月に英中西部アングルシー島で原発２基の建設計画を日立が凍結したように、再生可能エネルギーの発電単価の下落と原発

[6] レファレンスシナリオとは、今日までのエネルギー・環境政策が今後も趨勢的に推移することを仮定した時のシナリオをいう。

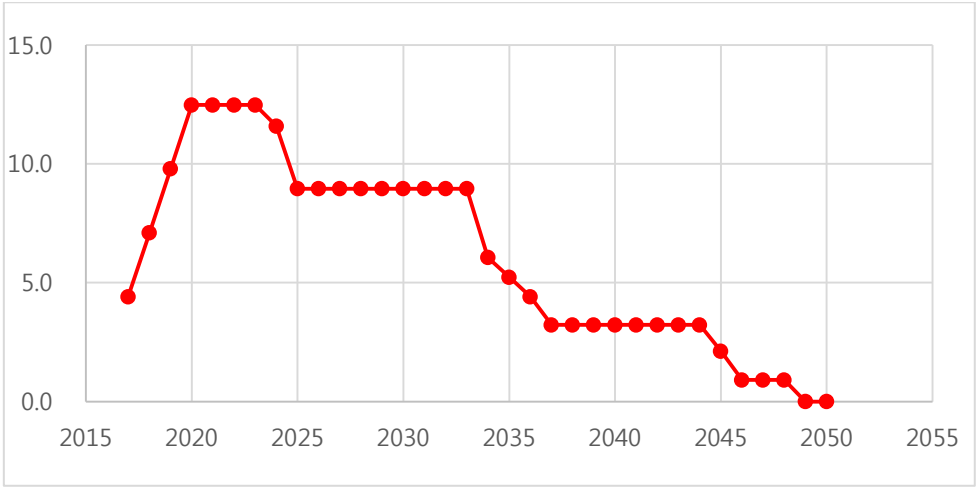
[7] ドイツの場合、2011 年に原子力発電のフェーズアウト（段階的撤廃）を決めて以降、10機の原子炉が廃止となり、2018年末時点で7機が残っている。ベルギーは2020年までフェーズアウト、スイスは新設禁止、イタリアは2009年2月、4カ所の原発を新設すると決定していたが、福島事故の後、国民投票により原発新設禁止となり、現在は原発ゼロの状況である。

建設単価の上昇傾向に伴い、原発推進への動力が減退する兆候が見えている[8]。

国際原子力機関（IAEA）(2018)のレポートによれば、2017年時点で世界の総電力供給の10.3%（2,503TWh）を占めている原子力発電の割合は、 中央シナリオ（新政策シナリオ）で予測した場合に、2040 年までに9. 2%に低下する見通しであり、一方で自然エネルギーの割合は2017年の24. 6%から2040年に41. 4%まで拡大する見通しである。

図2.1　日本の原発の電力生産可能容量推定

(単位：GW)



出所：Azuma et al.(2018)

３．福島原発事故前後の原発安全規制制度

3.1　福島原発事故前の原子力安全関連法および規制制度

日本では、1955年に原子力政策の基本方針を定めた「原子力基本法」に相次ぎ、1957年に原子力の安全規制関連法律である「核原料物質、核燃料物質および原子炉の規制に関する法律」（以下、原子炉等規制法）が公布された（表3.1）。原子炉等規制法第64条には、「原子炉等による災害発生の急迫した危険がある場合において、災害を防止するため緊急の必要性があると認めるときは、原子炉等の使用の停止、その他必要な措置を講ずることを命ずることができる」と規定されている。すなわちこの法律は、原子力の「災害防止」の観点から原子力施設の設置、建設、運転など各段階で認可と検査を受けることを義務付けている。ただしこの時期に、原子力安全問題の責任機関である原子力安全委員会が、原

[8] これについて詳しくは第4節参照。

子力政策の立案、推進主体である原子力委員会の中に設置されているなど、原子力安全確保問題に真剣に取り組む姿勢が欠如していたといえる。

表3.1　日本の原子力規制関連年表

	原子力規制関連制度・機構		福島原発事故前の主な原発事故
1955	原子力基本法公布		
1956	原子力委員会発足		
1957	原子炉等規制法が公布		
1961	原子力損害の賠償に関する法律が成立		
1978	原子力安全委員会が原子力委員会から分離・設置	1974	原子力船「むつ」放射線漏れ事故
		1981	日本原電敦賀原発放射能漏れ事故
		1991	関西電力美浜２号機蒸気発生器事故
		1995	もんじゅナトリウム火災事故
		1999	JCO核燃料工場臨事故、2人死亡
2001	原子力安全・保安院が発足、安全委員会とともに内閣府へ移管	2002	東京電力トラブル隠し事件
2003	原子炉等規制法が改正され規制行政庁への監督機能強化	2004	関西電力美浜３号機事故、5人死亡
2011	原子力損害賠償支援機構法が公布・施行	2011	福島第一原発事故
2012	原子力規制委員会設置		
2013	新規制基準施行		
2014	原子力損害賠償支援機構が原子力損害賠償・廃炉等支援機構に改名		

出所：原子力市民委員会(2017)などに基づいて作成

1974年9月に発生した原子力船「むつ」の放射線漏れを機に、原子力の安全確保の充実強化を目的に、1978年に原子力安全委員会が原子力委員会から分離・設置された。日本の原子力安全問題について原子力発電事業者に対して直接規制するのは規制行政（経済産業省原子力安全・保安院、文部科学省等）であり、規制行政から独立した原子力安全委員会がさらにそれをチェックする多層的体制となっていた。この時、原子力安全委員会の役割は主に次のようであった。

1. 原子力利用に関する政策のうち、安全の確保のための規制に関する政策に関すること
2. 核燃料物質及び原子炉に関する規制のうち、安全の確保のための規制に関すること
3. 原子力利用に伴う障害防止の基本に関すること
4. 放射性降下物による障害の防止に関する対策の基本に関すること
5. その他、原子力利用に関する重要事項のうち、安全の確保のための規制に係るものに関すること。

そして、1999 年 9 月 30 日の JCO ウラン加工工場における臨界事故を契機に原子力の安全確保のために、原子力安全委員会の機能はより強化された。これまでに比べて、主な強化点は以下のとおりである。

- 規制行政庁への監視・監査機能の強化（設置許可以降の後続規制段階においても、規制調査を通じた監視・監査を行う）
- 原子力災害対策特別措置法の制定を受けた災害対策の強化等（緊急時対応体制の整備、緊急被曝医療体制の整備、事故・故障原因分析の強化等）
- 新たな政策課題への対応（安全規制におけるリスク情報の活用の検討、安全審査指針類への最新の知見の反映、安全文化の醸成等）

また原子力安全委員会を独立した立場から補佐するため、2000年4月にその事務局を科学技術庁から内閣総理大臣官房原子力安全室に移管した[9]。さらに2002年の東京電力（株）によるデータ改竄等の不正の問題により、原子力安全委員会の監視・監査機能はさらに強化された。この時期、任期3年の原子力安全委員会の委員数は5名であり、衆・参両議院の同意を経て内閣総理大臣によって任命されていた。

これとは別途に2001年1月に原子力安全問題について業者に対して直接規制する行政として、原子力安全・保安院が新設された。原子力安全・保安院は、経済産業省の一機関であり、法令上の位置付けは「経済産業省・資源エネルギー庁の特別の機関」とされた[10]。当時、原子力安全・保安院は、主に次の事務を担当することになった。

1. 原子力に係る製錬、加工、貯蔵、再処理及び廃棄の事業並びに発電用原子力施設に関する規制と安全の確保に関すること。
2. エネルギー源としての利用に関する原子力の安全の確保に関すること。
3. 火薬類の取締り、高圧ガスの安全管理、鉱山の保安など「産業保安」の確保に関すること。所掌事務に係る国際協力に関すること。

原子力安全・保安院は、これらの施設に対しては必要に応じて、立入検査、報告書徴収、改善命令等を行うことができた。ただし、 原子力安全・保安院は「原子力安全」だけでなく「産業保安」も行っていたので、原子力安全のみを専門としている組織ではなかった。しかも原子力の安全・規制を担当する行政が原発を推進する担当行政の傘下に置いていた。

3.2 福島原発事故後の原子力安全規制制度

福島原発事故の直接的な要因は、長時間全電源喪失による冷却機能停止から発生した核燃料棒のメルトダウンであったことは、これまでの各種調査報告書からほぼ立証されている。すなわち福島原発事故は、長時間にわたる全電源喪失状態に対して十分

[9] 職員数を20名程度から50名程度に増員し、同時に技術的知見を有する非常勤の専門家（技術参与）を40名程度採用した。

[10] 原子力安全・保安院は、科学技術庁原子力安全局の原子力安全部門、通商産業省環境立地局の産業保安部門により組織された。当時、職員数は800名程度であり、年間予算は約800億円であった。

な対策を講じることができなかったことに起因した。たとえば、1990年の原発の安全設計審査指針の策定時において、原子力安全委員会は「長期間にわたる全交流動力電源喪失は、送電線の復旧または非常用交流電源設備の修復が期待できるので考慮する必要はない」と想定していた。全電源喪失は絶対に起こらないという方針で、地震や津波の規模を予測し、安全対策を立てていたことが判明されている。

また、原子力施設事故・故障分析評価検討会全交流電源喪失事象検討ワーキング・グループ（1993）では、国内外の事例を分析し「日本においては諸外国と異なり、外部電源と同時に更に複数台ある非常用発電機がいずれも不作動となる事例は過去一度も生じていないこと、また、日本で起きた過去４件の外部電源喪失事例は台風・雷によるものであったがいずれも直ちに非常用発電機による給電に成功していること、日本の原子力発電所の非常用蓄電池の容量はいずれも5時間以上であること」などを調査結果としてまとめている。すなわち長時間にわたり電力供給が停止することなどを想定外としていたことが、事故の主な要因と挙げている。国際原子力機関（IAEA）(2015)は、2015年8月に世界40カ国以上の専門家ら約180人が検証した、事故の最終報告書を発表した。この報告書では、「原子力発電は絶対安全である」との思い込みがあったため大事故につながったと批判している。

このことについて、松浦祥次郎元原子力安全委員長は、「（当時は）何もかもがダメになるといった状況は考えなくてもいいという暗黙の了解があった。隕石（いんせき）の直撃など、何でもかんでも対応できるかと言ったら、それは無理だ」と釈明している[11]。後日の会見では、「原子力の利益は大きく、科学技術を結集すれば、地震や津波にも立ち向かえると考えて利用を進めてきたが、考えの一部をたたきつぶされた」と述べ、「問題の解決法を突き詰めて考えられていなかったことを申し訳なく思う」と謝罪の意を伝えた[12]。

福島原発事故は、原子力安全規制当局の責任と権限が不明確であったことも大きな原因となった。福島原発事故関連各種の報告書から、原子力の安全問題に責任ある機関である「原子力安全委員会」が、事故前も後も原子力安全確保のための役割を十分に果たせなかったことが判明されている[13]。そもそも原子力安全で最も重責を担っている機関である原子力安全委員会は、原子力災害対策特別措置法第20条により、原子力緊急事態において原子力災害対策本部長への助言機関にすぎず、原子力災害への主体的な取組をなしうる立場になかった[14]。

原発の長時間全電源喪失を想定しなかった一義的責任は原発事業者にあるが、原子

---

11 原発の全電源喪失、米は30年前に想定 安全規制に活用 asahi.com 2011年3月31日16時39分から引用。
12 “解決法突き詰めず、申し訳ない」＝原発推進めぐり元安全委員長”. 時事通信2011年4月1日から引用。
13 福島発電事故原因究明のための各界の主要調査委員会は2012年に設置されており、民間から福島原発事故独立検証委員会（委員長：北澤宏一）、東京電力から福島原子力事故調査委員会（委員長：山崎雅男）、国会から東京電力福島原子力発電所事故調査委員会（委員長：黒川清）、 政府から東京電力福島原子力発電所における事故調査・検証委員会（委員長：畑村洋太郎）があった。
14 1999年9月30日の東海村JCO臨界事故を契機に制定された原子力災害対策特別措置法の20条6項により、原子力安全委員会は東京にある原子力災害対策本部（もしくは権限移譲がなされた原子力災害現地対策本部）への助言を行う機構として位置付けとなった。

力安全委員会が全電源喪失の可能性を予期しなかったことや看過したことは、原発の安全確保に責任ある行政として責務を果たしたとは言えない。福島原発事故後、規制する側の原子力安全・保安院と規制される側の原発事業者間の緊張感の薄い関係については、数多くの指摘があった[15]。原子力発電を推進する資源エネルギー庁とこれを規制・チェックすべき機関である原子力安全・保安院がともに経済産業省に属していたことで、規制機関としての機能を果たしていないとの疑問が続いていた。すなわち原発規制行政・機関は、原発の安全確保を最優先視するのでなく、安全確保にかかるコストや業者側の声に耳を傾けたのではないかという批判であった[16]。

以上の批判を受け、2012年９月に既存の原子力安全委員会と原子力安全・保安院を廃止し、 2012年６月に公布された「原子力規制委員会設置法」に基づき原子力規制委員会を設置することになった。原子力規制委員会は原子力安全に関する最高意思決定機構として、前述ように環境省の外局として設置されたが、国家行政組織法第3条第2項の三条委員会と呼ばれる、独立性の強い行政委員会として位置付けられた[17]。ただし、原子力規制員会は、2012年９月に出帆してから４期目を迎えているが、委員会メンバーは第2期目からは原子力工学者など原子力推進政策に賛成する立場を持っている委員が過半を占めていた。

表3.2 原子力規制委員会のメンバー構成及び委員の専門分野

<table>
<tr><th></th><th>期間</th><th colspan="5">委員長及び委員</th></tr>
<tr><td rowspan="2">1기</td><td>2012年9月～
2014年9月</td><td rowspan="3">田中俊一
(初代委員長)
<原子力工学者></td><td>島崎邦彦
(委員長代理)
<地震学者></td><td>更田豊志
<原子力工学者></td><td rowspan="2">中村佳代子
<放射線医学者></td><td>大島賢三
<外交官></td></tr>
<tr><td>2</td><td>2014年9月～
2015年9月</td><td rowspan="2">田中知
<原子力工学者></td><td rowspan="2">更田豊志
(委員長代理)
<原子力工学者></td><td rowspan="2">石渡明
<地質学者></td></tr>
<tr><td>3</td><td>2015年9月～
2017年9月</td><td>伴信彦
<医学者></td></tr>
<tr><td>4</td><td>2017年9月～
2019年～</td><td>山中伸介
<原子力工学者></td><td colspan="3"></td></tr>
</table>

[15] 原子力安全・保安院ないし経済産業省の職員が、長年にわたって電力会社をはじめとする原子力関連企業に多数再就職したために、原子力規制機関と規制対象企業の間に過度の癒着を生じ、原子力発電所における大規模な事故発生の遠因になったと考えられている。

[16] 原子力発電を推進する「資源エネルギー庁」と規制する「原子力安全・保安院」が、同じ経済産業省の中にあるため、同じ官僚が省内の異動によって、推進と規制を往復する人事交流が行われ、規制対象である電力会社に天下りした退職者が規制行政に干渉するなど、規制機関が監査機能の役割を果たしていなかったことも、原因の一つと考えられた。

[17] 原子力規制委員会は、国民の生命、健康及び財産の保護、環境の保全並びに我が国の安全保障に資するため、原子力利用における安全の確保を図ることを任務とする（法3条）。 原子力規制委員会は、予算約450億円(2019年度)、職員1,056名(2018年末) であり、委員長及び委員4人をもって組織されている。委員会の委員長及び委員の任期は5年で、再任されることができる。

そして、原子炉施設等の規制・監視に関わる機関を一元化するため、同委員会の事務局として原子力規制庁を置くことになった。各国の原子力規制関連行政と技術支援機関の職員数を比較してみると、日本は韓国を上回っているが、米国とフランスよりは劣ることが分かる。原子力市民会（2017）は原子力規制庁の防災対策機能の脆弱さについて批判を行っている。たとえば、原子力規制庁で原子力防災を担当するのは、長官官房にある放射線防護グループの原子力災害対策・核物質防護課だけである。その職務も原子力災害対策指針の策定などに限られ、非常時における事故対応にはあまり役立たない。原子力規制庁の職員の大半も供給源である原子力安全・保安院とその傘下の原子力安全基盤機構（JNES）から引き継いでいるので、緊急事態への対応能力も低いままであるといえる。

表 3.3　各国の原発規制行政と技術支援機関（TSO）の職員数比較

	規制当局	TSO
日本	原子力規制庁(NRA)：900人	JNES(350人)が2014年3月にNRAに統合
韓国	原子力安全委員会：40人	原子力安全技術院(KINS)：375人
米国	原子力規制委員会(NRC)：3,500人	
フランス	原子力安全局(ASN)：400人	放射線保護・原子力安全研究所(IRSN）：1,700人

出所：各機関のウェブサイト情報などから作成

そして、原子力規制委員会設置法の附則には、「原子力規制庁の職員については、原子力利用の推進に係る事務を所掌する行政組織への配置転換を認めないこととする」という、いわゆる「ノーリターンルール」が定められた（附則第 6 条第 2 項本文）。もっとも、同条項には「ただし、この法律の施行後 5 年を経過するまでの間において、当該職員の意欲、適性等を勘案して特にやむを得ない事由があると認められる場合はこの限りでない」とする例外規定が設けられた。このルールの例外規定により、2019 年 5 月の時点ですでに 1／3 の職員が出向元省庁に出戻りしていることが判明ており[18]、ルールの形骸化が懸念されている。

４.福島発電事故後の新規制基準

原子力安全規制の根拠法律である原子炉等規制法は、福島原発事故前も20回ほど改正されたが、2013年7月に新たに改正され、これまでに原子力事業者の自主的措置だった“過酷事故（Severe Accident)対策”の義務化[19]、既存の原子力施設に対しても最新

[18] ウィキペディア（Wikipedia）（2019/05/15 14:56 UTC 版)。

[19] 過酷事故は、 技術的見地からみて最悪の場合には起こるかもしれないと考えられる事故として、原子炉等規制法（43-3-6-3)に“発電用原子炉炉心の著しい損傷、その他原子力規制委委員会規則で定める重大な事故”と定義されており、同法規則第4条では、A.炉心の著しい損傷、 B. 核燃料物質の貯蔵設備に貯蔵

の規制基準への適合を義務づけるBack-fit(遡及)の義務化、電気事業法に規定されていた詳細設計基準を原子炉等規制法に一元化、原子炉運転期間の原則40年稼働[20]などの変更が行われた。また 安全設計指針、安全設計審査指針など各種の“指針類”を従来の内規から“規制委規則”として定め、法的明文化を行った。

その際に、原子力規制委員会は、専門家ヒアリングやパブリックコメントを通じて、発電用原子炉の共通要因による安全機能喪失及び重大事故を防止するための新規制基準を策定しており、この基準は2013年７月に施行された。原子力規制委員会によれば、新規制基準の考え方は下記の項目のようである（原子力規制委員会(2013)）。

① 目的達成に有効な複数の(多層の)対策を用意し、かつ、それぞれの層の対策を考えるとき、他の層での対策に期待しない「深層防護」の徹底である。
② 共通要因故障をもたらす自然現象等に係る想定の大幅な引き上げとそれに対する防護対策の強化、地震・津波の評価の厳格化、津波浸水対策の導入、多様性・独立性を十分に配慮 、火山・竜巻・森林火災の評価も厳格化である。
③ 自然現象以外の共通要因故障を引き起こす事象への対策強化、火災防護対策の強化・徹底、内部溢水対策の導入、停電対策の強化（電源強化）である。

以上の考え方に基づいて新規制基準が作成された。新規制基準は、事故に備えて住民から十分に離れて立地したかを評価するための「立地審査指針」、設備の基本設計の適合性を審査するための「安全設計審査指針」、設備の安全機能を考慮した事故解釈評価結果の適合性を審査する「安全評価審査指針」に分けられている。このうち、表4.1及び表4.2でみるように「安全設計審査指針」には旧安全基準にくらべて大幅な改正強化が行われたが、「立地審査指針」と「安全評価審査指針」は旧指針からあまり改正されず、また立地審査指針が新規制基準の設置許可基準規則から除外されることにより旧指針より返って後退しているという批判があった（原子力市民委員会（2017））。

立地審査指針は、原発の導入が開始された当初から、原発での万一の事故に関連して、その立地条件の適否を判断するために、1964年に原子力委員会が決定した「原子炉立地審査指針及びその適用に関する判断のめやすについて」（平成元年一部改訂）、「原子炉立地審査指針（立地審査指針）」によって、原発立地の適否に関する審査に適用されてきた。立地審査指針では、考慮すべき要素として、 あらかじめ決めておいた重大事故（Major Accident）と仮想事故（ Hypothetical accident）[21]について評価を行うよう求めている。すなわち、この指針では 技術的見地からは起こるとは考えられないか、それに相当する核分裂生成物の放散を仮想する事故（仮想事故）の発生を仮定しても、原子炉施設の敷地周辺の公衆に著しい放射線災害を与えない（すなわち表4.1の放射線量評価を超えないように）、原子炉から「ある距離の範囲」に立地することを要求している[22]。

する燃料体または使用済み核燃料の著しい損傷と規定されている。

[20] ただし、原子力規制委員会の許可が得れれば、例外措置として1回に限り最大20年まで延長可能となっている。

21 重大事故を超えるような、技術的見地からは起こるとは考えられない事故をいう。

22 この目標を達成するためには、少なくとも原子炉から「ある距離の範囲」は非居住区域に、その外側

表 4.1　旧原子力安全基準と新規制基準の総体的比較

対象	旧安全基準	新規制基準	新規制基準に対する批判
立地基準	確率論的リスク評価を考慮したが結果的には決定論的リスク評価	確率論的リスク評価	○立地審査指針（1964 年）の根本的な改正がない ○立地審査指針が新規制基準では、除外されている(住民の被ばく線量の未考慮) ○“複数号基事故”の評価は考慮していない ○一般産業設備とは違って、予測不能な巨大被害を発生させる可能性がある原発に対して確率論でリスク評価することは望ましくない
事故時の安全	安全評価審査指針	○重大事故 ⇒判断基準（線量評価） ❖甲状腺（小児）<1.5Sv ❖全身被ばく線量<250mSv、福島原発事故当時<100mSv(2012.6) ○仮想事故 ⇒判断基準（線量評価） ❖甲状腺（成人）<3Sv ❖全身被ばく線量<250mSv、福島原発事故当時<100mSv(2012.6) ❖全身線量の累積値　＜2 万人・Sv	○ただし立地審査指針としては採用しない
設計基準	安全設計審査指針	新規制基準 (詳しくは表 4.2 を参照)	○新規制基準は、適合性の如何を確認するだけであり絶対安全の保障ではない ○福島原発事故原因が完全に未解明されていない状態で、応急的な対策である ○共通要因（地震、津波、火災、内部溢水）の多重事故を軽視 ○Filter 付き Vent 施設義務化 ⇒住民被ばくの認定、稀ガスの放出量を無視 ❖1/1000 の低減(Cs)でも、膨大な放射性物質放出許容 ○高温・高圧の過酷な状況で耐えられる、炉内の水位計および圧力計などの計測装備の不備
稼働年数		原則として 40 年、ただし原子力規制会が認めた場合、1 回限りで 20 年延長可能	○特例で 20 年延長稼働を認めたので、老朽原発の稼働延長により事故の可能性が高くなる
地方防災計画	原子力防災対策指針	「原子力災害対策マニュアル」を公表し、立地・周辺自治体に具体的計画の作成を委ねている	○原子炉の建設・運転を許可する際の法律上の要件となっていない

出所：原子力市民委員会(2017)、張（2018）などを基に作成

の地帯は低人口地帯であることを求めている。全身被ばく線量は、福島事故前までには250mmSvであったが、事故当時は100mmSvに強化された。

ただし福島原発事故前までは、「立地審査指針」は決定論的リスク評価の立場に立ち、仮想事故やそれを超える事故は 「想定不適当事故」として無視されてきた。しかし福島原発事故により四つの原子炉が同時に過酷事故に至ったため、原子炉立地審査指針の問題点が浮き彫りになり、新規制基準では、確率論的リスク評価[23]をより積極的に取り入れ、炉心溶融確率などを審査する方針となった。

しかし前述のように新規制基準では従来の立地審査指針は、改正強化ところか審査対象外となった。新規制基準で立地審査指針を採用すると、新たに重大事故等対策としてフィルタベントを導入することにより放射性物質のセシウムおよびヨウ素は相当の量を除去することができても、フィルタを素通りする希ガスには除去効果があまりない。従って、事故の想定次第では希ガスの大量放出を評価せざるを得なくなり、そうなると審査を合格させることができなくなる。原子力市民委員会（2017）は、このような事態を回避するために、原子力規制委員会は立地審査指針そのものを不採用としたのではないかと推測している。新規制基準では、立地評価の代わりに、格納容器の性能目標、すなわち放射線の放出量を目標値以下に抑制することを、重大事故対策の有効性を評価する判断基準の1つに変更した[24]。

原子炉の設計規制基準（安全設計審査指針）は、表4.2で見るように旧規制基準より大幅に強化・新設されている。このうち、テロ対策と、重大事故対策は旧規制基準にはなかった新たに設けられた基準であり、そのほかの対策は、強化もしくは一部新設された基準である。ただし、新規制基準も、原子炉および原発の本質的なリスクの解決には至っていないという批判が依然と存在する。そして、旧規制基準から新規制基準へ強化・新設された項目を整理したうえ、各項目別に主に原子力市民会（2017）から批判されている事項を中心にまとめた（表4.2）。

原発の「テロ対策」は、新規制基準施行から検討されていたが、未だ結論を得ておらず、「特定重大事故対処設備」の一環として規定された「テロ対策設備」も設置期限の5年間の猶予が設けられていて、まだ実装されていない。航空機落下につていも、確率が小さいとしているが、欧米ではすでに二重格納容器を設置する対策がなされつつある。「想定外」とされていた大津波を経験した日本で、確率が小さいが甚大な被害が推測される事故に、十分な対策などしないまま、規制基準として設定することは国民の信頼を得難いといえる。

---

[23] 確率論的リスク評価とは、原子力施設等で発生するあらゆる事故を対象として、その発生頻度と発生時の影響を定量評価し、その積である「リスク」がどれほど小さいかで安全性の度合いを表現する方法である。ただし、同評価には、 佐藤（2006）は、 次のような問題点のあることを指摘している。 ① ある事故シーケンスが起こる確率には不確定性がある。② ある事故シーケンスの中でどのような現象が起こっているか不明なことがある。③ 機器の故障率データに不確定性（国内のデータがなく海外の故障率データを使用することもある）がある。④ 評価の結果に有意に寄与する事故シーケンスを網羅できているか必ずしも明確ではない。そして、評価を絶対視すると、本質安全による『最後の手段』への思考が及ばぬまま、数値のみで問題なしとしてしまうことがあると指摘している。

[24] 発電炉の性能目標の定量的な指標値として、①炉心損傷頻度(CDF)：10^{-4}／年以下、②格納容器機能喪失頻度(CFF)：10^{-5}／年以下、③放射性物質の拡散確率(LRF)→ガンの平均死亡リスク 10^{-6}/人・年以下とし、両方が同時に満足されることを適用の条件とすることが提示された。しかし、当時原子力安全委員会は上記の性能目標の指標値を正式に決定することなく年月が経過し、2011 年3 月に福島原発事故が発生した。

表4.2　旧規制基準と新規制基準の比較（設計基準）

規制項目	旧規制基準	新規制基準	新規制基準で新設または強化された主な内容	新規制基準への批判
テロ対策	なし	意図的航空機衝突への対応	○特定重大事故等対処施設 ❖最後障壁である格納容器の厳格保護 ○施設の冷却維持 ❖可搬型設備中心の対策 ❖緊急制御室、注水機能、非常電源 ○原子炉からの一定距離→100m以上	特定重大事故対処設備の一環として規定された「テロ対策設備」が設置期限の猶予が設けられていて、まだ実装されていない。 攻撃者と防御者との対策レベルは互いにエスカレートしあうものであり、上限を定義することはできない。
重大事故(Severe Accident)対策	なし （従来の事業者の自主的措置）	○放射性物質の拡散対策 ○格納容器破損防止対策 ○炉心損傷防止対策(複数の機器の故障を想定) ○従来事業者の自主的措置を取り消し	○炉心損傷防止対策→冷却機能維持 ❖炉心注水可能の可搬型注水設備（消防車など）の配置 ○格納容器破損防止対策 ❖溶融炉心を冷やす格納容器下部注水設備（ポンプ車、ホースなど）の配置、Filter付きVent(BWR義務、PWR 5年猶予) ❖あらかじめ原子炉下部キャビティに水張りして溶融炉心を冷却・貯留する方式を容認 ○敷地外への放射性物質の拡散抑制対策 ❖原子炉建屋へ放水する屋外放水設備の設置	過酷事故対策について、設備運用を自動化でなく運転員・作業員に依拠していること、常設でなく可搬型設備を認めていること、過酷事故シミュレーション解析の精度検証が不十分であること、そして加圧水型原発での水素発生量の想定が不十分であり、 水素爆発の危険性が依然と存在することなどが指摘されている。 さらに 原子炉下部キャビティに水張りをする方式は、水蒸気爆発が生じる恐れがあることが指摘されている。
その他の設備対策	なし	**内部溢水に対する考慮**	○溢水発生時の安全機能の確保	
	自然現象に対する考慮	自然現象に対する考慮	○旧基準は、洪水、津波、風、凍結、積雪、土砂崩れに対してであったが、新基準はこれらに竜巻、火山の影響、 森林火災などの追加	川内原発1,2号機は近くに姶良カルデラ（鹿児島湾北部）が存在し、そこで巨大噴火が生じると火砕流などで設計対応が不可能な影響を受けるおそれがある。
	火災に対する考慮	火災に対する考慮	○旧基準は「できる限り」不燃性および難燃性であったが、新基準は「原則として」、不燃性及び難燃性を使用	火山灰により原発の非常用ディーゼル発電機が機能喪失する可能性があるが、その評価に用いられた火山灰濃度に過小評価がある。また評価対象噴火規模も小さい。
	電源の信頼性	電源の信頼性 →電源の多様化・多重化（伊方原発の例）	○空冷式非常用発電装置4台を海抜32mに配置 →1,825kVA×4台 ❖1F事故前、SBOでも30分以上は排除 ○重油タンク（3基） →非常用発電装置の7日分燃料 ○配電線→追加の１ルート（自主的対策） →海抜95mの変電所からの配電線敷設 ○蓄電池→状態監視のための計測器などの24時間分 ❖常設型2系統、可搬型1系統 ○空冷式非常用ガスタービン発電機 ○電源車→300kVA×3台＋75kVA×3台	
	冷却手段	冷却手段	○重型ポンプ車8台、 加圧ポンプ車6台 ○水中ポンプ30台(自主的対策)	

		→多様化（伊方原発の例）	→海水ポンプの使用不能に備えた電動ポンプ ○小型放水砲放水砲（可搬型）4台、常設型放水砲（3号機2台） ○ 蒸気発生器代替注水ポンプ(3号機1台) →SGの補助給水ポンプが使用不能場合（自主対策）	
	その他の設備の性能	その他の設備の性能	○重用安全施設の供用は、旧基準は、安全性が確保される限り可能であったが、新基準は原則禁止	
耐震・対津波対策	耐震・対津波性能	耐震・対津波性能	○旧基準では活断層は約12~13万年前の活動まで確認が必要であったが、新基準では約40万年前まで確認必要 ○旧基準では津波は地震の「付帯事項」であったが、新基準では「基準津波」に対する安全性確保要求	設計基準地震動の大きさについて、地震学の専門家から過小評価の指摘。たとえば、耐震クラス分類において非常用取水設備はC クラスに分類されているが、 本来S クラスでなければならない

注：原子力市民委員会、張（2018）の資料を基に作成

過酷事故対策についても次のような点で安全性が保証されていない。すなわち設備運用を自動化でなく運転員・作業員に依拠していること[25]、常設でなく可搬型設備を認めていること、過酷事故シミュレーション解析の精度検証が不十分であることである。また、新規制基準における過酷事故対策としては、原子炉格納容器内での水素爆発の防止が要求されているが、新規制基準適合性審査における加圧水型原発での水素発生量の想定が不十分であり、水素爆発の危険性が依然と存在する（ 原子力市民委員会（2017））。そして溶融炉心が原子炉容器を破損して原子炉格納容器下部に流出する際に、溶融炉心・コンクリート相互作用の進展を防ぐために、あらかじめ原子炉下部キャビティに水張りして溶融炉心を冷却・貯留する方式を容認している。原子力市民委員会（2018）によれば、 この方式を採用すると、大量かつ高温（2800℃前後）の金属溶融物が水と接触することにより水蒸気爆発が生じて、格納容器の大規模な損傷を生じるおそれがあるという[26]。これに比べて、フランス、フィンランドおよび中国で建設中の次世代型原発の欧州加圧水型炉（EPR）では、原子炉容器から流出する溶融炉心の冷却・保持対策として、水を用いることのない乾式のコアキャッチャーを設置し、水蒸気爆発の危険を避けている。

また、新規制基準にしたがって各電力会社が設定し、規制委が承認した設計基準地震動（Ss）の大きさについて、地震学の専門家から過小評価になっている可能性の指摘がなされている[27]。原子力市民委員会（2017）は、2016 年 4 月に起きた熊本地震に

[25] 原子力市民会（2017）によれば、過酷事故発生時の中央制御室にはプラントの異常にもとづく多数の警報が次々と同時に発信、表示され、その現場確認や対応措置を担う作業員は極度に緊迫した状態の中で正しい判断をするのに長時間を要したり、判断ミスや操作ミスも生じやすくなっているという。たとえば、大容量空冷式発電機と常設電動注入ポンプの機能の信頼性を高めるために、その運用は運転員・作業員に頼ることなく、全交流動力電源喪失の自動検出信号をもとに自動作動にすべきであるという。

[26] この方式による水蒸気爆発の可能性については、高島武雄・後藤政志（2015）、高島武雄（2015）も指摘している。

[27] 島崎邦彦(2016)（地質学者、東京大学名誉教授（元原子力規制委員会委員長代理））が2015 年に複数の学会（日本地球惑星科学連合大会、日本地震学会、日本活断層学会）において、断層モデルをもとに震源の大きさを推定する際に各電力会社が使用している入倉・三宅式は過小評価をもたらす可能性があるので不適切であることを指摘している。

関する声明を出し、その中で、原発の新規制基準のうち、設置許可基準規則における耐震安全性の審査基準（以下、耐震基準と略す）が繰り返し地震を想定外としていることは、重大な欠陥であると指摘した[28]。なお、耐震クラス分類において非常用取水設備はCクラスに分類されているが、本来一層高いSクラスでなければならないという。基準津波についても、島崎(2016)は、海域の活断層による地殻内地震に起因する津波について、西日本に多いとされる垂直断層あるいは垂直に近い断層の場合に過小評価される可能性を指摘している。そして、地震調査研究推進本部によるレシピ改訂を受けて、断層モデルによる震源の大きさについてレシピ（イ）にもとづく再評価を早急に行うべきであるという[29]。

表4.3　日本の原発の稼働開始年代別審査および再稼働状況

(2019年9月末基準)

	許可		審査中	未申請	廃炉
稼働開始年代	稼働中	稼働待機中			
2000~2019			東北1(05)、志賀2(06)、泊3(09)、島根3(建設中)、大間(建設中)	女川3(02)、浜岡5(05)東通1(05)	
1990~1999	大飯3(91)、大飯4(93)、伊方3(94)、玄海3(94)、高浜3(95)、高浜4(95)、玄海4(97)	柏崎6(96)、柏崎7(97)	泊2(91)、女川2(95)、浜岡4(93)	柏崎2(90)、柏崎5(90)、柏3(93)、志賀1(93)、柏4(94)	
1980~1989	川内1(84)、川内2(85)		浜岡3(87)、敦賀2(87)、島根2(89)、泊1(89)	柏崎1(85)	玄海2(81)、伊方2(81)、女川1(84)、東海第二1~4(82~87)
1970~1979		高浜1(74)、高浜2(75)、美浜3(76)、東海第二(78)			敦賀1(70)、美浜1,2(70,72)、島根1(74)、大飯1,2(79)、玄海1(75)、伊方1(77)、浜岡1,2(76,78)、東海第一1~6(71~79)
計	9	6	12	9	23

注：1．原発名の右側の数字は、原発号数であり、（　）内は原発の稼働開始年である。
　　2．福島原発事故の後、24基は廃炉が決定されている。
出所：電気事業連合会ウェブサイト資料などを基に作成。

[28] 基準地震動Ss の繰り返しにより安全機能が損なわれるおそれの強い機器・配管として、PWR に関しては、蒸気発生器伝熱管と原子炉格納容器の伸縮式配管貫通部が挙げられている。

[29] 基準津波とは、地震による津波や地震以外の要因で発生する津波の中でもっとも規模が大きいものをいう。原子力発電所の津波に対する新規制基準では、それぞれの発電所ごとに想定される津波のうちもっとも規模が大きいものとして策定し（すなわち基準津波）、その津波が敷地へ流入しないように防潮堤を設置するなど、安全上重要な施設への浸水防止の強化を求めている。政府の地震調査研究推進本部（原発政策とは直接関係のない政府機関）は、2016 年 12 月 9 日に「震源断層を特定した地震の強震動予測手法」を修正した。修正案の中で、レシピ(ア)には、原発の設計基準地震動の推計に使われてきた「入倉・三宅式」が含まれるが、過小評価の可能性が指摘されている。レシピ(イ)には新たな「武村式」が含まれる。武村式は熊本地震をほぼ再現できるが、原子力規制庁は「今まで使ったことがない」ことを理由に、こちらを使用しようとはしないよいう（原子力市民会（2017））。

火山灰の影響についても、原子力市民委員会（2017）は、現在、稼働中の川内、伊方原発や設置変更許可済みの玄海、大飯、美浜原発は、いずれも強化された規制基準を満たしていないという。したがって、大規模な火山噴火が起きると、現状では火山灰の影響により非常用ディーゼル発電機が２台とも機能喪失になり全交流動力電源喪失が生じて過酷事故にいたるおそれがあるという。

新規制基準に対するもう一つの批判は、規制委員会（国）が権限と責任を持ち地方の役割を一切認めないことである。井上（2014）によれば、「原子力安全規制の大前提は国の一元的な権限と責任が十分に果たされることであるが、安全規制の根幹部分は立地自治体が中心になって周辺自治体と広域的な連携をとる必要がある」という。金井（2012）は 、「安全協定を活用して立地自治体も原子力安全規制に一定の関与をするとともに、独自のノウハウを蓄積して国策の根幹に対しても具体的な寄与ができる状況になっている」と述べており、また「原発が、地域住民の納得のいく同意を得ずに国の一元的な規制と権限により、（安全性を軽視して）地域に立地することは、深刻なモラルハザードとなる」という。

第5次エネルギー計画上でも、「我が国の原子力利用には、原子力関係施設の立地自治体や住民等関係者の理解と協力が必要であり、・・・。一方、立地自治体等の関係者は、事故に伴って様々な不安を抱えている。・・・、原子力が持つリスクやその影響、リスクに対してどう向き合い対策を講じていくのか等について、丁寧な対話を行うことが重要である。」と書かれている。しかし現行の原発安全に関しては、自治体は事故が起こった後の防災計画のみ参画可能であり、原発安全審査には関与ができない。地域で生産された電気の殆どを大都市に送り、原発事故時には直接的な被害を受ける自治体の安全審査に対する権限がないことは、公平性の観点からも大きな問題があるといえる。以上に論じたとおり、新規制基準適合性審査で認められた原発の過酷事故対策は、少なくない課題が指摘されており、原子力リスクに対する国民の不安を払拭させているものとは言い難い状況である。

福島原発事故の後、2013年9月から原発稼働ゼロ状況となったが、 原発事業者は再稼働のためには、以上のような新規制基準に合わせ、原子力規制委員会に再稼働の許可申請を進めてきた。その結果、すでに取り上げたように2019年9月末現在、原子力規制委員会の再稼働許可をもらった原発は15基の中で、立地住民や自治体行政の強い反対に見舞われ、まだ6基は稼働待機中の状況である[30]。稼働中の原発に対しても、周辺自治体などから、原発再稼働に反対する（あるいはより慎重な対応を求める）議会決議や首長発言などが相次いでいる（原子力市民委員会(2018)）。これは、福島原発事故以前にはほとんど見られなかったことである。表4.3のように稼働待機中の原発の中で、特に稼働歴40年を超えている老朽化されている原発が4基であることも、地元住民には不安材料となっている。

表4.4は、稼働歴30年以上原発を、再稼働許可、申請、未申請別に分けて、各原発の

30 さらに、運転許可をもらった原発の中でも5年間猶予措置を置いたテロ対策設備工事が、技術的な難しさと工期遅延などで 5年以内完工される可能性の少ない原発が多数発生し、2020年から稼動中止を余儀なくされる原発が次々へと出てくることが予想されている。例えば、2020年3月から九州電力の川内、玄海を皮切りに、関西電力の高浜、大飯、美浜、四国電力の伊方の６原発12基で建設工事の遅れによる稼働中止状態に入ることが予想されている。またテロ対策設備工事には、原子炉1基当たり500億円から1200億円が所要されると言われている（日本経済新聞2019年4月22日、6月17日報道）。

主なトラブル・事故数を整理したものである。これらの原発には、炉型を問わずこれまでに死亡事故を含め、多数のトラブルや事故が発生してきたことが分かる。稼働歴40年以上で最大20年延長稼働の許可をもらっている４基の原発の中で、高浜１号機と２号機は、確かに主なトラブルや事故歴が報告されていないが、残り２基は死亡事故など大きなトラブルを起こした経歴がある。そして運転延長が認められた４基の中で関西電力の３基は加圧水型（PWR）という発電方式であるが、東海第二発電は福島第一と同じ沸騰水型（BWR）であることは、原発安全確保に不安要因となっている。

表4.4　稼働歴30年以上原発の炉型、主なトラブルおよび事故

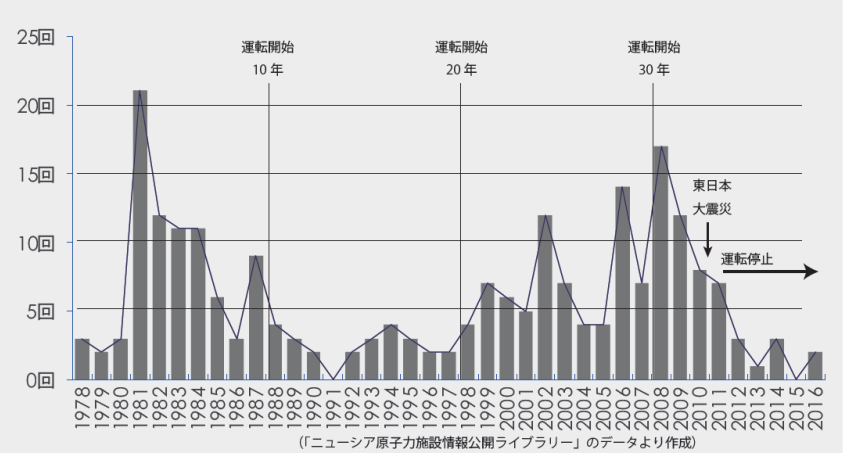
稼働歴		原発名	炉型	主なトラブル・事故
稼働歴30年以上	許可後稼働中	川内１(84)	PWR	2010年1月、1号機のタービン建屋内で、九州電力社員と協力会社社員の7人がアース取り付け作業において火傷を負う事故があり、そのうち協力会社社員の1人が全身やけどで同日夜、死亡した。九州電力社員と協力会社社員の2人が重傷、など11件以上発生
		川内２(85)	PWR	一次冷却材ポンプ変流翼取付ボルトのひび割れ、など2件以上発生。
	申請中	浜岡３(87)	BWR	屋外配管の腐食による蒸気漏れなど4件以上発生。また静岡大学助教授（当時）の小村浩夫が1981年7月に発表した論文で、原発から8km以内周辺には8本の活断層が知られており、ほかに3本のリニアメント（活断層の疑いがある）があるが、そのうち2本が原発敷地内を走っているという。
		敦賀２(87)	PWR	放射性ガスが通る配管に33カ所の微小な穴が開いていたことなど9件以上発生。
		島根２(89)	BWR	緊急停止排出水容器・水位異常高信号のため原子炉が自動停止するなど11件以上発生。
		泊１(89)	PWR	非常用ディーゼル発電機2基が故障など5件以上発生
	未申請	福島第二１(82)	BWR	放射性トリチウムを処理もせずに海へ放水など1件以上発生。
		福島第二２(84)	BWR	使用済み燃料の運搬中のトラブルなど1件以上発生。
		柏崎１(85)	BWR	作業員が一日で受けても良いとされている「計画線量」である0.8ミリシーベルトを超える1.03ミリシーベルトを被曝など２件以上発生。
		福島第二３(85)	BWR	原子炉再循環ポンプ内部のインペラー（回転翼）の溶接部が壊れ、炉心に多量の金属片等が流出など5件以上発生。
		福島第二４(87)	BWR	作業員の作業中骨折事故の労災の隠蔽をするなど4件以上発生。
稼働歴40年以上	許可後待機中	高浜１(74)＊	PWR	
		高浜２(75)＊	PWR	
		美浜３(76)＊	PWR	2004年に二次冷却系の復水系配管が通常運転中に破裂する事故により死亡5名・重軽傷6名の事故が発生。
	審査中	東海第二(78)＊	BWR	非放射性廃棄物を処理する排水管に放射性物質を処理する排水管の誤接続など数件発生。

注：PWRは加圧水型軽水炉、 BWRは沸騰水型軽水炉である。
　　＊は、最長20年までに運転延長を許可された原発である。
出所：電気事業連合会ウェブサイト「原子力発電運転情報」
　　原子力委員会(2019)
　　日本の原子力発電所 ウィキペディア
　　https://ja.wikipedia.org/wiki/日本の原子力発電所

図4.1は、老朽原発の実例として、東海第二原発のトラブル発生件数の推移を表している。稼働開始後10年間こそ初期故障が頻発したが、それらを克服した後の10 年間は安定期にあり、20 年間を経過してからはトラブルが増えはじめ、30 年経過後は高止まりしている。これは、稼働歴30年を超えた原発には事故やトラブルの可能性も大きくなることを端的に示している。

一方で廃炉を決めた23基の中で16基は稼働歴40年以上の老朽原発であるが、７基はまだ32～38年の稼働歴の原発である。各発電事業者の発表によれば、稼働歴40年未満の原発が廃炉方針となったのは、 新規制基準に対応するための安全対策費が高くなり、再稼働しても採算の見込みがないことと安全対策工事の難しいさからとなっている。原子炉１基廃炉費用は、発電事業者によって多少差はあるが350～400億円であり、安全対策費は約2000億円に上っていた[31]。

図4.1　東海第二原発のトラブル発生件数推移



出所： 東海第二原発訴訟運転差し止め訴訟の原告準備書面より

５．原発安全規制と原発のコスト

5.1　原発の発電コストの年代別比較と将来見通し

一国のエネルギー選択において、エネルギーの経済性は重要な要素となる。エネルギーの経済性は、一般国民の生活や産業の競争力に大きな影響を与えるためである。実際、日本のエネルギー政策の基本理念は、2003年から2010年の「第三次エネルギー

[31] たとえば、九州電力の発表によれば、玄海2号機は廃炉費用が365億円、安全対策費が2000億円、そして四国電力発表によれば、伊方原発は廃炉費用が396億円、安全対策費は同じく2000憶であった。

基本計画」までに、エネルギーの安定供給(Energy Security)、経済効率性(Economic Efficiency)、環境への適合(Environment)のいわゆる３Eの３つの要素が取りあげられた。福島発電事故の後、2014年の「第四次エネルギー基本計画」ではこれら3つのほか、エネルギーの安全性（Safety）が追加され、３E+Sとなったが、エネルギーの経済効率性は依然としてエネルギー政策の重要理念となっている。

これまでに日本では、原子力をエネルギーの経済効率性の側面において優れているエネルギー源として国民に広く広報し、国の主要エネルギー源として政策的に推し進めてきた。政府側から初めて 原発の発電コストについて体系的な試算を行ったことは、経済産業省の総合エネルギー資源調査会原子力部会（以下、原子力部会）（1999）である（表5.1）。

表5.1　原発発電コスト試算の変遷

（単位：円/kWh）

	1999年試算	2004年試算	2011年試算	2014年試算	2016年時点	2017年試算	2018年試算
資本費	2.3	2.3	2.5	3.1	3.1	5.9	9.7
運転維持費	1.9	1.5	3.1	3.3	3.3	3.3	3.3
核燃料サイクル費	1.7	1.5	1.4	1.5	1.5	1.5	1.5
安全対策費	-	-	0.2	0.6	0.6	0.6	2.1
政策経費	-	-	1.1	1.3	1.3	1.3	1.3
事故リスク対応費	-	-	0.5以上	0.3以上	0.3以上	0.3以上	-
追加的安全対策費	-	-	-	-	0.16	0.16	-
事故廃炉・賠償費用	-	-	-	-	0.28	1.72	-
発電単価	5.9	5.3	8.9以上	10.1以上	10.54以上	14.7以上	17.9

注１：1999年試算は、原子力部会（1999）による。
２：2004年試算は、電気事業分科会（2004）による。
３：2011年試算は、エネルギー・環境会議（2011）による。この試算では、基本的に2010年に（仮想の）発電プラントを新設した場合の総費用を、建設したプラントが発電する総電力量（定格出力×稼働率×稼働日数（40年間））で割る、モデルプラント方式と呼ばれる方法で求められた。
４：2014年試算は、検証ワーキンググループ（2014）による。同ワーキンググループでは、2014年に発電プラントを新設した場合の総費用を、建設したプラントが発電する総電力量で割る、モデルプラント方式で求められた。
５：2016年時点は、原子力資料情報室（2018）による。
６：2017年試算の資本費は、日本経済研究センター（2017）が原発建設コストを現行（100万kW級）4,200億円/基から、近年の原発建設コスト上昇を考慮し、新規建設費用を現行試算の約2倍の8,000億円/基として見込んだ場合による。事故廃炉・損害費用は、70兆円と見積もった場合の試算である。
7：2018年試算は、原子力市民委員会(2018)が、European Commission（2014)に基づき原発の建設費単価を104 万円/kW、事故費用を23 兆円とし、 資本費9.7 円、事故費用2.1 円と試算したものである（他の費用は 検証ワーキンググループ（2014）と同様に見積もっていた）。
出所：注の資料などを総合して作成。

この試算では、原発の資本費用、運転維持、核燃料サイクル（燃料費含む）の３つの項目を中心に試算を行い、発電単価を5.9円/kWhとして公表した。この単価は、当時、水力(13.6円/kWh)、石油火力(10.2円/kWh)、LNG火力(6.4円/kWh)、石炭火力(6.5円/kWh)より最も安い水準であった。さらに経済産業省の総合エネルギー資源調査会電気事業分科会（以下、電気事業分科会）（2004）でも、ウランの国際価格の下落傾向などを反映し、核燃料リサイクル費をより低く見積もり、原発の発電単価を他の電源より最も安い、5.3円/kWhと試算した。これらの試算は、原発の経済性を高く評価し、政府の原発推進政策の大きな根拠づけとなった。

しかし、福島発電事故の後、こうした原発の発電コスト試算について疑問の声が高く、エネルギー・環境会議（2011）では、これまでに原発のコスト試算に入れなかった財政支援など政策経費、事故リスク対応経費、安全対策費を発電コストとして算入し、原発の発電コストを8.9円/kWh以上と算定した[32]。そして2014年で行われた経済産業省総合エネルギー調査会発電コスト検証ワーキンググループ（以下、検証ワーキンググループ）（2014）では、2013年に原子力規制委員会の新規制基準が設定されたので、その基準をクリアするための追加安全対策コスト増加（601億円を計上）要因を計上したうえ、廃炉費用などの算入が必要となり、原発の発電コストが10.1/kWh以上と試算された[33]。ただし、この試算でも、原発は他の電源コストよりも依然と最も安い発電コストとされていた[34]。

ただし、 原子力資料情報室(2018)が、発電コストワーキンググループの2014年発電コスト試算に基づき、2016年に再試算したところ、原子力が10.54円以上[35]、石炭火力が11.35円/kWh、LNG火力が8.58円/kWhとなり、原発も最も安い電源ではなくなっていた。原子力資料情報室(2018)によれば、発電コストワーキンググループ(2014)の試算では、2014年試算でLNGや石炭など国際エネルギー価格を高く見込んだこと、そして原子力の発電コストは賠償費用等を過小に見込んだため、低すぎる見積もりになったという。

さらに、日本経済研究センター（2017）の試算によれば、今後40年間、廃炉・賠償費用は、汚染水を海洋に希釈放出した場合で41兆円、汚染水を除染処理した場合は70兆円とされている[36]。この場合、それぞれ1.1円、1.7円の発電コストの増加要因になる[37]。そして原発建設コストが上昇傾向にあり、米国では100万キロワット級の原発建設

---

[32] 事故リスク対応費用は、不確実な要素が含まれているので、最低限の費用だけ計上し0.5円/kWhと試算されたが、損害額が1兆円増加することに発電コストは、0.1円/kWhが上昇することとした。

[33] この試算では、新規制基準による追加的安全対策費は当時見積もられていた1,000億円/基のうち、新設時の必要分は6割の601億円/基とされた。また事故廃炉・賠償費用は見積額12.2兆円を、出力規模や人口などで補正した9.1兆円としており、事故リスク対策費として0.3円/kWhを計上していた（表5.1）。

[34] この試算における他の電源の発電コストは、一般水力が11.0円/kWh、石油火力が30.6～43.4 円/kWh 、LNG火力が13.7 円/kWh 、石炭火力が12.3 円/kWh であった。

[35] 検証ワーキンググループ(2014)は前述のように、事故リスク対策費として9.1兆円（補正値）を計上していたが、経済産業省が2016年12月に示した福島第一原発事故による損害費用の見積もりは総額21.5兆円だった。これを2014年試算と同様の比率で補正した場合、16兆円になる。そのため、2016年での事故廃炉・賠償費用は2014年時点との差額である6.9兆円分、つまり0.28円/kWhの増加となり、表5.1では、事故廃炉・賠償費用として計上されている。

[36] この試算では、廃炉・汚染水処理には専門家へのヒアリングなどをベースにしたトリチウム水の処理費（2000万円／ﾄﾝ、貯留分の100万ﾄﾝ）費用が含まれている。

[37] さらに日本経済研究センター（2019）「事故処理費用、40年間に35兆～80兆円に－廃炉見送り（閉じ

には約1兆円がかかる状況を鑑み、検証ワーキンググループ想定の倍である、8,000億円を計上している。結果的に日本経済研究センター（2017）の試算によれば、2016年の原発発電コストは経済産業省が試算した損害費用が70兆円、建設コスト8,000億円/基の場合は14.7円/kWh 以上と試算されている。当センターの試算によれば、原発はLNG、一般水力、石炭火力より発電コストが高くなり、もはや最も安い電源ではなくなる。

なお、 原子力市民委員会（2018）は、原発の建設費単価をEuropean Commission（2014)の試算に基づき、104万円/kWと見なし資本費用をkWh当り9.7円 、事故費用を23兆円と見積もり、kWh当り2.1円と試算した（他の費用は 検証ワーキンググループ（2014）と同様に見積もっていた）。この試算によれば、原発のコストは17.9 円/kWhとなり、すべての電源の中でも最も高い電源となる。

一方で、世界で最も高い原子力発電依存国であるフランスでも、福島事故以降、原発に関する規制強化による安全対策費の上昇により、原発の発電コストが高くなり、原発の経済優位性が失われつつあっている。フランスでは、豊富な石油・天然ガス資源を持つ英国、石炭資源を持つドイツに比べて、エネルギー資源には恵まれていなかったことにより、1970年代の石油危機の際に原子力の大規模開発によって、エネルギー源を確保する戦略に踏み切った[38]。

フランスの公的資産の利用状況を監査する会計検査院（Cour des comptes）が、既設の原子力発電所の発電コストを算定した結果、2010年の時点で平均の発電コスト（資産償却を除く）は50€/MWhから2016年には64€/MWh、さらに2017年には69€/MWhに上昇している算定結果が出た。そして原発の新設のコストの場合、建設費用の上昇により、表5.2で見るように2017年に120€/MWh(日本円で換算すれば約15円/kWh)となり既設を倍近く上回っている。

これに比べて、民間調査機関のBloomberg New Energy Financeによると、フランスにおける風力と太陽光の発電コストは過去2年間で大幅に低下し、新設原発に比べれば約半分、既設原発に比べても低い水準になっている。こうしたようにフランスでも原発推進の原動力となっている原発の経済性が失われつつあっており、2015年に施行した「エネルギー転換法」（French Energy Transition for Green Growth Law）で原発の比率を2030～2035年に50%まで低下させる目標を掲げているなど原発政策も後退の傾向を見せている[39]。これまで政治的にも社会的にも原子力発電に依存するスタンスを変えてこなかったフランスでも、原子力発電の役割を縮小する方向へ舵を切っている状況である。

以上の原発の発電コストは、ある特定時点での諸条件の下で推計された「静態的試算」である。一国のエネルギーの選択は、少なくとも20~30年先を見て判断する必要

込め・管理方式）も選択肢にー」では、事故処理費用を2017年試算値より上積もっている。

[38] フランスは、原子力に対する世論の面でも、キュリー夫人など著名な研究者の存在により第二次世界大戦前から原子力の研究・開発の歴史を有していたことも、国民に支持される要因となった。

[39] その後 2018 年 11 月にマクロン大統領は、エネルギー移行に向けたフランスの国家戦略の基本方針を発表し、 原子力発電については、原発依存度を 50%まで引き下げる目標の達成期限を 2035 年に設定。2035 年までに 14 基の原子炉〔各 900 メガワット（MW）〕を廃炉にすることを決めた。そして 2022 年に石炭火力発電所を閉鎖する一方、2030 年までに陸上風力発電量を 3 倍に、太陽光発電量を 5 倍に拡大し、洋上風力発電についても 2022 年までに新たに 4 カ所の建設プロジェクトの入札を実施する方針を示した。

がある。エネルギー源、特に原発や石炭火力など大規模電源は、法的耐用年数が30~40年と長期となり、いわゆるロックイン効果が発生しやすくなる[40]。またエネルギーコストは、国際取引価格変動、技術革新速度、環境規制強度に左右されることが多く、エネルギー選択の際にはこれらを勘案した将来コストまでも考慮する必要がある。

表5.2　フランスにおける原発及び太陽光・風力発電のコスト比較

（単位：€/MWh ）

	発電類型（発表機関）	2012	2015	2017
原発	既設 (Cour des comptes)	54	62.5	69*
	新設 Cour des comptes)	76~98	115	120**
再エネ	太陽光 (Bloomberg New Energy Finance)	－	118	59
	陸上風力 (Bloomberg New Energy Finance)	－	73	64

注：＊は、Cour des comptesの2016年の発表値を基にした自然エネルギー財団の推定値である。発電コストは各機関の発表時点の値である。

出所：Cour des comptes(2010, 2017)、 Bloomberg New Energy Finance(2018)

近年の世界有数のエネルギー関連機関によると、原発や化石エネルギーによる従来の火力発電と再生可能エネルギーの市場価格が一致するいわゆるグリッドペリティ（Grid Parity）が多くの国ですでに達成しているか近い将来に達成するという[41]。

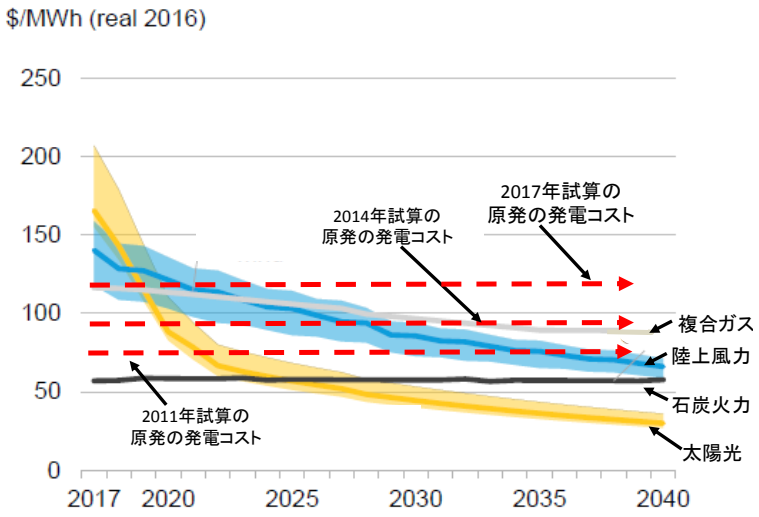
Bloomberg New Energy Finance(2018)によると、太陽光や風力などはまだ未成熟の技術であり、今後市場拡大とともに技術革新速度も速くなり、再生エネルギー発電コストが世界の中でも高い日本においても、太陽光は2020年代半ば、陸上風力は2040年頃には、最も安い在来式電源である石炭火力水準まで下落するという（図5.1）。

原発の場合、世界原発の主流となっている軽水炉はすでに成熟の発電技術であり、これ以上技術革新によるコストダウンはあまり期待できない一方で、世界の安全規制強化傾向により、発電コストは現行より上昇傾向にある（図5.1の点線）。原発の発電コストが、表5.1の2014年時点の試算である10.1円/kWh（以上）が今後も維持されると仮定されても、太陽光発電とは、2020年代初め頃、陸上風力発電とは2020年代後半ごろ一致することになり、図5.1で見るようにそれ以降は原発のコストが両エネルギーの発電より高くなる。さらに、原発の発電コストを2017年試算(14.7円/kWh以上)から比較すると現時点で他の電源より高くなる。

[40] 例えば、大規模プロジェクトにおいて、一旦実行するとその後収益性の悪化から撤退を検討する際に、将来の収益性とは関連のないはずの埋没費用についてもその額が大きいと、撤退を意思決定しにくくなり、関連事業を継続させてしまう効果といえる。

[41]例えば、RE21 (2017)、 Bloomberg New Energy Finance(2018)などを参照。

図5.1　日本における主要再生可能エネルギー発電の長期発電コスト展望

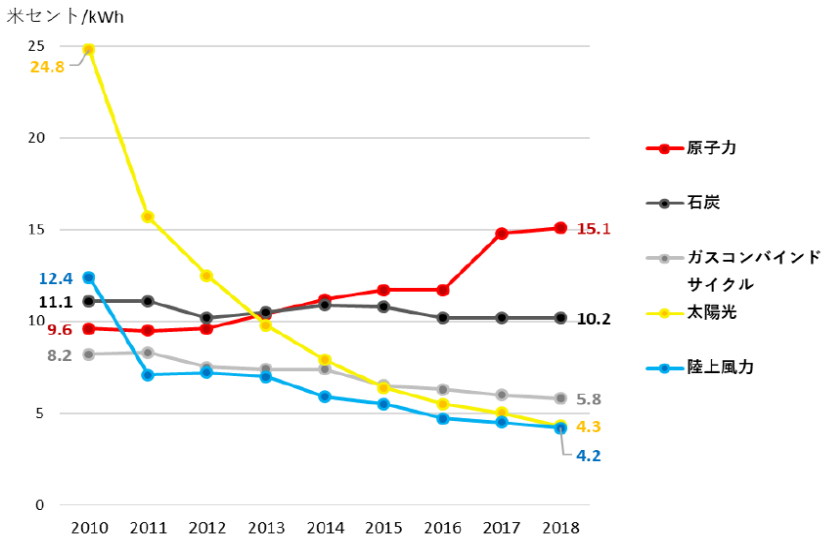


注：原発のコストラインは、表5.1の原発へ発電コストの当該年度別試算の数値を2040年まで水平で示したものである。

出所：Bloomberg New Energy Finance(2018) などを基に作成

そして国際エネルギー調査機関であるLAZARD（2018）によれば、世界の各種電源の発電コストは、 新設案件の場合（助成無しで均等化発電原価）、原発は2013年に太陽光発電とグリッド・ペリティに到達し、 2014年からは太陽光発電コストを回っているという（図5.2）。

図5.2　世界の電源別発電コスト(新設案件、補助なしの均等化発電原価)



出所：LAZARD（2018）

そして新エネルギー・産業技術総合開発シナリオ（NEDO）(2015)によれば、日本における太陽光発電（非住宅用）の発電コストは、モジュール変換効率改善など太陽光システムの技術革新、運転年数（法定耐用年数）の増加（20年から30年へ）などにより、2030年には石炭火力より安い、6.87円/kWhまでに低減が可能であるという。再生可能エネルギーのコストダウン推移と伴い、世界主要国の再生可能エネルギー発電の普及目標が拡大傾向である。日本の2030年導入目標は、前述のように22~24%であるが、ドイツ50%以上(2030年)、イギリス31%（2020年）、フランス40%(2030年)、イタリア35~38%（2020年）、米国カリフォルニア州60%(2030年)であり、日本を大きく上回っている（RE21(2017)）。

5.2 世界の原発安全規制強化と原発建設費用

福島原発事故以降、原発に対する世界的な規制強化傾向により、新規建設コストが急上昇している。これにより、原発建設に手かけていた日本国内外の多数の原発建設関連会社が収益性悪化により工事から撤退や会社の存立基盤そのものが大きく揺れる事例が増えている。

例えば、東芝が2006年に6370億円に買収したの米原発子会社ウェスチングハウス・エレクトリック（WEC：Westinghouse Electric Company）が、 米ジョージア州のボーグル（Vogtle）発電所２基とサウスカロライナ州のVCサマー(Summer)発電所２基、計４基を受注したが、工事費が当初の予定より大きく膨らみ、結局東芝は2017年度には前年度の4,600億円赤字に続き、9500億円の巨額赤字を計上し、東芝本体の存続自体を大きく揺るがすことになった[42]。この引き金となったのは 2006年に買収したWECとその建設子会社ストーンアンドウェブスター（S&W 社）が米国における原発建設事業で、巨額損失を引き起こしたことによる。結局、東芝はこの原発事業から撤退せざるを得なかった（表5.3）。

この費用上昇の主な要因の１つとして、米国原子力規制委員会（NRC）が運転許可を出すためには、建屋には民間ジェット機の激突、巨大竜巻や地震に耐えられる強度を要求し、これらへの対応のために大幅な設計変更を余儀なくされていたことが挙げられる。東芝は、この損失の影響により、核心事業部門である半導体メモリ部門の海外への売却、医療など新事業部門の国内売却を余儀なくされた[43]。

Bloomberg NEF(2018) によれば、2017 年に全米61カ所（99基の原子力発電所）のう

---

[42] 2017年5月15日の東芝発表「2017年3月期業績見通し」（監査法人未合意のため正式決算ではない）による。

[43] WECが手かけていたボーグル発電所2基は2009年建設許可を得て、2016~2017で稼働開始の予定であったが、工期が遅れ、3 号機が2019 年、4 号機が2020 年に運転を開始する予定だった。しかし、現在のところ2021 年と2022 年まで延期される見通しであり、さらに遅れる可能性がある。これにより、ボーグル発電所2基は、当初の建設費用は133億ドルと想定されたが、モルガン・スタンレーの試算（2017）によれば2017年時点で190億ドルに膨れ上がっている。 VCサマー発電所2基も2009年に建設許可を得たが、東芝の原発事業縮小再編の影響により工事中断が決定された。VCサマー発電所の建設費用も、当初の建設費用は110億ドルであったが、同じくモルガン・スタンレーの試算によれば、229億ドルへ上昇したという。WECは、2017年3月、ニューヨーク州連邦裁判所に破産を申請した。結局東芝は、アメリカの原発建設工事に参加することで、1兆3000億円以上の大きな損失を被ることになった。

ち、半数以上の34カ所が赤字の状態だったという。これは、天然ガスと自然エネルギーの発電コストが原子力よりも安くなったことが主因であり、損失額を合計すると約30 億ドルに達するという。USEIA(2018)によれば、利益を出せなくなった原子炉の廃止が全米各地で相次いで始まっており、2013 年以降、7 つの原子炉（設備容量は合計500 万kW 以上）が運転を終了し、さらに12 基の原子炉（1100 万kW 以上）が運転可能な期間を残した状態で2025 年までに終了することとなっている。

表5.3　日本国内外での主要原発建設工事とその費用の変化

建設事業者	発電容量と炉型	当初の建設費用予想	中断もしくは撤退前の建設費用予想	工事撤退・中止などの主な理由
日本政府の発電コスト試算時に採用	モデル原子炉(100万kW、40年稼働)	4,200億円/基	約4,200億円/基	
ウエスチングハウス(WEC)の米国ジョージア州とサウスカロライナ州での原発建設	110万kW級のAP1000の4基(WEC自身が開発した加圧水型原子炉)	○vogtleでは2基133億ドル、V.C. Summerの2基110億ドル予想 ○1基当り約6500億円	○原子炉4基建設の総額は、419億ドルに達すると試算 ○1基当り約1兆1500億円	2009年に建設承認を得て、2012年に着工したが、規制強化による設計変更などにより工事は予定通り進まず、2017年に撤退宣言
日立製作所の英国のアングルシー島での原発建設	130万kw級改良型沸騰水型軽水炉（ABWR）の原発２基の建設計画	○1基当り約１兆円	○1基当り約1.5兆円に上昇	2019年の着工、2020年代半ばの運転開始を目指していたが中止宣言
三菱重工業のトルコのシノップ原発建設	4基の112万kW級ATMEA-1（仏Framatome（旧Areva）との合弁企業ATMEAが開発した加圧水型炉）	○1基当り約5000億円	○1基当り約1兆2500億円	2013年当時総工事費2兆円と見込んだが工事遅延等により、建設費は、2017年時点で5兆円近くに高騰し、撤退宣言
フランス電力会社EDFのイギリスヒンクリー・ポイントCの原発建設	163万kW級2基、欧州加圧水型炉（EPR）	○事業者のEDFが2012年に2基160億ポンド予想 ○1基当り約1兆1000億円	○2基245億ポンドへ上昇 ○1基当り約1兆7000億円まで上昇	同事業ではEDFが資金調達を担い、コスト上振れや建設遅延による全てのリスクを背負う見返りに、電力価格を35年間、メガワット時当たり最高92.50ポンドと契約時の市場価格の2倍強に設定することが保証された。
アレバのフィンランドのオルキルオト原発3号機建設	163万kW級2基、欧州加圧水型炉（EPR）	○1基当り30億ユーロ(約3700億円)	○1基当り85億ユーロ（約1兆400億円）へ上昇	2005年に着工し、当初2009年完工予定であったが、安全規制強化など工期遅延により2019年5月となっている。
フランスでEDFのフラマンビル原発建設	３号機(FL3)（163万ｋW）欧州加圧水型炉（EPR）	○1基当り33億ユーロ（約4000億円）	○1基当り105億ユーロ（約1兆3000億円）へ上昇	2007年末に着工し、2012年竣工の予定であったが、土木エンジニアリング作業の見直しや福島第一原子力発電所事故にともなう包括的安全審査、原子炉容器の鋼材組成に異常が発見されたこと等により、当初予定より大幅に遅延

注：為替レートは当時のものを適用。
出所：各社およびマスコミ発表資料を総合して作成。

日立製作所の場合、2012年にドイツの電力会社からイギリスの原発会社である「ホライズン・ニュークリア・パワー(Horizon Nuclear Power Limited)」を6億7000万ポンドで買収して以来、すでに20億ポンド（約3000億円）を投じ、イギリス西部のアングルシー島(Anglesey Island)のウィルファ・ニューウィッド（Wylfa Newydd)原発建設に参加予定であった。しかし、当初「２兆円」とされたウィルファ原発の総事業費が、2018年明けには「3兆円」に膨らむことが明らかになり、また事故発生時想定される巨額損害賠償費問題で、その間行われた投資の回収もできずに2019年1月に工事凍結を表明した[44]。自然エネルギー財団(2019)およびWorld Nuclear Association(2019)によれば、Wylfa Newydd では2025年に10セント/kWh 以下で電力を供給することを目指したが、この価格水準では自然エネルギーに対する競争力はないという。

そして三菱重工業は、トルコの黒海沿岸のシノップに原発工事を計画していたが、2013年当時２兆円と見込んだ建設費は、福島発電事故以降安全対策費が上昇するなど2017年時点で5兆円近くに高騰、三菱重工とコンソーシアムを組んだ伊藤忠商事が事業計画から離脱し、三菱重工業も建設計画中断を余儀なくされた[45]。

フランス電力会社EDFのイギリスでのヒンクリー・ポイント（Hinkley Point）Cの原発建設は、工事遅延と建設コストの上昇により難しい局面を迎えたが、EDFが中国の原発建設会社である中国広核集団（ＣＧＮ）タグを組み（CGNの1/3出資）、イギリス政府から電力価格を35年間、メガワット時当たり最高92.50ポンドと、契約時の市場価格の2倍強に設定することが保証された。すなわち原発は経済的にも採算が合わないエネルギーであることが反証されている[46]。この原発工事の1号機は2018年12月に着工しており、2号機は2020年に着工する予定であり、送電はそれぞれ2026年と2027年に開始予定である。

一方で、世界トップの原発建設業者であったフランスのアレバ（Areva）も、表5.1で見るようにフィンランドのオルキルオト（Olkiluodon）やフランスのフラマンビル（Flamanville）など複数の原発建設に巨額の損失を出したことにより、経営破綻寸前まで追い込まれ、 政府保有のEDF（フランス電力公社）の支援などにより2018年1月にオラノ（Orano）へ改変されている。アレバが開発した 欧州加圧水型炉（EPR）は、メルトダウン（炉心溶融）といった過酷事故発生確率の低減と、航空機の衝突にも耐えられる強靭性を売り物にする新鋭原子炉だったが、構造の複雑さとそれに伴う工事難度の高さも建設コストの上昇をもたらした。

以上でみるように、日本政府が原発の発電コストを試算するときには、1基当り4000～4400億円を想定していたが、新規で建設しよとすると1～1.5兆円がかかることになり、もはや原発の経済性は失われていると言っても良い。その他、米ゼネラル・エレクトリック（GE）も原発からはほぼ手を引いており、独シーメンスは2011年に早々原発から撤退、再生可能エネルギー企業として発展している。原発に固執していた米国W

---

44 かつて1基当たり5000億円前後と言われた原発建設費の相場は、「3.11」後には安全対策強化などで1兆円超に高騰していたが、その後さらに1.5兆円と上昇した。日立製作所は、英政府に対して新たな資金支援や原発稼動後の電力を高値で買い取る差額決済契約（CfD＝Contract for Difference）を要望したが、受け入れられず、工事凍結を宣言した。

45 三菱重工業は、事業費を回収するためのトルコ政府に電気料金の引き上げなどを求めたが、国民からの反発を恐れたトルコ政府との間で交渉が難航したうえ、トルコ国内の経済混乱もあり、原発の建設費を回収する見通しがつかなくなった。

46 ヒンクリーポイントC原発は高い買取価格について国民の批判が大きかったが、東芝と日立がいなくなった以上、英政府は原発新設をフランスのEDFと中国のCGNに頼らざるを得なくなっている。

ECは破産し、東芝も倒産状態まで追い込まれ、日立製作所は英国で失敗、三菱重工業もトルコで大赤字を出している。

世界の原発市場で採算性をベースにした純粋な民間企業は劣勢を強いられ[47]、政府と一体化した中国やロシアの企業が低価受注により存在感を増していく状況となっている。世界の原発新規工事の場合、表 5.4 で見るように中国とロシアを除く、ほとんどの国で新規着工は格段に減っている。事実上国家が原発建設の権限を持っている中国とロシアの場合、福島原発事故以降、依然と国内外で原発の建設を進めている[48]。

表5.4　主な原発事故区分別主要国の原子力発電所着工原子炉基数現況

		~1979 (スリーマイル事故前まで)	1979~1986 (スリーマイル事故～チェルノブイル事故前まで)	1986~2011 (テェルノブイル事故～福島原発事故前まで)	2011～2018 (福島原発事故以降)	計画中
日本	国内	24	16	19	0	不明
	国外	0	0	0	0	不明
中国	国内	0	1	39	14	24
	国外	0	0	3	3	不明
韓国	国内	3	6	16	5	0
	国外	0	0	4	0	不明
台湾	国内	6	0	2	0	0
	国外	0	0	0	0	0
アメリカ	国内	133	0	0	2	1
	国外	35	5	4	0	0
フランス	国内	41	23	5	0	0
	国外	5	2	7	0	0
ロシア	国内	40	10	8	2	15
	国外	32	23	7	7	不明

注：「国内」は、同国内で着工された原発基数であり、「国外」は同国の原発言説事業者が海外で着工された原発基数である。
出所：日本原子力産業協会(2019) などを基に作成。

[47] たとえば、フランスで建設中の「Flamanville III原子力発電所」は、度重なる工事の遅れと大幅なコスト超過に直面していて、発電コストはヨーロッパーの風力・太陽光発電と比較して約2倍の水準の120€/MWh（約15.6円/kWh）まで上昇すると予測されている。

[48] 例えば、中国では2019年9月末現在 16サイト46基の原発が運転中で、発電設備容量は4590万キロワットに上る。基数、発電設備容量とも日本を抜いて世界第3位となった。2015年12月、「華龍1号」の輸出専門会社「華龍国際核電技術有限公司(華龍公司)」が設立され、中国は「原子力輸出強国」の道を歩むことが明確になった。

６．まとめ：原子力リスクから安全な社会に向けて

本稿では、まず日本の原発政策について考察した後、福島原発事故の後に作成された「新規制基準」について、原子力リスクから安全確保ができるレベルであるかどうかについて既存研究に基づいて検討した。また、規制基準の強化により上昇している原発の発電コストについて諸機関の発表データを用いて比較分析を行った。そして、海外で原発プロジェクトに参加していた国内外の原発建設事業者が、福島発電事故以来規制強化による工期遅延、設計の変更などのより巨額の損失を被ることになり、建設工事から撤退、本業の縮小再編にまで追い込まれる実態についても詳細に考察した。

本稿の考察により、原子力リスクから安全な社会に向かうために以下の提案をしたい。第１に、日本政府は2018年の第5次エネルギー基本計画で、原発について 2030年に向けて「依存度を可能な限り低減」としながらも、数値目標は、福島発電事故前の約25%から2030年に22～20%と微減にとどめ、依然と重要電源として位置づけ、再稼働を進めることも表明していた。新規原発建設の困難、新規制基準による再稼働申請断念、既存原発の再稼働に対する地域住民の反対などにより、その実現の可能性はかなり低いことが現状である。日本経済エネルギー研究所（2018）の2030年レファレンスケースでの原発割合13.5%予測もそれを裏付けている。

第5次エネルギー基本計画では、日本の政府が再生可能エネルギーについて初めて「主力エネルギー」として表明しているが、電源割合は依然と2015年の長期エネルギー需給見通し上の22~24％に留まっている。これは、主要先進国の30~50％と比較すれば最も小さい数字目標である。これからのエネルギー計画は、再生可能エネルギーを中心とした、安心安全が保障される持続可能な低炭素社会に向けたより現実性のある電源計画の樹立が望まれる。

第２に、日本は、福島発電事故の後、規制機関の独立性を高め、新規制基準を作成し原発の再稼働の条件とした。この新規制基準は、既存原発の安全対策強化や老朽原発の退場を促進させるなど原発リスク低減に一定の効果があった。ただし立地審査指針の適用外、地震、津波、火災、内部溢水など共通要因による多重事故の軽視、テロなど特定重大事故対策の猶予など課題も多く指摘されている。事故対策の限界コストは逓増するので、事故リスクを限りなく少なくしようとすると（規制水準を限りなく厳しくすると）、総対策費用は民間企業としては耐えられないほど大きくなる。すなわち原発の商業発電は成立できなくなってしまう。

政府の原発推進方針（2030年原発割合20~22%）を無視することのできない原子力規制委員会としては、原発の安全規制水準を商業発電に耐えられるレベルに合わせたい誘因が働くことになる。すなわち規制水準を原発の安全保障が確保できるレベルに合わせるよりは、商業発電が成り立つレベルに合わせる誘因が働く。言い換えれば、原発の安全確保と商業発電は両立の難しい事柄である。現在のような原発の運営を民間企業に任せることではなく、公営企業に一元化し、商業性を問わずに原発の安全対策を国民が安心安全できるレベルまで徹底する必要がある。なお、福島発電事故の後、原子力規制委員会の創設など原子力規制機関の独立性を強めたが、これまでの活動とメンバーの構成などの面からも、原子力工学者が過半を占めるなど原子力安全を最優

先しすべき機関として国民の信頼を得られているとは言い難い。規制委員会の人事と活動において独立性と透明性をより強めるべきである。

第3に、電源コストを算定するときには、透明性と公正性の高いデータに基づき、原発の私的コストだけでなく、社会的コスト（政策コスト、事故損害コストなど）も正当に反映しなければならない。原発コストの算定において、原発に有利なデータだけ算入し、原発に不利なデータは隠したり縮小算入してはならない。原発に対する正しくない情報は、市場をゆがめ、長期的に国の競争力を阻害させる。海外で手かけていた原発プロジェクトが、建設工事費の急上昇により、多額の損失を被った事例が多発していた。本稿の考察からも海外でも商業ベースの原発建設は成り立たなくなっていることが分かる。海外では、中国とロシアなど万が一の事故の時に国民負担を覚悟した、国策として進めている（工事リスクを国が負担する）原発建設のみ生きている状況である。イギリスで日立製作所の撤退の例から見るように、原発工事から撤退は単なる原発の工事費の上昇のみではなく、風力など再生可能エネルギー発電コストの急低下にもある。このような近年の再生可能エネルギーのコストタウンは、イギリス政府が、相対的に高くなった原発コストの国民負担を憂慮し、日立製作所の追加補助要請に答えなかったことも主たる要因であったといえる。

第4に、規制基準の設定や審査に地方の役割を全く認めていないが、立地や周辺自治体の意見が反映される仕組みにする必要がある。第5次エネルギー基本計画上でも、「原子力関係施設の立地自治体や住民等関係者の理解と協力が必要であり」と規定されている。新規制基準に自治体の意見が反映されていないため、審査に合格しても多くの地域住民はそれを不信し、再稼働に激しく反対している。高度成長期に産業施設を抱えていた自治体は、国の汚染規制に先立って「上乗せ規制」や「横出し規制」を条例で定めることにより、激甚であった産業公害問題を克服してきた歴史がある。本文でも指摘したように、原発事故時、直接的な被害を受ける自治体に原子力安全審査に対する何らかの権限がないことは、公平性の観点からも大きな問題があるといえる。

日本では、まだ36基の原発が稼働可能な状況である。これらの原発に行われた巨大な投資、雇用、国民経済への影響などを考えると短期間に脱原発は現実的ではないかもしれない。ただし本稿の考察から原発の安全確保と商業発電は両立困難であることが明らかになった。これまでに日本では、原発は民間会社が運営してきたが、事実上国策で民間の運営を支えてきた。すなわち国策なしでは原発無しと言っても過言ではないであろう。原発は今後経済性も失われることになり、重大事故が起きた場合にはその被害補償などには私企業では到底負担できないレベルであることも明らかになった。原発には民間保険が機能しないことは昔から指摘されてきたことである[49]。フランスで、老朽化が進む原子炉のメンテナンスや設備交換のために多額の資金が必要だが、その確保が既に困難となっているフランス電力公社（EDF）に対する国有化の動きがある。そして、韓国で2001年に韓国水力原子力（株）が韓国電力公社から分離され、原

[49] 原子力発電所を運転する事業者は、多くの国で保険に加入することを義務づけている。しかしながら第三者の賠償責任には上限が設定されており、それを超える損害賠償が必要になった場合には、国が最終的な責任を負うことになる。賠償責任に対する保険の上限額は、フランスが8億米ドル、ドイツが28億米ドル、日本が11億米ドル、韓国が4億米ドル、ロシアが500万米ドル、アメリカが最も高い141億米ドルである。中国は賠償責任保険の加入が義務付けられていない。

発はすべてこの 韓国水力原子力（株）に一本化を行った事例も示唆できると思われる[50]。

結論的に言うと、原発リスクから安全な社会に向かうためには、 再生可能エネルギーを中心とした長期電源計画、原子力規制機関の実質的な独立性確保と透明性のさらなる向上、そして原発を民間から切り離し、公共が安全確保の責任を取ることである。そのためには、国は原発の将来ビジョンに対して明確にし、国民的議論を通して、原発を公共が担うべき正当性を確保する必要があるだろう。

最後に付け加えおきたいことがある。世界は、EU先進国を中心に脱原発または原発を漸進的減らす方向にある。しかし日中韓を中心とした東アジアでは依然と原発を重要なエネルギー源として位置づけ、原発の維持、増設及び再稼働を進めている。特に本文で指摘したように中国では2030年まで100基前後の運転が計画されている。現在日中韓の3国が運転している原発の一部は老朽化も進行されており、万が一重大事故が起これば該当の国はもちろん周辺国にも致命的な影響を与える可能性が高い。しかし、原発重大事故時の防災問題は、一国の中の地域レベルでの計画が進められており、東アジアレベルではほとんど議論されていない。

福島原発事故を契機に原子力の安全性に関するEU指令が存在するヨーロッパでは各国にストレステストを実施するようにし、透明性が高いリスク評価に基づき安全性の見直しなどの対応を進めている。しかしこのような動きは、東アジアでは見られず、原発の安全に関するデータや情報の共有もあまり行われていない。すでに存在する日中韓を含む原子力安全協力組職でアジア原子力協力フォーラム(FNCA)、アジア原子力安全ネットワーク(ANSN)、そして日中韓上級規制者会合(TRM)があるが、これらの組織は、毎年定期的に会議を行ったこと以外に目ぼしい成果が見られななく、福島原発事故後にも何の行動も取らなかった。東アジアの原発政策と規制制度の比較分析、事故の事象対策と事後対策システム及び安全管理人才育成、密接なリスクコミュニケーションと情報共有など多方面にかけた原発リスクに関する東アジア協力体系構築は喫緊の課題である。これに関しては後続研究を通じて議論を深めたい。

＜参考文献＞

阿部清治(2015)「原子力のリスクと安全規制：福島第一事故の前と後」第一法規

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
エネルギー環境会議(2012)「革新的エネルギー環境戦略」内閣府
経済産業省（2007）「エネルギー基本計画」
経済産業省（2015）「長期エネルギー需給見通し」
経済産業省(2018)a「電力調査統計2017」

[50] ただし、韓国水力原子力(株)は、韓国電力公社の100%子会社であり、近年でも不良部品購入や事故の隠蔽などが多数発覚され、いまだ国民の信頼を得ているとは言い難い。

経済産業省(2018)b「第5次エネルギー基本計画」
経済産業省総合エネルギー資源調査会原子力部会（原子力部会）（1999）「原子力発電の経済性について」

原子力委員会(2019)「原子力白書2018年版」
原子力規制委員会(2013)発電用原子炉に関る新規制基準について

原子力市民委員会(2017)『原発ゼロ社会への道2017—脱原子力政策実現のために』

原子力市民委員会(2019)『 年次報告2018：原子力政策の混迷と原子力市民委員会の取り組み』
原子力施設事故・故障分析評価検討会全交流電源喪失事象検討ワーキング・グループ（1993）『原子力発電所における全交流電源喪失事象について』

原子力資料情報室(2018) 原子力資料情報室声明：原発発電コストはLNG火力発電コストを上回る —2015年発電コスト検証ワーキンググループの計算に基づく—
原子力施設等防災専門部会防災指針検討ワーキンググループ(2010)原子力災害の発生時の対応の枠組みについて：

国際原子力機関（2015）福島第一原子力発電所：事務局長報告書

資源エネルギー庁（2017）「再生可能エネルギーの大量導入時代における政策課題と次世代電力ネットワークの在り方」

自然エネルギー財団（2019） 競争力を失う原子力：発電世界各国で自然エネルギーが優位に2019年
島崎邦彦（2016）「最大クラスではない日本海『最大クラス』の津波」『科学』86(7) pp. 653-660

佐藤一男（2006）『改訂 原子力安全の論理』日刊工業新聞社

清水修二(1991)電源立地促進財政制度の成立--原子力開発と財政の展開-1- 、商学論集 59(4), p139-160,

新エネルギー・産業技術総合開発（NEDO）（2015）ＮＥＤＯのＰＶ発電コスト削減シナリオ、NEDO。

新藤 宗幸(2017)「原子力規制委員会——独立・中立という幻想」 岩波新書

総合エネルギー資源調査会電気事業分科会（電気事業分科会）（2004）発電コストの試算

高島武雄（2015）「格納容器内の水蒸気爆発の危険性について」『科学』85(11) pp. 1045-1047

高島武雄・後藤政志（2015）「原子炉格納容器内の水蒸気爆発の危険性」『科学』85(9) pp. 897-905

高橋滋ほか(編)(2016)「福島原発事故と法政策」第一法規

張貞旭（2018）原子力安全に関する日本の新規制基準：伊方原発の事例を取りあげながら、2018年11月17日東アジア環境政策研究会国際セミナー報告資料

電気事業連合会ウェブサイト「原子力発電運転情報」
https://www.fepc.or.jp/library/data/operation/index.html
奈良本英佑(2015)「原発の安全性を保障しない原子力規制委員会と新規制基準」合同出版

日本原子力産業協会(2019)「世界の原子力発電の開発の動向2019」

日本エネルギー経済研究所(2018)「IEEJ Outlook 2019」
日本の原子力発電所 ウィキペディア Wikipedia https://ja.wikipedia.org/wiki/
朴勝俊(2018)日本の原子力規制は先進的か、2018 年 11 月 17 日東アジア環境政策研究会国際セミナー報告資料
山名 元(編)(2017)「原子力安全基盤科学 1: 原子力発電所事故と原子力の安全」京都大学学術出版会
湯浅 陽一(2011)原子力発電所の立地が生む相反関係 ： 電力システムと地域社会システムの関係性、関東学院大学文学部紀要 (124), 1-36

＜韓国語文献＞

キム・ジングク(2012)原子力安全規制改善方策、国会予算政策署

朴ウヨン・李サンリム(2016)国内外原発安全規制システムの比較研究、エネルギー経済研究所（韓国語）

＜英語文献＞

Aiko Azuma, Unnada Chewpreecha, Sung-In Na, Li-Chun Chen, Yanmin He, Ken'ichi Matsumoto and Soocheol Lee （2018）Modeling the Power Generation Sectors of East Asia in 2050- The choice of Power Sources by Regulation of Nuclear and Coal power, Meijo Asian Research Journal Vol.8 No.1, pp.3～24
Bloomberg New Energy Finance(2018)Levelized Cost of Electricity

Anthony C.Krautmann and John L.Solow(1992)Nuclear power plant performance: The post Three Mile Island era, Energy Economics, 14(3):209-216・

Bloomberg NEF（ 2018 ） More Than Half of America's Nuclear Reactors Are Losing Money
Cour des comptes(2010)The Cost of the Nuclear Power Sector

Cour des comptes(2017)Annual Public Report 2017

European Commission (2014), State aid:Commission concludes modified UK measures for Hinkley Point nuclear power plant are compatible withEU rules. 8 October
IAEA(1988) Basic Safety Principles for Nuclear Power Plants(INSAG-３)
IAEA(1991) Basic Safety Principles for Nuclear Power Plants(INSAG-4)

IAEA(2018)Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the Period up to 2050

Lazard(2018) Levelized Cost of Energy Analysis – Version 12.0
Morgan Stanley(2017)Southern Aillance for Clean Energy
Paul A. David, Geoffrey S. Rothwell(1996) "Measuring standardization: An application to the American and Frenchnuclear power industries", European Journal of Political Economy Vol. 12, 291-308
RE21(Renewable Energy Policy Network for the 21 Century)(2017)Renewables Global Future Report

US EIA(2018) Fort Calhoun becomes fifth U.S. nuclear plant to retire in past five years

https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=28572
World Nuclear Association(2019), Nuclear Power in the United Kingdom
https://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-t-z/united-kingdom.aspx