

国立国会図書館

我が国のエネルギーをめぐる諸課題

—電力分野の動向を中心に—

調査と情報—ISSUE BRIEF— NUMBER 956 (2017. 4. 6.)

- | | |
|--------------------------|-----------------------|
| はじめに | III 原子力 |
| I エネルギー基本計画と長期需給 | 1 福島第一原発の廃炉措置 |
| 1 エネルギー自給率 | 2 原発の再稼働 |
| 2 エネルギー基本計画と長期エネルギー需給見通し | 3 核燃料サイクル |
| 3 次期エネルギー基本計画 | IV 再生可能エネルギーの固定価格買取制度 |
| II エネルギーシステム改革 | 1 固定価格買取制度の概要 |
| 1 電力システム改革 | 2 固定価格買取制度の見直し |
| 2 ガスシステム改革 | おわりに |

- 福島第一原発事故を機に、我が国のエネルギー政策は抜本的な見直しを迫られることとなった。具体的には、原子力規制の強化、電力・ガスの自由化、再生可能エネルギー導入の促進が進められた。
- とりわけ大きな影響を受けた原子力分野においては、福島第一原発の廃炉とそのため費用の確保、原発再稼働における国や地域の関与の在り方、核燃料サイクルの停滞などが課題となっている。
- そのほかにも、次期エネルギー基本計画の在り方、エネルギーシステム改革の実効性の確保、固定価格買取制度の透明性の高い運用などの課題がある。

国立国会図書館

調査及び立法考査局経済産業調査室・課

第956号

はじめに

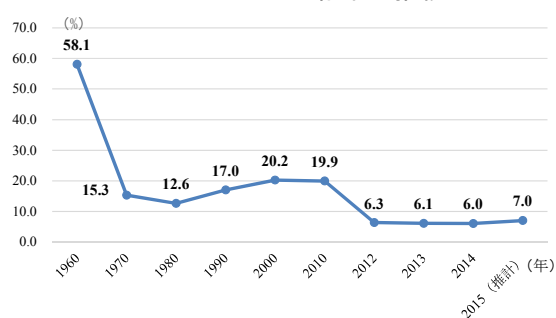
エネルギーは、国民生活や経済活動を支える基盤であり、国の重要な政策課題の1つである。本稿は、電力を中心に、エネルギー分野の重要事項として、エネルギー基本計画と長期需給（第I章）、電力及びガスのシステム改革（第II章）、原子力分野（第III章）¹、再生可能エネルギーの固定価格買取制度（第IV章）を取り上げて、各々の近年の主要な論点と課題を整理する。

I エネルギー基本計画と長期需給

1 エネルギー自給率

これまでの我が国のエネルギー自給率（原子力を含む）²の推移を概観すると、1960年、エネルギーは国産石炭による部分が大きくエネルギー自給率は60%近くに上っていた。1970年代になると石油の占める割合が高くなり自給率は10%台に低下した。2000年前後から原子力が拡大し、エネルギー自給率は20%近くまで上昇した。しかし、平成23（2011）年の東京電力福島第一原子力発電所（以下「福島第一原発」）の事故後、国内の原子力発電所（以下「原発」）は停止した。そのため、燃料のほとんどを輸入に依存する火力発電の電力構成上の割合が大きくなり、我が国のエネルギー自給率は平成27（2015）年時点で7.0%となっている（図1）。

図1 エネルギー自給率の推移



(出典) “Energy Production/TPES (self-sufficiency),” International Energy Agency, *World Energy Balances*, 2016 edition, p.III.134等を基に筆者作成。

2 エネルギー基本計画と長期エネルギー需給見通し

政府は、「エネルギー政策基本法」（平成14年法律第71号）に基づき、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、おおむね3年ごとに「エネルギー基本計画」（以下「基本計画」）を定めている³。基本計画は、エネルギー政策の基本的な方向性を示すものである。

第1次から第3次までの基本計画において、原子力発電は、基幹電源又は基幹エネルギーと

* 本稿は平成29（2017）年3月14日時点までの情報（インターネット情報を含む）を基にしている。

¹ 原子力分野の課題として、本稿は東京電力福島第一原子力発電所の廃炉措置、原発再稼働、核燃料サイクルを取り上げる。このほかにも、東京電力福島第一原子力発電所事故に伴う近隣の除染と損害賠償、高経年原子炉の着実な廃炉、原子力損害賠償制度の見直し、原子力の安全向上のための不断の取組など多くの課題がある。

² 国民生活や経済活動に必要な1次エネルギー供給（後掲注(10)参照）のうち自国内で確保できる比率をいい、再生可能エネルギー（後掲注(8)参照）は国産エネルギー、原子力は準国産エネルギーとなる。

³ エネルギー政策基本法第12条第5項は、「エネルギーをめぐる情勢の変化を勘案し、及びエネルギーに関する施策の効果に関する評価を踏まえ、少なくとも3年ごとに、エネルギー基本計画に検討を加え、必要があると認めるときには、これを変更しなければならない。」としている。

位置付けられ、これを積極的に推進する方針が示されていた⁴。しかし、福島第一原発事故によって、原子力政策を含むエネルギー政策の抜本的な見直しが求められた。原発の存廃をめぐる様々な意見がある中で、平成 24 (2012) 年、当時の野田佳彦内閣は「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」との方針を示していた⁵。

平成 24 (2012) 年 12 月の政権交代後、第 2 次安倍晋三内閣は、エネルギー政策を再度見直し、第 4 次基本計画⁶を定めた。同計画は、原子力を重要なベースロード電源⁷としつつも、原子力への依存度を可能な限り低減させ、再生可能エネルギー⁸の導入を推進するとしている。

第 4 次基本計画に基づき、政府は長期エネルギー需給見通しを平成 27 (2015) 年 7 月に取りまとめた⁹。「安全性」、「安定供給」、「経済効率性」、「環境への適合」という基本方針に則り、中長期的な視点から平成 42 (2030) 年度のエネルギー需給構造の見通しを策定している。平成 42 (2030) 年度の最終エネルギー需要を原油換算 3 億 2600 万 kl 程度と見込み、そのために必要な 1 次エネルギー供給¹⁰を原油換算 4 億 8900 万 kl 程度とし、省エネルギーの推進、再生可能エネルギーの導入、原発再稼働等により自給率を 24.3%程度に高めることを目指している。図 2 には、平成 27 (2015) 年度 1 次エネルギー供給実績 (速報) と平成 42 (2030) 年度の供給見通しを示した。また、電力の平成 42 (2030) 年度電源構成は原発依存度を 20~22%程度、再生可能エネルギー比率は 22~24%程度としている。

3 次期エネルギー基本計画

平成 29 (2017) 年は、第 4 次基本計画から 3 年が経過するため、同計画に検討を加え、必要ならば次の計画を策定する時期となる。これまでのところ次期計画策定に向けた顕著な動きは見られないが、検討するとすれば主に次の論点が想定される。1 つ目は、原発の再稼働 (Ⅲ2 参照)、新增設及びリプレースについてである。前述した平成 42 (2030) 年度の電源構成において原子力 20~22%程度を実現するためには、30 基程度の原発の稼働が必要となる¹¹。原子力の

⁴ 第 1 次基本計画 (平成 15 年 10 月 7 日閣議決定) では、それまで政府が進めてきた原子力発電の推進や石油の中東依存度是正などが示された。第 2 次基本計画 (平成 19 年 3 月 9 日閣議決定) では、資源価格高騰を背景に資源確保への政府関与の強化や原子力発電の一層の推進が示された。第 3 次基本計画 (平成 22 年 6 月 18 日閣議決定) では、エネルギーの安定供給の確保や地球温暖化対策の強化のため、原発の新增設や再生可能エネルギーの導入拡大などが示された。

⁵ 「革新的エネルギー・環境戦略」 (平成 24 年 9 月 14 日エネルギー・環境会議決定) 内閣官房ウェブサイト <http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/npu/policy09/pdf/20120914/20120914_1.pdf> 詳細は、近藤かおり「我が国のエネルギー政策の経緯と課題—福島第一原発事故後の議論をふまえて—」『調査と情報—ISSUE BRIEF—』762 号, 2012.12.26. <http://dl.ndl.go.jp/view/download/digidepo_4059583_po_0762.pdf?contentNo=1> 参照。

⁶ 「エネルギー基本計画」 (平成 26 年 4 月 11 日閣議決定) 経済産業省ウェブサイト <<http://www.meti.go.jp/press/2014/04/20140411001/20140411001-1.pdf>>

⁷ 発電コストが低廉で安定的に発電することができ昼夜を問わず継続的に稼働できる電源。

⁸ 自然界に常に存在し、資源が枯渇しないエネルギーのことで、太陽光、水力、風力、バイオマス、地熱等がある。

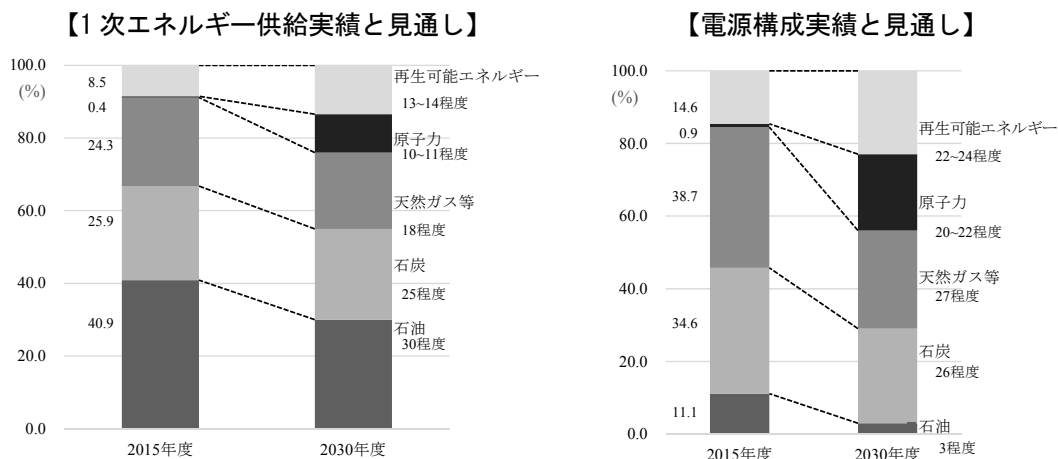
⁹ 経済産業省「長期エネルギー需給見通し」2015.7. <http://www.meti.go.jp/press/2015/07/20150716004/20150716004_2.pdf>

¹⁰ エネルギーは、生産から消費まで様々な段階を経る。一般的に、原油、石炭、天然ガス等の各種資源がエネルギーとして供給され、電気や石油製品などに形を変える発電・転換部門 (発電所、石油精製工場等) を経て、最終的に消費することになる。この際、発電・転換部門で生じるロスまでを含めた全てのエネルギー量として「1 次エネルギー供給」の概念が用いられ、最終的に消費者が使用するエネルギー量として「最終エネルギー消費」の概念が用いられる。発電ロス、輸送中のロス、発電・転換部門での自家消費などが発生するため、最終エネルギー消費は 1 次エネルギー供給からこれらを差し引いたものとなる。平成 26 (2014) 年度、我が国の 1 次エネルギー国内供給を 100 とすれば、最終エネルギー消費は 68 程度であった (経済産業省編『エネルギー白書 2016』p.141. <http://www.enecho.meti.go.jp/about/whitepaper/2016pdf/whitepaper2016pdf_2_1.pdf>)。

¹¹ 林幹雄経済産業大臣 (当時) 答弁 (第 190 回国会参議院経済産業委員会会議録第 2 号 平成 28 年 3 月 10 日 p.16.)

安全性や必要性について国民の間で賛否が分かれており、議論に時間を要する問題である。2つ目は、核燃料サイクル政策の位置付けである。政府は高速増殖原型炉もんじゅを廃炉としつつ、高速炉開発を継続する方針であり、核燃料サイクルの研究開発の新たな方向性などを反映させることが必要となる（Ⅲ3（2）参照）。これらの議論を踏まえて、前述の長期エネルギー需給見通しで示した平成 42（2030）年度の構成比率の数値を見直すかどうか論点となろう。

図2 直近のエネルギー需給実績と将来のエネルギー需給見通し



(出典) 経済産業省資源エネルギー庁「平成 27 年度（2015 年度）エネルギー需給実績を取りまとめました（速報）」2016.11.18. <<http://www.meti.go.jp/press/2016/11/20161118002/20161118002.pdf>>; 経済産業省「長期エネルギー需給見通し」2015.7. <http://www.meti.go.jp/press/2015/07/20150716004/20150716004_2.pdf> を基に筆者作成。

II エネルギーシステム改革

1 電力システム改革

(1) 経緯

戦後における我が国の電気事業は、長らく一般電気事業者（10 電力会社）による発送電一貫かつ地域独占の体制の下に行われてきた。平成 7（1995）年から平成 20（2008）年にかけて、競争原理の導入や内外価格差の是正を目的として 4 次におたる制度改革が進められ、契約電力が 50kW 以上の需要について小売事業が自由化されたものの、新規事業者の参入は限定的であった。加えて、平成 23（2011）年 3 月に発生した東日本大震災の影響で電力需給がひっ迫し、社会活動に大きな影響が生じたことから、従来の電気事業体制の抜本的な見直しが必要であるとの認識が広まった。¹²

(2) 改革の内容

政府は、経済産業省に設置した「電力システム改革専門委員会」の検討結果¹³等を基に、平成 25（2013）年 4 月に「電力システムに関する改革方針」を閣議決定し、同方針に基づく法改正

¹² 詳細は、野口貴弘「電力システム改革をめぐる経緯と議論」『レファレンス』748 号, 2013.5, pp.27-51. <http://dl.ndl.go.jp/view/download/digidepo_8206692_po_074802.pdf?contentNo=1> 参照。

¹³ 電力システム改革専門委員会「電力システム改革専門委員会報告書」2013.2. 経済産業省ウェブサイト <http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/sougou/denryoku_system_kaikaku/pdf/report_002_01.pdf>

を経て、以下の3段階で電力システム改革を進めている¹⁴。

【第1段階】平成25（2013）年11月13日成立の「電気事業法の一部を改正する法律」（平成25年法律第74号）に基づき、電源の広域的な活用に必要な送配電網の整備を進めるとともに、電力需給のひっ迫時に従来の供給区域を超えた広域的な電力融通の指示等を行う「電力広域的運営推進機関」（全電気事業者に加入義務がある経済産業大臣の認可法人）が平成27（2015）年4月1日に設立された。

【第2段階】平成26（2014）年6月11日成立の「電気事業法等の一部を改正する法律」（平成26年法律第72号）に基づき、一般電気事業者にしか認められていなかった一般家庭等の小口需要家（契約電力50kW未満）への小売事業の参入規制が平成28（2016）年4月1日に撤廃された（電力小売参入の全面自由化）。ただし、需要家保護のため、自由化後も一定期間は料金規制を継続する経過措置が採られている。また、この小売全面自由化に伴い、電気事業者の事業類型の見直しも行われ、これまで電気の供給先に応じて一般電気事業、特定規模電気事業等に区分されていた電気事業は、機能別に小売電気事業、送配電事業、発電事業に類型化され、それぞれの事業に必要な規制を課すこととされた。

【第3段階】平成27（2015）年6月17日成立の「電気事業法等の一部を改正する等の法律」（平成27年法律第47号）に基づき、発電・小売事業と送配電事業の兼業を原則禁止する発送電分離（法的分離）が平成32（2020）年4月1日に実施される¹⁵。

(3) 契約切替の状況

上記の電力システム改革の中核となるのは、平成28（2016）年4月に実施された電力小売参入の全面自由化である。電力広域的運営推進機関の発表によれば、平成29（2017）年2月末時点のスイッチング（旧一般電気事業者からの契約切替）件数は約311万件（一般家庭等の契約口数の約5.0%）である¹⁶。直近では毎月20万件以上の増加ペースが続いているが、各種アンケート調査では契約切替に消極的な需要家も多く存在することが明らかになっており¹⁷、この先どこまで新規参入事業者（新電力）への切替えが広がるかは不透明である。また、新電力の参入が大都市圏に集中していることや、新電力の料金プランの大半が電力使用量が多い需要家に有利な設計になっていることから、地方の需要家や単身世帯等の電力消費が少ない需要家には自由化の恩恵が相対的に希薄になっている点も課題といえる。

(4) 今後の予定

政府は、平成32（2020）年度までに、卸電力市場の活性化を目的とする「ベースロード電源市場」の創設と、中長期の供給力確保を目的とする「容量メカニズム」の導入を予定している。

¹⁴ 「電力システムに関する改革方針」（平成25年4月2日閣議決定）経済産業省ウェブサイト <<http://www.meti.go.jp/press/2013/04/20130402001/20130402001-2.pdf>>

¹⁵ 同法には、後述のガスシステム改革を実施するための「ガス事業法」（昭和29年法律第51号）改正も含まれる。

¹⁶ 電力広域的運営推進機関「スイッチング支援システムの利用状況について」（2月28日時点）2017.3.10. <https://www.occto.or.jp/oshirase/hoka/files/20170310_swsys_riyoujyoukyou.pdf>

¹⁷ 資源エネルギー庁「電力小売全面自由化に関する進捗状況」（総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会（第1回）資料5）2016.10.18, pp.7-8. 経済産業省ウェブサイト <http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/denryoku_gas/denryoku_gas_kihon/pdf/001_05_00.pdf>; 電力・ガス取引監視等委員会「電力小売自由化に関する消費者選択行動アンケート調査結果を取りまとめました—電力自由化は半年で90%以上の消費者が認知—」2016.10.7. 同 <<http://www.meti.go.jp/press/2016/10/20161007005/20161007005.pdf>>

ベースロード電源市場とは、これまで旧一般電気事業者が大部分を保有又は長期契約で調達していた石炭や大型水力、原子力等の安価な電源を一定の割合で日本卸電力取引所に供出させ、新電力が取引に参加できるようにする仕組みのことである。他方、容量メカニズムとは、自由化後の競争激化により電源投資の意欲が減退し、中長期的に必要な供給力が維持されないことを防ぐため、電気の供給力を維持することに対して売電収入とは別に報酬が得られるようにする仕組みのことである。これらの制度は、競争の促進と安定供給の維持という、ともすれば相反する2つの目的の両立を図るものであり、どのように両者の調整を図っていくのか、今後の制度設計が注目される。¹⁸

2 ガスシステム改革

(1) 経緯

電気事業と同様に、ガス事業も公益事業として長らく地域独占が認められる一方で、供給義務や料金規制などが課されてきた。しかし、近年、経営の効率化による料金水準引下げの要請、天然ガスのエネルギーとしての位置付けの高まり（需要の増加）等を背景として、規制緩和が図られてきている¹⁹。政府は、平成7（1995）年から平成19（2007）年にかけて、4度にわたるガス事業制度改革により、小売の自由化範囲を段階的に拡大するなどの措置を採ってきた。これにより、大口部門における新規参入や事業者間の競争は一定程度進展してきた²⁰。

しかし、東日本大震災を契機として、前述の電力システム改革専門委員会は、ガス事業についても電気事業と同様に、小売の全面自由化やネットワーク（導管網）の中立性確保等の改革を進めるべきとの考えを示した²¹。これを受け平成25（2013）年11月に経済産業省に設置された総合資源エネルギー調査会基本政策分科会ガスシステム改革小委員会は、平成27（2015）年1月に改革の内容に関する報告書をまとめ²²、電力システム改革の第3段階の法律改正（Ⅱ1（2）参照）とともに、ガス事業法が改正された。

(2) 改革の内容

前述の改正によるガスシステム改革の主な内容はおおむね次のとおりである。

①小売自由化（施行日：平成29（2017）年4月1日）：

- ・家庭等小口需要家へのガスの供給について、登録を受けた事業者の参入を全面自由化する。
- ・小売料金規制は原則撤廃するが、需要家保護の観点から、競争が不十分な地域では規制料金による供給を経過措置として義務付ける。

¹⁸ 本節の詳細は、青山寿敏「電力システム改革の現状と課題—電力自由化をめぐる動向を中心に—」『調査と情報—ISSUE BRIEF—』942号、2017.2.16。<http://dl.ndl.go.jp/view/download/digidepo_10304838_po_0942.pdf?contentNo=1> 参照。

¹⁹ 詳細は、渡邊太郎「ガスシステム改革の概要と論点—ガス小売自由化の経緯を踏まえて—」『調査と情報—ISSUE BRIEF—』940号、2017.2.9。<http://dl.ndl.go.jp/view/download/digidepo_10300865_po_0940.pdf?contentNo=1> 参照。

²⁰ 総合資源エネルギー調査会都市熱エネルギー部会制度改革評価小委員会「制度改革評価小委員会報告書」（総合資源エネルギー調査会都市熱エネルギー部会（第8回）資料3-3）2008.4.25。経済産業省ウェブサイト<<http://www.meti.go.jp/committee/materials/downloadfiles/g80617c05j.pdf>>; 公正取引委員会「都市ガス事業分野の取引実態調査について」2008.6。<<http://www.jftc.go.jp/houdou/pressrelease/cyosa/cyosa-sonota/h20/08061001.files/08061001-01-betten01.pdf>>

²¹ 電力システム改革専門委員会 前掲注(13), p.49.

²² 「総合資源エネルギー調査会基本政策分科会ガスシステム改革小委員会報告書」2015.1。経済産業省ウェブサイト<http://www.meti.go.jp/committee/souyouenergy/kihonseisaku/gas_system/pdf/report01_01_00.pdf>

- ・ガス事業の類型を、ガスの供給先に応じた従前の区分（一般ガス事業、簡易ガス事業、大口ガス事業、ガス導管事業）から、機能別（部門別）の区分（ガス製造事業、ガス導管事業（一般ガス導管事業²³及び特定ガス導管事業²⁴）、ガス小売事業）に見直し、一般ガス導管事業のみを許可制とするなどそれぞれに応じた規制体系に移行する。
 - ・LNG基地の第三者利用を促す措置を講じる（基地の保有者に対して、利用条件を定めた約款の届出・公表を義務付ける等）。
- ②ガス導管網の整備促進・保安の確保（施行日：平成29（2017）年4月1日）：
- ・一般ガス導管事業について地域独占と料金規制を維持する。
 - ・ガス導管事業者間の導管接続の協議に関する命令・裁定制度を創設する。
 - ・ガス導管事業者に導管網の保安及び需要家保有の内管の点検等を、ガス小売事業者に消費機器の調査等を義務付ける。
- ③ガス導管事業の中立性確保（施行日：平成34（2022）年4月1日）：
- ・一定規模以上の一般ガス導管事業者（東京ガス、大阪ガス、東邦ガスの大手3社）について、ガス製造事業又はガス小売事業との兼業を禁止する（法的分離）。
 - ・一定規模以上の一般ガス導管事業者と、そのグループのガス製造事業者やガス小売事業者等に対し、取締役の兼職制限等の行為規制を措置する。

平成29（2017）年2月10日時点で、13社がガス小売事業者として登録しており²⁵、既にガス料金の値下げ競争も発生している²⁶。しかし、電気事業が電源として多様な発電方式を持ち、日本卸電力取引所のような市場が存在するのは異なり、ガス事業は主たる原料が天然ガスのみで調達手段も限られる。その結果、新規参入者も電力会社、石油会社など一部の企業に限定される可能性が高いことなどから、競争が十分に働かない可能性も指摘されている²⁷。また、保安業務の責任主体が分かれることから、適切な保安の確保も重要な課題となる²⁸。小売参入が全面自由化された後も、競争の進展状況等を慎重に見極めつつ、適宜不断の見直しを実施していくことが求められよう。

²³ 一般家庭等の需要家につながる低圧の導管を含む導管網を維持・運用し、ガスの輸送や託送供給を行う事業で、従前の一般ガス事業の導管部門が想定されている。

²⁴ 各地区にガスを送るための中圧及び高圧の導管のみを維持・運用し、ガスの輸送や託送供給を行う事業で、従前のガス導管事業の導管部門が想定されている。

²⁵ 「登録ガス小売事業者一覧」2017.2.10. 資源エネルギー庁ウェブサイト <http://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/gas/liberalization/entry/pdf/gas_retailers_list.pdf>

²⁶ 一例として、平成28年12月にガス料金を発表した関西電力は、その後の大阪ガスの料金値下げ発表を受け、平成29年1月にさらに値下げした料金を発表した（「関電ガス、さらに値引き 大ガス比最大13% 電気とセット契約」『朝日新聞』（大阪版）2017.1.13.）。

²⁷ 石川和男「ガス全面自由化は…電力全面自由化よりもさらに進まない」『Business i. ENECO』586号、2016.12, pp. 50-51.

²⁸ 「社説 ガス販売自由化 保安体制整えて競争したい」『読売新聞』2017.1.14.

III 原子力

1 福島第一原発の廃炉措置

(1) 廃炉に向けた取組

福島第一原発の廃炉措置は、原子力災害対策本部の下に設置された廃炉・汚染水対策関係閣僚等会議が決定する中長期ロードマップに基づいて行われている(表1)。廃炉措置の大きな柱は、事故によって大きく損傷した1~3号機における使用済燃料プールからの燃料取出しと、原子炉内の燃料デブリ(核燃料や炉心構造物が融けて固まったもの)の取出しである。このうち、特に大きな困難が予想されるのは周辺の放射線量が高く、遠隔操作が必須となる燃料デブリの取出しである。現在、燃料デブリ取出しに向けて原子炉格納容器内の状況把握の取組が進められ

ており、平成29(2017)年1月には初めて遠隔操作ロボットが2号機の格納容器内の堆積物の撮影に成功するなど、一定の成果も現れている。もっとも、周辺の放射線量の高さや遠隔操作ロボットの耐久性などの問題も改めて浮き彫りになっており、平成33(2021)年の燃料デブリ取出し開始、ひいては30~40年での廃炉措置完了という目標を達成する上での課題は少なくない。

上記のほか、原子炉建屋に地下水が浸入し、放射性物質に汚染された水が増え続けることへの対処(汚染水対策)も重要な課題である²⁹。現在、建屋を囲む凍土方式の陸側遮水壁(凍土壁)の運用や、サブドレンと呼ばれる井戸からの地下水くみ上げ等の対策が行われているが、抜本的な解決には至っていない。

(2) 廃炉費用の確保

福島第一原発の廃炉に必要な費用は原則東京電力が負担することとなっており、従来の方針では東京電力は2兆円を廃炉費用として確保することとされていた。しかし、経済産業省に設置された東京電力改革・1F問題委員会が平成28(2016)年12月にまとめた報告書では、燃料デブリ取出しの過程で新たに最大6兆円程度の費用が見込まれ、合計最大8兆円程度の資金確保が必要と結論付けられた³⁰。そこで、政府は、資金確保を確実なものとするため、「原子力損害賠償・廃炉等支援機構法」(平成23年法律第94号)を改正し、廃炉に必要な費用を東京電力

表1 中長期ロードマップ上の各種目標時期

取組	目標時期
使用済燃料プールからの燃料取出し	
1号機燃料取出しの開始	2020年度
2号機燃料取出しの開始	2020年度
3号機燃料取出しの開始	2017年度
燃料デブリ取出し	
号機ごとの取出し方針の決定	2017年夏頃
最初の燃料デブリ取出しの開始	2021年内
汚染水対策	
建屋内滞留水の処理完了	2020年内

(出典) 廃炉・汚染水対策関係閣僚等会議「東京電力(株)福島第一原子力発電所の廃止措置等に向けた中長期ロードマップ」2015.6.12. 経済産業省ウェブサイト <http://www.meti.go.jp/earthquake/nuclear/hairo_osensui/pdf/20150612_01a.pdf> を基に筆者作成。

²⁹ 詳細は、青山寿敏「福島第一原発の汚染水問題」『調査と情報—ISSUE BRIEF—』839号, 2015.1.8. <http://dl.ndl.go.jp/view/download/digidepo_8891268_po_0839.pdf?contentNo=1> 参照。

³⁰ 東京電力改革・1F問題委員会「東電改革提言」2016.12.20. 経済産業省ウェブサイト <http://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy_environment/touden_1f/pdf/161220_teigen.pdf> なお、同委員会では廃炉費用以外の事故処理費用についても再検討が行われ、賠償費用は従来の5.4兆円から7.9兆円に、除染費用は2.5兆円から4.0兆円に、中間貯蔵費用は1.1兆円から1.6兆円に見直された(廃炉費用含め総額21.5兆円)。政府は、賠償費用のうち、本来福島第一原発事故以前に確保しておくべきであった「過去分」について、託送料金の仕組みを利用して新電力の需要家からも回収を図る方針である。

が同機構に積み立てることを義務付ける措置を講じる方針である（平成 29 年通常国会（第 193 回国会）に法案提出済）。上記の報告書では、東京電力は、収益力強化を前提に年間平均 3000 億円程度の資金を準備するとされているが、収益改善の大きな柱となる柏崎刈羽原発の再稼働について米山隆一・新潟県知事が当面は再稼働に同意しない姿勢をみせるなど、その実現性には不透明な部分もある。

2 原発の再稼働

(1) 原子力規制委員会と新規制基準

福島第一原発事故を教訓とし、原子力規制は抜本的に見直された。具体的には、①新たに設置した原子力規制委員会に原子力の安全確保に関する事務を一元化、②「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」（昭和 32 年法律第 166 号。以下「原子炉等規制法」）の大幅改正、③原発の設置許可を審査するための新規制基準の策定等である。³¹

原子力規制委員会の設置（①、平成 24（2012）年 9 月）の目的は、原子力の利用推進と規制を分離し、独立性、専門性、透明性の高い原子力規制体制を構築することである。原子炉等規制法の改正（②、同年 6 月）によって、a) 重大事故対策³²、b) 最新規制の既存施設への適用（バックフィット規制）、c) 運転期間制限（原則 40 年、認可があれば最大 20 年の延長が可能）等が法定化された。原子力規制委員会が策定した新規制基準（③、平成 25（2013）年 7 月施行）は、自然現象（地震、津波等）等の想定とその対策を見直し、設計基準を大幅に強化し、原子炉等規制法に規定された重大事故対策の詳細を定めている。

(2) 再稼働と適合性審査

我が国の原発は、東日本大震災時の緊急停止や、定期点検のため、順次、運転を停止した。バックフィット規制の導入によって、既存の原発を再稼働するに当たっても最新の規制基準に適合させることが必要になったことから、事業者は、各原発の原子炉設置変更許可申請等を原子力規制委員会に提出し、新規制基準への適合性審査を受けている³³。

福島第一原発事故前に運転していた原発は 17 原発 54 基であった。このうち、約半数の 15 原発 25 基について、新規制基準に係る適合性審査が申請されている。平成 29（2017）年 2 月末時点で、適合性審査を経て、設置変更許可を得たのは 5 原発 10 基（うち 2 原発 3 基が実際に稼働中）、残る 10 原発 15 基は審査中である（表 2）³⁴。

³¹ 詳細は、小池拓自「新規制基準と原子力発電所の再稼働—川内原発再稼働をめぐる論点を中心に—」『調査と情報—ISSUE BRIEF—』840 号, 2015.1.8, pp.1-4. <http://dl.ndl.go.jp/view/download/digidepo_8891270_po_0840.pdf?contentNo=1> 参照。

³² 設計基準の想定を超える事故が過酷事故（シビアアクシデント）であり、これによって炉心が著しく損傷する事態等が重大事故である。重大事故対策とは、重大事故を防止する対策と、その影響を緩和する対策を合わせたものである。

³³ 適合性審査を踏まえた設置変更許可のほか、工事計画認可（原子炉施設許可申請書に記載された基本設計に従ってなされた詳細設計についての技術基準面からの審査）、保安規定変更認可（運転管理、手順、体制等の原発施設の運用規定についての、防災面からの審査）、使用前検査が必要となる（「新規制基準適合性に係る審査・検査の流れ」原子力規制委員会ウェブサイト <<http://www.nsr.go.jp/activity/regulation/tekigousei/untent.html>>）。

³⁴ このほか、6 原発 12 基（東京電力・福島第一 1-6 号機、関西電力・美浜 1-2 号機、四国電力・伊方 1 号機、中国電力・島根 1 号機、九州電力・玄海 1 号機、日本原電・敦賀 1 号機）は廃炉が決定されており（別に、日本原電東海原発、中部電力浜岡原発 1-2 号機は、福島第一原発事故以前から廃炉措置に入っている）、8 原発 17 基（東北電力・女川 1、3 号機、東京電力・福島第二 1-4 号機、同・柏崎刈羽 1-5 号機、中部電力・浜岡 5 号機、北陸電力・志賀 1 号機、関西電力・大飯 1-2 号機、四国電力・伊方 2 号機、九州電力・玄海 2 号機）については適合性審査未申請であり、特段の方針が示されていない。

表2 既存原発の適合性審査及び再稼働の状況（平成29年2月末現在）

設置変更許可済（3事業者5原発10基）					審査中（8事業者10原発15基） ⁵
事業者	原発名	申請日 ¹	許可日 ¹	再稼働日 ¹	
九州電力	川内1-2号機	H25.7.8.	H26.9.10.	H27.8.11. / 同10.15.	北海道電力・泊1-3号機、東北電力・東通1号機、同・女川2号機、東京電力・柏崎刈羽6-7号機、中部電力・浜岡3-4号機、北陸電力・志賀2号機、関西電力・大飯3-4号機、中国電力・島根2号機、日本原電・東海第二、同・敦賀2号機
関西電力	高浜3-4号機	H25.7.8.	H27.2.12.	再稼働後停止中 ²	
四国電力	伊方3号機	H25.7.8.	H27.7.15.	H28.8.12.	
関西電力	高浜1-2号機	H27.3.17.	H28.4.20.	— ³	
関西電力	美浜3号機	H27.3.17.	H28.10.5.	— ³	
九州電力	玄海3-4号機	H25.7.12.	H29.1.18.	— ⁴	

（注1）申請日、許可日、再稼働日のHは平成を表す。再稼働日は原子炉起動日を記載。

（注2）高浜原発3号機は平成28年1月29日、4号機は同年2月26日に再稼働した。しかし、大津地方裁判所において、運転差止めを求める仮処分命令申立てが認められ、3号機は平成28年3月10日に運転を停止している。また、4号機は、仮処分決定前の平成28年2月29日にトラブルのため、調整運転を緊急停止している。

（注3）運転開始後40年を超えるため、運転延長の認可も受けている（高浜原発1-2号機：平成28年6月20日、美浜原発3号機：平成28年11月16日）。再稼働のためには、別に認可を受けた工事計画に基づく安全対策工事の完了、保安規定変更認可、使用前検査が必要である。

（注4）玄海原発3-4号機は、再稼働のためには、今後、工事計画、保安規定変更の認可と使用前検査が必要となる。

（注5）大飯原発3-4号機については、既に審査書案がまとめられ、審査は最終段階となっている。

（出典）「原子力施設新規規制基準適合性審査状況」（2017年1月18日現在）原子力安全推進協会ウェブサイト <<http://www.genanshin.jp/facility/map/>>等を基に筆者作成。

（3）課題

法的には、設置許可を受けている原発の稼働は、事業者の判断次第である。ただし、施設変更後の再稼働については、事業者と立地自治体が締結している原子力安全協定に基づいて、事前協議の上で立地自治体の同意を得ることが実質的に不可欠となっている³⁵。また、「原子力災害対策特別措置法」（平成11年法律第156号）等に基づき、原発からおおむね30km圏内の地方自治体には、避難計画等を含む「地域防災計画（原子力災害対策編）」を策定する責務がある³⁶。原子力安全協定についてはその法的位置付けや、事前協議や同意の対象となっていない周辺自治体との協定について見直しを求める意見がある。地域防災計画（原子力災害対策編）については、病人や老人等の要援護者への対応や避難先の受入れ体制の整備など、その実効性を懸念する声があり、国の関与の在り方が論点となっている。³⁷

3 核燃料サイクル

（1）核燃料サイクルとは

原発の使用済燃料を再処理し、分離回収したウランやプルトニウムをウラン・プルトニウム混合酸化物（MOX）燃料に加工して再利用することを、核燃料サイクルという³⁸。

当初の構想では、燃料として消費した以上のプルトニウムを生む高速増殖炉の導入（高速増

³⁵ 原発立地自治体は、住民の健康や財産を守るため、国の法規制とは別に、原子力安全協定（正式名称や内容は地域によって異なる）を事業者と結んでいる。安全協定は、法的規制ではないが、原発立地自治体が原発の安全に関与する根拠となっており、地域と事業者の信頼関係を構築するために重視されている。

³⁶ 原子力災害対策を重点的に実施する区域は、福島第一原発事故を教訓として、従来の原発周辺半径8～10km圏から半径30km圏に拡大し、該当地域は21道府県と135市町村となっている。

³⁷ 詳細は、小池拓自「原発再稼働と地方自治体の課題—避難計画、安全協定、税財政措置—」『調査と情報—ISSUE BRIEF—』911号、2016.5.31。<http://dl.ndl.go.jp/view/download/digidepo_9979980_po_0911.pdf?contentNo=1>参照。

³⁸ 本稿は、使用済燃料再処理・放射性廃棄物処分等のバックエンドを核燃料サイクルとする。天然ウラン採鉱から核燃料製造までのフロントエンドを含めて核燃料サイクルと呼ぶこともある。核燃料サイクルの現状、論点などの詳細は、青山寿敏「核燃料サイクルの現状と課題—再処理・プルーサーマルをめぐる問題を中心に—」『レファレンス』779号、2015.12、pp.35-57。<http://dl.ndl.go.jp/view/download/digidepo_9578218_po_077903.pdf?contentNo=1>参照。

殖炉サイクル)が計画の軸であったが、実用化の目途が立っていないため、既存の原発で MOX 燃料を利用する軽水炉サイクル(別名プルサーマル)が平成 21(2009)年以降実施されている。(図 3)

(2) 課題

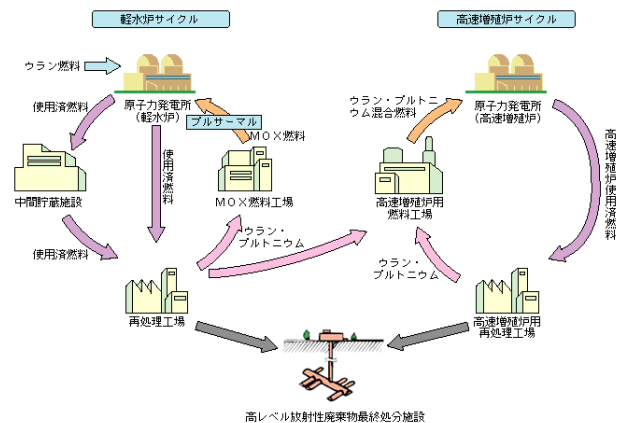
(i) 核燃料サイクルの停滞

高速増殖炉サイクルの研究開発の中心である原型炉「もんじゅ」は、初臨界の翌年、平成 7(1995)年にナトリウム漏えい事故を起こし停止した。この状況を踏まえて、平成 9(1997)年、プルサーマルを早急に開始することが閣議了解され、平成 21(2009)年以降、地元同意を得た 4 つの原子炉でプルサーマルが開始された。しかし、福島第一原発事故後、全ての原発が停止し、再稼働した原発も限られることから、現在、プルサーマルを実施する原発は四国電力伊方 3 号機の 1 基である。また、国立研究開発法人日本原子力研究開発機構(JAEA)が使用済燃料を国内で再処理し MOX 燃料に加工した実績はあるものの、電力会社等が株主の株式会社日本原燃が青森県六ヶ所村に建設中の商用ベースの再処理工場と MOX 燃料工場は未完成である。以上のよう

に、プルサーマルは量的及び商用化の両面から課題を抱えている。ナトリウム漏えい事故後も、「もんじゅ」のトラブルは続き³⁹、平成 27(2015)年 11 月、原子力規制委員会が文部科学大臣に対し、JAEA は「もんじゅ」の運営主体としての資質に欠けると勧告した。これを踏まえて、同年 12 月、政府は「もんじゅ」を廃炉とする一方で、第 4 次基本計画に沿って、国際協力を進めつつ引き続き高速炉等の研究開発に取り組むとの方針を同時に決定した⁴⁰。以上のように、高速増殖炉サイクルについても、その実現時期は見通せない状況である。

核燃料サイクルの第 1 のメリットは、資源の有効活用を通じてエネルギー自給率を高めエネルギー安全保障に資することであるが、現状のプルサーマルでは効果が小さく、また、現在のウラン価格との対比では核燃料サイクルのコストの方が高くなる。核燃料サイクルの第 2 のメリットは、使用済燃料からウランやプルトニウムを抽出することで、高レベル放射性廃棄物の放射能を低減させ、有害度が低減する期間を短縮することと、廃棄物の容積を小さくできること(減容化)とされるが、使用済 MOX 燃料の再処理や高速炉の商用化が実現しなければ、そのメリットは部分的であり、これらが実現する時期は見通せていない。⁴¹

図 3 核燃料サイクルのイメージ



(出典) 経済産業省編『エネルギー白書 2006』p.69, 図表第 123-1-2. <http://www.enecho.meti.go.jp/about/whitepaper/2006pdf/whitepaper2006pdf_3_genshiryoku.pdf>

³⁹ 詳細は、井上佐知子「高速増殖炉「もんじゅ」をめぐる経緯」『調査と情報—ISSUE BRIEF—』781号, 2013.4.4. <http://dl.ndl.go.jp/view/download/digidepo_8179796_po_0781.pdf?contentNo=1> 参照。

⁴⁰ 原子力関係閣僚会議「「もんじゅ」の取扱いに関する政府方針」2016.12.21. 内閣官房ウェブサイト <http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/genshiryoku_kakuryo_kaigi/pdf/h281221_siryoku2.pdf>; 同「高速炉開発の方針」2016.12.21. 同 <http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/genshiryoku_kakuryo_kaigi/pdf/h281221_siryoku1.pdf> これらの文書には「もんじゅ」開発の経緯もまとめられている。なお、「もんじゅ」の運転期間の累計は 250 日間にとどまる。

⁴¹ 詳細は、青山 前掲注(38), pp.47-49 参照。

(ii) プルトニウム管理と日米原子力協定

我が国は利用目的のない余剰プルトニウムを持たないとの立場を国内外に表明している。しかし、プルトニウムの利用は進まず、使用済燃料の再処理により分離されたプルトニウムの総量は 47.9t に及んでいる（このほか、再処理前の使用済燃料は 161t のプルトニウム含有）⁴²。

我が国は、「原子力の平和的利用に関する協力のための日本国政府とアメリカ合衆国政府との間の協定」（昭和 63 年条約第 5 号、以下「日米原子力協定」）⁴³の第 11 条に基づいて、核物質等の再処理や形状又は内容の変更を、個別協議を経ることなく、本協定に含まれる「実施取極」に基づいて随時行うことができる（包括合意方式）⁴⁴。このため、我が国は核燃料サイクルの研究開発が進めやすい状況にある。日米原子力協定は、平成 30（2018）年 7 月に期限を迎える。日米いずれかが終了を通告しなければ、協定の効力は継続するものの、核燃料サイクルを安定的に実施するためには、両国が期限延長で合意することが必要との指摘がなされている。核燃料サイクルの実用化が遅延し、プルトニウム保有が増加している中で、包括合意方式の是非を含めた交渉となる可能性がある。⁴⁵

(iii) 高レベル放射性廃棄物の処分

使用済燃料を再処理し、プルトニウムなどを取り出した後の廃液を加工したガラス固化体を我が国では高レベル放射性廃棄物と定義している。ガラス固化体は、数万年以上にわたって環境や人体に有害な放射線を発するため、地下 300m 以深に隔離する地層処分が、計画されている。高レベル放射性廃棄物の処分については、「特定放射性廃棄物の最終処分に関する法律」（平成 12 年法律第 117 号）に基づいて、「特定放射性廃棄物の最終処分に関する基本方針」（以下「最終処分基本方針」）が閣議決定され、認可法人原子力発電環境整備機構（NUMO）が地層処分の実施主体（処分場建設地の選定、建設、搬入、閉鎖など）となっている。⁴⁶

NUMO は平成 14（2002）年から地層処分を行う候補地を公募しているが、その処分地選定の用途は全く立っていない。「国が前面に立って最終処分に向けた取組を進める」とした第 4 次基本計画を受け、改訂された最終処分基本方針（平成 27 年 5 月 22 日閣議決定）は、「国が科学的有望地を提示し、調査への協力を自治体に申し入れる」としている。経済産業省に設置された審議会での議論を経て、科学的有望地は近く公表される予定である⁴⁷。

⁴² 平成 27（2015）年末時点（内閣府原子力政策担当室「我が国のプルトニウム管理状況」（第 24 回原子力委員会資料第 1 号）2016.7.27. <<http://www.aec.go.jp/jicst/NC/iinkai/teirei/siryo2016/siryo24/siryo1.pdf>>）

⁴³ 核物質や関連技術が日本あるいは第 3 国において軍事目的で利用されること等を防止するため、日米両国間の核物質の移転や、移転された核物質の貯蔵、再処理等について定めた条約。我が国の原発は米国由来の核物質や関連技術に依る部分が大きく、我が国の原子力利用において本協定の順守は不可欠である。

⁴⁴ 以前の「原子力の非軍事的利用に関する協力のための日本国政府とアメリカ合衆国政府との間の協定」（昭和 43 年条約第 14 号）では、再処理について、その都度事前に日米両国の共同決定（同意）が義務付けられていた。

⁴⁵ 遠藤哲也ほか「座談会 プルトニウム利用計画の明示を—3 年後に満期を迎える日米原子力協定—」『ATOMO Σ（日本原子力学会誌）』675 号、2015.9、pp.575-581。

⁴⁶ 高レベル放射性廃棄物の最終処分の経緯と論点の詳細は、小池拓自「高レベル放射性廃棄物処分の課題—使用済燃料・ガラス固化体の地層処分—」『レファレンス』779 号、2015.12、pp.59-88. <http://dl.ndl.go.jp/view/download/digi_depo_9578219_po_077904.pdf?contentNo=1> 参照。

⁴⁷ 総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会原子力小委員会に設置された放射性廃棄物ワーキンググループと地層処分技術ワーキンググループで議論されている。政府は、平成 28（2016）年内の公表を目指していたが、「科学的有望地」との表現を含めて情報開示の方法を見直すため遅延している（資源エネルギー庁「原子力委員会放射性廃棄物専門部会の評価報告書について」（放射性廃棄物ワーキンググループ第 29 回会合資料 2）2016.10.18、p.3. 経済産業省ウェブサイト <http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/denryoku_gas/genshiryoku/houshasei_haikibutsu>）

我が国には、既に、2,439本のガラス固化体と1万7798tU（ウラン換算トン、使用済燃料中の金属ウランの重量。ガラス固化体換算約2万4000本）の使用済燃料がある⁴⁸。原子力利用を中止したとしても、これらを最終処分する責任から我々は逃れることはできない。まして、原子力を重要なエネルギー源として今後も利用する方針の下では、高レベル放射性廃棄物は今後も増加する。原子力利用の是非を別にしても、高レベル放射性廃棄物の処分地選定に目途を立て、最終処分を実現することは極めて重要な課題と言えよう。

IV 再生可能エネルギーの固定価格買取制度

1 固定価格買取制度の概要

固定価格買取制度 (Feed-in Tariff: FIT) とは、相対的にコストが高い再生可能エネルギーの導入を促進するため、電気事業者に対し、再生可能エネルギーで発電した電気（以下「再生可能エネルギー電気」）を、一定期間・一定価格（以下、それぞれ「調達期間」、「調達価格」）で買い取ることを義務付ける制度である。平成28（2016）年度の調達価格は表3のとおりである。電気事業者が再生可能エネルギー電気を購入するための費用増分は、使用電力量に応じた賦課金という形で電気料金に転嫁され、需要家が負担する。我が国では、「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」（平成23年法律第108号。以下「再エネ特措法」）に基づき、平成24（2012）年7月から実施されてきた。

FITの開始により、再生可能エネルギーの発電設備は急速に増加した。制度開始以前に導入されていた設備容量が約

表3 FITの平成28年度の調達価格（単位：円/kWh）

調達区分【調達期間】			価格
太陽光	10kW未満 【10年間】	余剰買取	出力制御機器なし 31 出力制御機器あり 33
		ダブル発電	出力制御機器なし 25 出力制御機器あり 27
		10kW以上【20年間】	24
		風力【20年間】	20kW未満 55 20kW以上 22 洋上 36
	水力（新設） 【20年間】	200kW未満	34
200kW以上1,000kW未満		29	
1,000kW以上3万kW未満		24	
水力（既設導水路活用） 【20年間】	200kW未満	25	
	200kW以上1,000kW未満	21	
	1,000kW以上3万kW未満	14	
地熱 【15年間】	1万5000kW未満	40	
	1万5000kW以上	26	
バイオマス 【20年間】	メタン発酵ガス化		39
	未利用木質	2,000kW未満	40
		2,000kW以上	32
	一般木質・農作物残さ		24
	建築資材廃棄物		13
一般廃棄物・その他		17	

（注1）10kW未満の太陽光以外の調達区分では、これに消費税が上乘せられる。

（注2）10kW未満の太陽光は、自家発電設備等の併設有無で、それぞれダブル発電と余剰買取に分類される。

（出典）「なっとく！再生可能エネルギー 固定価格買取制度」資源エネルギー庁ウェブサイト <http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/kakaku.html>

_wg/pdf/029_02_00.pdf>）。

⁴⁸ ガラス固化体：「再処理技術開発センターの状況（週報）」JAEAウェブサイト <<https://www.jaea.go.jp/04/ztkai/repro/week/now/weekly.htm>>；「六ヶ所再処理工場に係る定期報告書（平成28年12月及び平成28年度第3四半期報告）」日本原燃ウェブサイト <http://www.jnfl.co.jp/ja/business/report/public_archive/safety-agreement-report/file/201612-cycle.pdf>；「六ヶ所高レベル放射性廃棄物貯蔵管理センターに係る定期報告書（平成28年12月及び平成28年度第3四半期報告）」日本原燃ウェブサイト <http://www.jnfl.co.jp/ja/business/report/public_archive/safety-agreement-report/file/201612-hlw.pdf>、使用済燃料：電気事業者連合会「使用済燃料貯蔵対策への対応状況について」2016.10.20, p.9. <https://www.fepec.or.jp/about_us/pr/oshirase/_icsFiles/afiedfile/2016/10/20/press_20161020_1.pdf>；「六ヶ所再処理工場に係る定期報告書（平成28年12月及び平成28年度第3四半期報告）」日本原燃ウェブサイト <http://www.jnfl.co.jp/ja/business/report/public_archive/safety-agreement-report/file/201612-cycle.pdf> を参照。

2060万kWだったのに対し、FITによって新たに3265万kWの設備が導入され稼働しているほか、認定済みの設備の容量（認定容量）も8856万kWに達している（平成28（2016）年10月時点）⁴⁹。我が国の発電電力量に占める再生可能エネルギー（水力を除く）の比率は、1.4%（平成23（2011）年度）から3.2%（平成26（2014）年度）まで増加した⁵⁰。

認定が急速に進んだ太陽光の価格は、毎年度値下げ改定されてきた⁵¹。一方で、導入が十分に進まないその他のエネルギーの価格は、制度開始時から据え置かれてきた。しかし、平成29（2017）年度以降は、コスト低減を促す観点から、その他のエネルギーについても値下げされる見通しである⁵²。

2 固定価格買取制度の見直し

前述のとおり、FITの導入で再生可能エネルギーの導入は着実に拡大してきた一方で、次のような課題も顕在化してきた。

- ・認定容量及び実際に稼働した容量（導入容量）の9割以上が、稼働までの期間が短く事業化が比較的容易な太陽光に偏っており、電源間のバランスがとれていない。
- ・認定を受けたまま稼働しない案件が増加し、認定容量と導入容量の間に大きな乖離が発生している。
- ・再生可能エネルギー電気の買取費用総額が、平成28（2016）年度には2兆3000億円（標準家庭（1か月の電力使用量が300kWh）の負担は月額675円）に達する見込みであるなど⁵³、コストが増大している。
- ・急速な拡大によって送電網への接続が保留されるといった事態が発生し、年間30日を超える出力抑制実施時に必要だった金銭補償を不要とするなどの対策を実施してきたが、引き続き効率的な再生可能エネルギー電気の取引、流通に向けた改善が必要である。

そこで、経済産業省は、平成28（2016）年6月、再エネ特措法を初めて全面的に改正した。改正法は一部を除いて平成29（2017）年4月1日施行で、主な改正内容は次のとおりである。

①事業計画認定制度の創設：

- ・認定の対象をこれまでの「設備」から「事業計画」に変更し、送電網への接続契約が締結されていることを認定の条件とすることで、適切な事業実施の確保を図るとともに⁵⁴、事業実施中の点検・保守等を義務付け、違反時の改善命令・認定取消しを可能とする。

②コストを意識した効率的な導入の拡大：

- ・特定の区分（2,000kW以上の事業用太陽光を想定）について、認定時の入札制を導入する。

⁴⁹ 「固定価格買取制度 情報公表用ウェブサイト」再生可能エネルギー発電設備電子申請ウェブサイト <http://www.fit.go.jp/statistics/public_sp.html>

⁵⁰ 経済産業省編 前掲注(10), p.186.

⁵¹ 一例として、10kW以上の太陽光は、制度開始時に40円だったものが、36円、32円、29円、27円、24円と継続的に値下げされてきた。

⁵² 資源エネルギー庁「改正FIT法に関する直前説明会」2017.2-3, pp.20-23. <http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saene/kaitori/dl/kaisei/fit_2017setsumei.pdf>

⁵³ 資源エネルギー庁「再生可能エネルギーの平成28年度の買取価格・賦課金単価を決定しました」2016.3.18. <<http://www.meti.go.jp/press/2015/03/20160318003/20160318003.pdf>>

⁵⁴ これは従来の認定（設備認定）を取得済みの案件にも適用され、平成29（2017）年3月31日までに接続契約が締結されていない場合は、原則として認定が失効する。

- ・電力多消費事業者を対象とした賦課金の減免について、省エネへの取組状況等を加味したものとする（※平成 28（2016）年 10 月 1 日施行）。
 - ・調達区分ごとの供給量の状況等を勘案し、経済産業大臣が必要と認める場合は、数年先の調達価格まであらかじめ提示することを可能とする。
 - ・経済産業大臣が、調達区分ごとの調達価格の水準に関する中長期的な目標を示すこととする。
- ③電力システム改革を活かした導入の拡大：
- ・買取義務者を送配電事業者（一般送配電事業者及び特定送配電事業者）に変更し、再生可能エネルギー電気の広域的な融通を円滑化する。

これらの改正内容をめぐっては、送電網への接続契約が認定の条件となることや、入札制を導入することが、大企業に有利に働くとの指摘もある⁵⁵。長期エネルギー需給見通しで掲げた電源構成の実現に向け、透明性の高い運用がますます求められると言えよう。

おわりに

福島第一原発事故を機に、我が国のエネルギー政策は抜本的な見直しを迫られることとなった。具体的には、原子力規制の強化、電力・ガスの自由化、再生可能エネルギー導入の促進が進められた。しかし、原子力規制については、新規規制基準への適合性審査が必ずしも円滑に進んでいないことなどから原子力規制委員会の在り方の見直しを求める意見がある⁵⁶。一方で、原子力規制委員会に対してより厳格な規制や審査を求める意見もある⁵⁷。

電力・ガスの自由化は始まったばかりであり、その実効性は今後の課題である。再生可能エネルギー導入は FIT によって大きく進んでいるが、実際の供給拡大や需要家負担への配慮などの課題は残されている。第 4 次基本計画策定から 3 年が経過したことから、本年、平成 29（2017）年は、基本計画を必要に応じて変更する時期となる。本年 9 月に任期満了となる原子力規制委員長の人事（再任可）とともに、政府内での検討と議論の行方が注目される。

【執筆者一覧】

はじめに	小池拓自
I エネルギー基本計画と長期需給	高品盛也
II-1 エネルギーシステム改革（電力システム改革）	青山寿敏
II-2 エネルギーシステム改革（ガスシステム改革）	渡邊太郎
III-1 原子力（福島第一原発の廃炉措置）	青山寿敏
III-2, 3 原子力（原発再稼働、核燃料サイクル）	小池拓自
IV 再生可能エネルギーの固定価格買取制度	渡邊太郎
おわりに	小池拓自

⁵⁵ 南野彰「再生エネ「太陽光バブル」潰しの改正 FIT 法 中小企業の淘汰や再編が加速」『エコノミスト』4455 号、2016.6.21, pp.84-85.

⁵⁶ 宮崎慶次「原子力規制委員会 4 年目の評価」『エネルギーレビュー』431 号、2016.12, pp.9-10 等。

⁵⁷ 「社説 原発 40 年規制 運転延長に反対する」『朝日新聞』2016.6.21; 「社説 原発の耐震想定 規制委は信頼損なった」『毎日新聞』2016.7.24 等。