

核燃料サイクルの現状と課題

—再処理・プルサーマルをめぐる問題を中心に—

国立国会図書館 調査及び立法考査局
経済産業課 青山 寿敏

目 次

はじめに

I 核燃料サイクルの現状

- 1 核燃料サイクルの概要
- 2 政府の方針
- 3 核燃料サイクル事業の現状

II 核燃料サイクル事業の実施体制

- 1 現行の実施体制
- 2 電力自由化の影響
- 3 実施体制の見直し

III 核燃料サイクルをめぐる論点

- 1 再処理のメリットに関する検証
- 2 核燃料サイクルの課題

IV 英国及びフランスにおける核燃料サイクルの現状

- 1 英国
- 2 フランス

おわりに

要 旨

- ① 我が国は、原子力発電導入の検討を開始した1950年代から今日に至るまで、原発で発生した使用済燃料を再処理し、燃料として再利用する「核燃料サイクル」を推進する方針を継続している。
- ② 我が国の核燃料サイクルでは、再処理によって回収したプルトニウムを基に製造したMOX燃料を高速増殖炉で用いるサイクル（高速増殖炉サイクル）と、軽水炉で用いるサイクル（軽水炉サイクル）という二つのサイクルが想定されているが、どちらも当初の導入計画から大幅に遅延して現在に至っている。
- ③ 政府は、当面の核燃料サイクルは軽水炉サイクルを中心とする方針を示しており、電力各社はこの方針の下、プルサーマル導入計画を策定しているが、福島第一原発事故後の原発再稼働の遅れ等の影響によって、平成27（2015）年度までに全国の16～18基の原子炉でプルサーマルを導入するという目標は見直しを余儀なくされた。
- ④ 核燃料サイクル事業が民間企業によって行われている現状に対しては、電力自由化後の競争環境下における事業の不確実性が指摘されている。政府は、事業の実施主体として新たな認可法人を設置するなど、国の関与を強める方向で対策を検討中である。
- ⑤ 核燃料サイクルには、エネルギーの安定供給を含めた経済的メリットと、放射性廃棄物の減容・有害度低減効果があるとされているが、我が国の現状ではこれらのメリットは限定的との検証結果もある。再処理路線の継続／転換にかかわらず、蓄積し続ける使用済燃料やプルトニウムの管理の問題は早急な対策が必要とされている。
- ⑥ 英国は、将来的に再処理を中止する方針であるが、再処理によって分離したプルトニウムの処分が課題として残されている。英国政府は、MOX燃料としての利用を優先的選択肢として、今後処分方法の検討を進める予定である。
- ⑦ フランスは、商業ベースでの核燃料サイクルを確立している唯一の国であり、福島第一原発事故後も核燃料サイクル推進の方針に変更はない。ただし、再処理分を超えて使用済燃料が増加し続ける状況は当分の間続く見込みである。

はじめに

我が国は、原子力発電導入の検討を開始した 1950 年代から今日に至るまで、原子力発電所（以下「原発」）で発生した使用済燃料を再処理し、燃料として再利用する「核燃料サイクル」を推進する方針を継続してきた。しかし、核燃料サイクル確立に向けた各種計画は大幅な遅延を繰り返しており、また東日本大震災以降のエネルギー情勢の変化によって、核燃料サイクルの実現可能性や意義そのものにも改めて疑問が投げかけられることとなった。

核燃料サイクルについて議論する際の論点としては、大きく分けて①軽水炉サイクルに関する問題、②高速増殖炉サイクルに関する問題、③放射性廃棄物の処分に関する問題の 3 点が挙げられる。本稿では、主として①の軽水炉サイクル、特に再処理・プルサーマルに関する問題を取り上げ、現状と課題を整理する⁽¹⁾。

I 核燃料サイクルの現状

1 核燃料サイクルの概要

核燃料サイクルとは、原発で使用した燃料に含まれるウランとプルトニウムを回収し、新たな燃料として再利用する工程のことである（図 1）⁽²⁾。

原発では、ウラン燃料の核分裂によって発生する熱エネルギーを利用して発電を行うが、原料となる天然ウランには核分裂しやすいウラン（ウラン 235）が 0.7% 程度しか存在せず、残りの 99.3% は核分裂しにくいウラン（ウラン 238）である。このため、「ウラン濃縮」と呼ばれる工程を経て、ウラン 235 の含有量を 3～5% に高めた上で燃料として使用される。

原発で使用した後のウラン燃料には、未反応の大量のウランのほか、ウラン 238 が中性子を吸収することで発生したプルトニウムが約 1% 含まれており、これらを「再処理」と呼ばれる作業によって分離・回収することで、再び燃料として利用することができる（図 2）。原子力委員会の資料によれば、1,000kg の使用済燃料を再処理することで、約 100kg の MOX 燃料⁽³⁾と約 130kg の回収ウラン燃料を生成することができる（図 3）⁽⁴⁾。

新たに製造した MOX 燃料は、当面は通常原発（軽水炉）で利用することになるが、将来的に

* 本稿におけるインターネット情報の最終アクセス日は平成 27（2015）年 11 月 18 日である。

(1) 核燃料サイクルをめぐる諸問題のうち、高速増殖炉サイクルについては、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>、高レベル放射性廃棄物の最終処分については、本号小特集の小池拓自「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 参照。

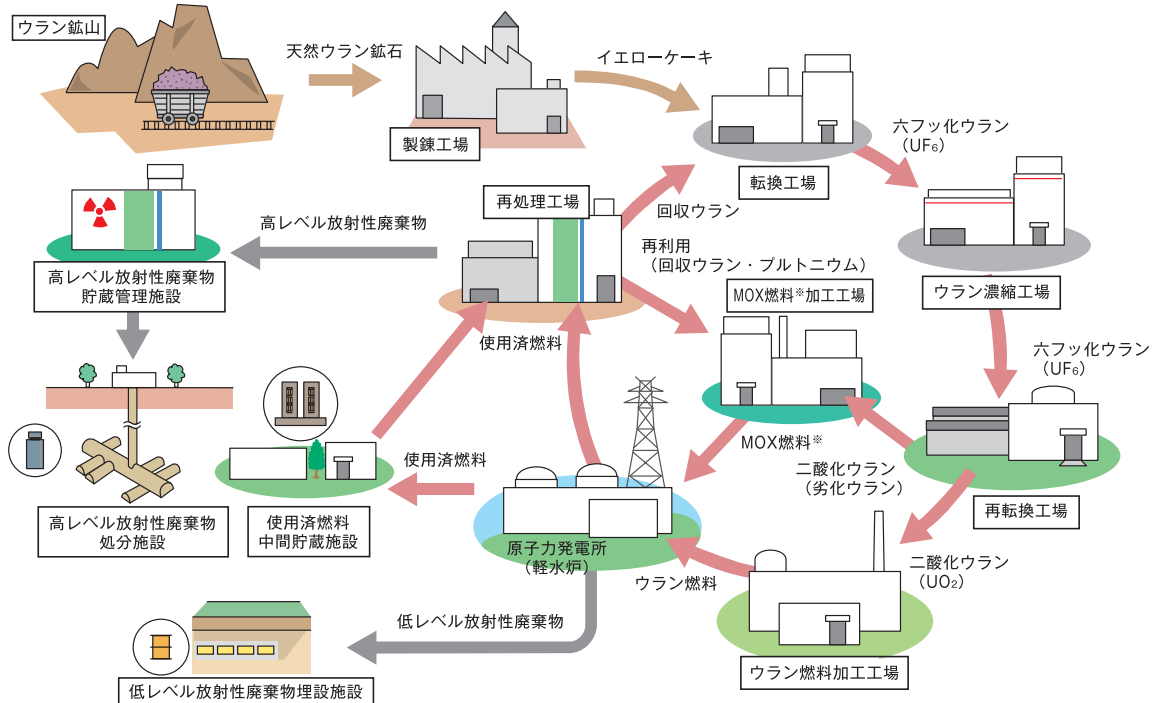
(2) 核燃料サイクルは、広義には、天然ウラン採鉱から核燃料製造までのフロントエンドと使用済燃料再処理・放射性廃棄物処分等のバックエンドの総称である。しかし、使用済燃料をリサイクルし、新たな燃料として利用する工程を特に核燃料サイクルと呼ぶことも広く行われており、本稿では後者の用途に従う。

(3) 混合酸化物（Mixed Oxide）燃料の略称で、再処理によって回収したプルトニウムにウランを混合して製造した燃料のこと。

(4) 我が国では複数の原子炉で回収ウラン燃料の使用実績があるが、総合資源エネルギー調査会電気事業分科会原子力部会が平成 18（2006）年 8 月に取りまとめた「原子力立国計画」において、回収ウランは「国内利用を第一目標とするが、現在ウラン価格は上昇しているもののウラン調達自身に困難は見出されていないこと、ウラン濃縮度が高く備蓄効果も高いことから、当面は、将来のウラン需要に備えた戦略的備蓄と位置付けることが合理的である」とされた。

はプルトニウムの利用効率に優れる高速増殖炉での利用も想定されている。

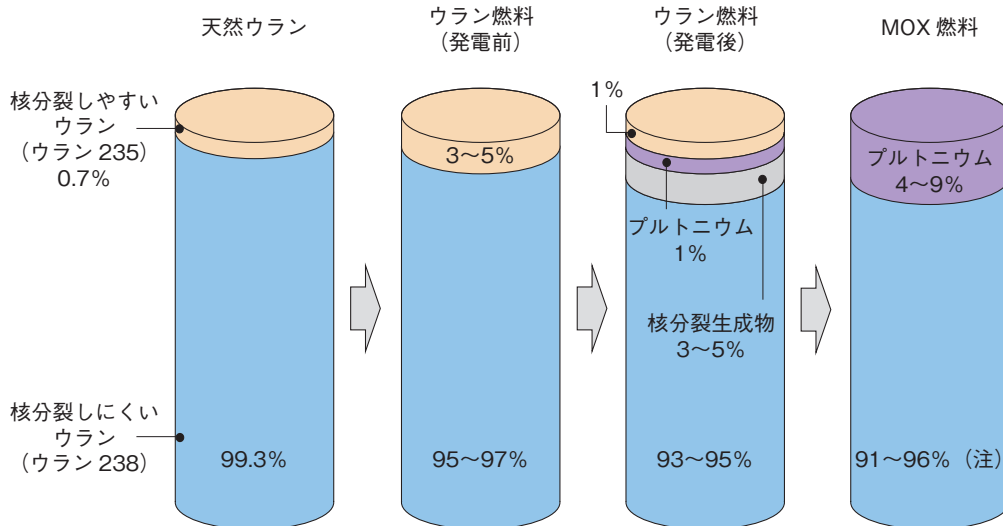
図1 核燃料サイクル（軽水炉燃料サイクル）の概要



※MOX (Mixed Oxide) 燃料：プルトニウムとウランの混合燃料

(出典) 電気事業連合会「原子力・エネルギー図面集 2015」p.7 - 2 - 1. <http://fepec-dp.jp/pdf/07_zumenshu_j.pdf>

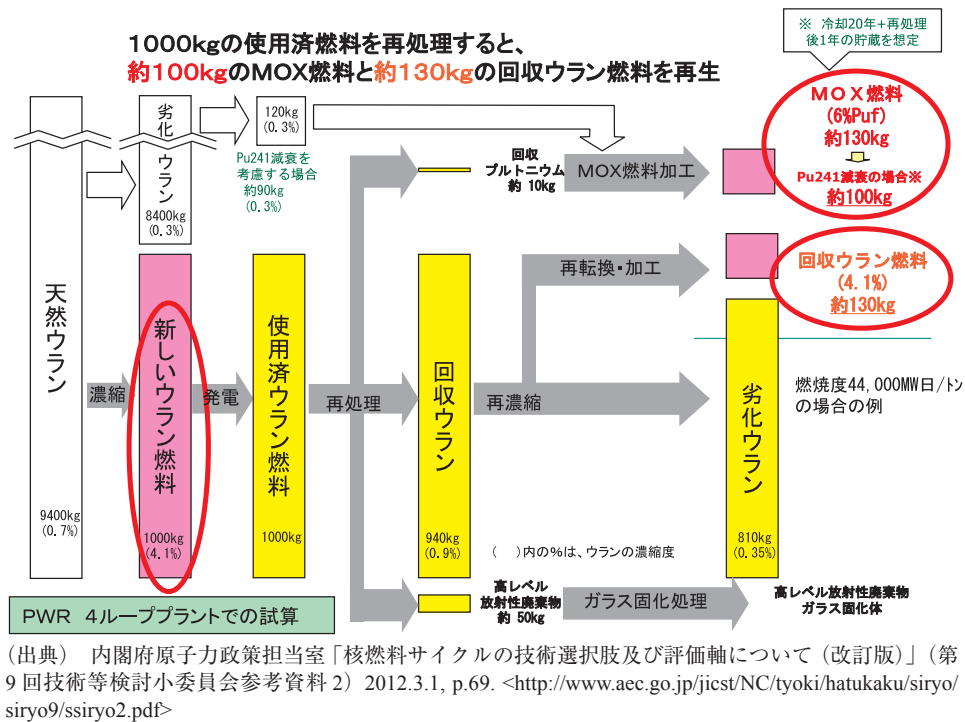
図2 核燃料サイクルにおけるウラン燃料の変化



(注) MOX 燃料中のウランには、ウラン 235 も一部含まれる。

(出典) 電気事業連合会「原子力・エネルギー図面集 2015」pp.7 - 1 - 3, 7 - 5 - 2. <http://fepec-dp.jp/pdf/07_zumenshu_j.pdf> を基に筆者作成。

図3 核燃料サイクルの工程とウラン節約効果



2 政府の方針

(1) 高速増殖炉サイクルと軽水炉サイクル

我が国では、消費した以上の燃料を生成できる高速増殖炉で MOX 燃料を利用することを目標として研究開発が進められてきたが、原型炉「もんじゅ」のトラブルが相次いだこと等により、高速増殖炉の開発スケジュールは遅延を繰り返してきた。プルトニウムの早期利用のために計画された新型転換炉の開発が経済性を理由に中止されたこともあり、平成9(1997)年に、当面の核燃料サイクルは、軽水炉で MOX 燃料を利用する「プルサーマル」を中心とすることが閣議了解された⁽⁵⁾。この方針の下、電力各社によってプルサーマルの導入計画が策定されたが、平成23(2011)年3月に発生した東京電力福島第一原子力発電所事故(以下「福島第一原発事故」)の影響等により、こちらも計画が大幅に遅れている。

このように、我が国の核燃料サイクルは、MOX 燃料を高速増殖炉で用いるサイクル(高速増殖炉サイクル)と、軽水炉で用いるサイクル(軽水炉サイクル)という二つのサイクルが想定されているが、どちらも計画どおりには進んでいない。本稿では、当面実用化の見通しが立っていない高速増殖炉サイクルについては必要に応じて触れるにとどめ、主として軽水炉サイクルの現状と課題について述べる。以下では、特に断りが無い限り、軽水炉サイクルと核燃料サイクルを同義として扱う。

(2) エネルギー基本計画における位置づけ

我が国では、おおむね3年ごとに公表される「エネルギー基本計画」によって、エネルギー政策の基本的な方針が示される⁽⁶⁾。平成26(2014)年4月に閣議決定された第4次エネルギー基本計画では、東日本大震災後のエネルギー情勢の変化を受け、原発依存度を可能な限り低減する方針を示

(5) 「当面の核燃料サイクルの推進について」(平成9年2月4日閣議了解) <<http://www.aec.go.jp/jicst/NC/iinkai/teirei/siry097/siry030/siry001.htm>>

すなどの原子力政策の見直しが行われたものの、核燃料サイクルの方向性に関しては大きな変更は行われなかった⁽⁷⁾(表1)。

表1 エネルギー基本計画における核燃料サイクルの方向性

	第3次エネルギー基本計画(平成22年6月)	第4次エネルギー基本計画(平成26年4月)
位置づけ	使用済燃料を再処理し、回収されるプルトニウム、ウラン等を有効利用する、核燃料サイクルは、限りあるウラン資源の有効利用と高レベル放射性廃棄物の減量化につながる、エネルギー安全保障上重要な取組であり、我が国の基本的方針である。	我が国は、資源の有効利用、高レベル放射性廃棄物の減容化・有害度低減等の観点から、使用済燃料を再処理し、回収されるプルトニウム等を有効利用する核燃料サイクルの推進を基本的方針としている。…(中略)…使用済燃料の処分に関する課題を解決し、将来世代のリスクや負担を軽減するためにも、高レベル放射性廃棄物の減容化・有害度低減や、資源の有効利用等に資する核燃料サイクルについて、これまでの経緯等も十分に考慮し、引き続き関係自治体や国際社会の理解を得つつ取り組むこととし、再処理やプルスーマル等を推進する。 核燃料サイクルに関する諸課題は、短期的に解決するものではなく、中長期的な対応を必要とする。また、技術の動向、エネルギー需給、国際情勢等の様々な不確実性に対応する必要があることから、対応の柔軟性を持たせることが重要である。特に、今後の原子力発電所の稼働量とその見通し、これを踏まえた核燃料の需要量や使用済燃料の発生量等と密接に関係していることから、こうした要素を総合的に勘案し、状況の進展に応じて戦略的柔軟性を持たせながら対応を進める。
使用済燃料の貯蔵	使用済燃料の貯蔵容量拡大は、中長期的に各発電所共通の課題であり、中間貯蔵施設の立地に向けた取組を強化するとともに、国、事業者等の関係者は、貯蔵事業としての中間貯蔵という形態に限らず、広く対応策を検討する。	発電所の敷地内外を問わず、新たな地点の可能性を幅広く検討しながら、中間貯蔵施設や乾式貯蔵施設等の建設・活用を促進するとともに、そのための政府の取組を強化する。
再処理	六ヶ所再処理工場の円滑な竣工・操業開始に向けて、国、研究機関、事業者等の関係者が連携し、残された技術的課題の解決に一体となって取り組む。…(中略)…なお、六ヶ所再処理工場に続く再処理施設について引き続き取組を進める。	安全確保を大前提に、プルスーマルの推進、六ヶ所再処理工場の竣工、MOX燃料加工工場の建設、むつ中間貯蔵施設の竣工等を進める。
プルスーマル	プルスーマルの計画どおりの実施のため、国及び事業者が連携して、地元への申入れに向けた理解促進活動などの取組を推進する。	

(出典) 「エネルギー基本計画」(平成22年6月18日閣議決定) <http://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/pdf/100618honbun.pdf> 及び「エネルギー基本計画」(平成26年4月11日閣議決定) <<http://www.meti.go.jp/press/2014/04/20140411001/20140411001-1.pdf>> を基に筆者作成。

3 核燃料サイクル事業の現状

核燃料サイクルは、国内の原発で使用した燃料を、①発電所や再処理工場に併設された施設で一時的に貯蔵した後に、②使用済燃料からプルトニウムとウランを抽出(再処理)し、③抽出したプルトニウムをウランと混合して燃料に加工(MOX燃料加工)して、④加工燃料を軽水炉で利用する(プルスーマル)というのが一連の流れである(前掲図1~3)。ここでは、各段階における現状を整理する。

- (6) エネルギー利用だけでなく、放射線利用を含む原子力政策の基本的方向性については、原子力委員会がおおむね5年ごとに方針を策定していたが(直近のものは平成17(2005)年10月策定の「原子力政策大綱」、福島第一原発事故後の情勢を踏まえ、原子力委員会は新大綱の策定作業を中断した。その後、原子力委員会の在り方が見直され、新大綱は策定しないこととされた。
- (7) 東日本大震災後、民主党と国民新党の連立政権下で策定されたエネルギー・環境会議「革新的エネルギー・環境戦略」(平成24年9月14日決定) <http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/npu/policy09/pdf/20120914/20120914_1.pdf> においても、2030年代の原発稼働ゼロが目標に掲げられた一方で、国策に協力してきた青森県への配慮等から、核燃料サイクルは従来どおり取り組むこととされた(後述)。

(1) 使用済燃料の貯蔵

原発で使用された燃料は、再処理を行うまでの間、発電所や再処理工場に併設された燃料貯蔵プールで一時的に貯蔵される。我が国では、六ヶ所再処理工場の完成が遅れているために、使用済燃料の貯蔵量は増加を続けており、現時点で発電所内に合計で約 14,400tU（ウラン換算トン⁽⁸⁾）、六ヶ所再処理工場に約 3,000tU の使用済燃料が貯蔵されている。表 2 に示すように、複数の発電所で使用済燃料の貯蔵量が上限に近づきつつあり、貯蔵能力をいかに拡大するかが課題となっている。

表 2 各原子力発電所における使用済燃料の貯蔵状況（平成 26 年 9 月末時点）

発電所名		1 炉心 (tU)	1 取替分 (tU)	管理容量 (tU)	貯蔵量 (tU)	貯蔵割合 (%)
北海道電力	泊	170	50	1,020	400	39
東北電力	女川	260	60	790	420	53
	東通	130	30	440	100	23
東京電力	福島第一	580	140	2,260	2,060	91
	福島第二	520	120	1,360	1,120	82
	柏崎刈羽	960	230	2,910	2,370	81
中部電力	浜岡	410	100	1,740	1,140	66
北陸電力	志賀	210	50	690	150	22
関西電力	美浜	160	50	670	390	58
	高浜	290	100	1,730	1,160	67
	大飯	360	110	2,020	1,420	70
中国電力	島根	170	40	600	390	65
四国電力	伊方	170	50	940	610	65
九州電力	玄海	270	90	1,070	870	81
	川内	140	50	1,290	890	69
日本原子力発電	敦賀	140	40	860	580	67
	東海第二	130	30	440	370	84
合計		5,070	1,340	20,810	14,430	69

(注 1) 管理容量は、原則として「貯蔵容量から 1 炉心 + 1 取替分を差し引いた容量」。

(注 2) 中部電力の浜岡原子力発電所は、1・2 号機の運転終了により、「1 炉心」「1 取替分」を 3~5 号機の合計値としている。

(注 3) 四捨五入の関係で、合計値は各項目を加算した数値と一致しない場合がある。

(注 4) 上記のほかに、六ヶ所再処理工場（最大貯蔵能力 3,000tU）に 2,959tU（平成 27（2015）年 6 月現在）の使用済燃料が貯蔵されている。

(出典) 電気事業連合会「原子力・エネルギー図面集 2015」p.7 - 7 - 1. <http://fepc-dp.jp/pdf/07_zumenshu_j.pdf> を基に筆者作成。

東京電力と日本原子力発電は、両社出資の下にリサイクル燃料貯蔵株式会社を設立し、使用済燃料を発電所敷地外で一時的に貯蔵（中間貯蔵）するための「リサイクル燃料備蓄センター」（青森県むつ市）の建設を進めている（現在、原子力規制委員会が新規規制基準への適合性を審査中）。同センターは最終的な貯蔵容量が 5,000tU となる計画であり、このうち東京電力が 4,000tU、日本原子力発電が 1,000tU を使用することになっている。過去には他の電力会社でも中間貯蔵施設の建設を目指す動きがあったが、地元の反対等によって計画の具体化には至っておらず、リサイクル燃料備蓄センターが現時点で国内唯一の中間貯蔵施設となっている。各発電所では、複数炉での貯蔵施設の共用化、所内貯蔵施設の増設などの対応が行われているが、抜本的な問題解決には至っていない。

(8) 使用済燃料中の金属ウランの重量。

政府は、平成 27 (2015) 年 10 月 6 日の最終処分関係閣僚会議で、「使用済燃料対策に関するアクションプラン」を決定した⁽⁹⁾。このアクションプランでは、使用済燃料対策について、「政府がこれまで以上に積極的に関与しつつ、… (中略) …貯蔵能力の拡大に向けた取組の強化を官民が協力して推進する」とされており、具体的には、使用済燃料対策を検討するための協議会の設置 (構成員は経済産業省と事業者)、事業者に対する「使用済燃料対策推進計画」策定の要請、乾式貯蔵施設の立地自治体に対する交付金の拡大等の取組が示されている。

(2) 再処理

再処理とは、使用済燃料からウランとプルトニウムを分離回収する工程のことである。再処理される使用済燃料は、細かくせん断された後に硝酸溶液に溶解され、分離、精製、脱硝を経てウラン酸化物とウラン・プルトニウム混合酸化物が生成される。この過程で発生する放射性廃液は、ガラスと混合した「ガラス固化体」と呼ばれる形態で 30~50 年程度冷却・貯蔵した後に、地中深くに埋設する (地層処分) 計画となっている。

我が国では、昭和 44 (1969) 年から平成 13 (2001) 年にかけて英国とフランスに使用済燃料の再処理を委託 (累計 7,100tU) するとともに、昭和 52 (1977) 年から平成 19 (2007) 年まで国立研究開発法人日本原子力研究開発機構 (平成 10 (1998) 年まで動力炉・核燃料開発事業団、平成 10 (1998) 年から平成 17 (2005) 年まで核燃料サイクル開発機構) が所有する東海再処理施設 (茨城県東海村、処理能力: 210tU/年) で再処理が行われてきた (累計 1,140tU)⁽¹⁰⁾。現在、新たな再処理施設として、日本原燃株式会社⁽¹¹⁾ が運営する六ヶ所再処理工場 (青森県六ヶ所村、処理能力: 800tU/年⁽¹²⁾) の建設が進められており⁽¹³⁾、平成 26 (2014) 年 1 月以降、原子力規制委員会が新規制基準への適合性審査を行っている。ただし、六ヶ所再処理工場はこれまで 23 回にわたって竣工時期が延期されており、直近では平成 27 (2015) 年 11 月に、完工目標が平成 28 (2016) 年 3 月から平成 30 (2018) 年度上期に変更されている。また、使用済 MOX 燃料の再処理については、六ヶ所再処理工場での実施は想定されておらず、別途の検討課題となる (後述)。

(3) MOX 燃料加工

再処理によって使用済燃料から回収したプルトニウムは、ウランと混合後、MOX 燃料に加工される。原則として、海外への再処理委託によって回収したプルトニウムは海外で、国内での再処理によって回収したプルトニウムは国内で、それぞれ MOX 燃料への加工が行われる。

これまで、国内では商用の MOX 燃料加工は行われておらず、電力各社は英国及びフランスに燃料加工を委託し、製造された MOX 燃料を輸入してきた。現在、青森県六ヶ所村に、日本原燃が運

(9) 最終処分関係閣僚会議「使用済燃料対策に関するアクションプラン (案)」(第 4 回最終処分関係閣僚会議資料 1-2) 2015.10.6. <http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/saisyu_syobun_kaigi/dai4/siryou1-2.pdf>

(10) 内閣府原子力政策担当室「核燃料サイクルを巡る現状について」(第 4 回新大綱策定会議資料 2-1) 2011.2.21. <<http://www.aec.go.jp/jicst/NC/tyoki/sakutei/siryo/sakutei4/siryo2-1.pdf>> なお、現在、東海再処理施設は日本原子力研究開発機構によって廃止に向けた検討が進められている。

(11) 核燃料サイクルの事業主体として設立された株式会社。日本原燃サービス (昭和 55 (1980) 年設立) と日本原燃産業 (昭和 60 (1985) 年設立) が平成 4 (1992) 年に合併して発足。主な株主は原発を有する電力 9 社と日本原子力発電。

(12) 100 万 kW 級原発約 40 基分の年間使用済燃料を処理する能力に相当する。

(13) 平成 18 (2006) 年からは使用済燃料を用いた試験運転 (アクティブ試験) も行われている。

営する MOX 燃料工場（製造能力：130tHM（金属重量トン⁽¹⁴⁾）/年）の建設が進められており、平成 26（2014）年 1 月から原子力規制委員会による新規制基準への適合性審査が行われている。なお、審査の長期化等を背景に、日本原燃は平成 27（2015）年 11 月に、MOX 燃料工場の竣工予定を平成 29（2017）年 10 月から平成 31（2019）年度上期に変更している。

(4) プルサーマル

我が国では、原発を所有する各社がプルサーマルの導入計画を策定しており、直近の計画（平成 21（2009）年 6 月発表）では、平成 27（2015）年度までに全国の 16～18 基の原子炉でプルサーマルを導入するとの目標が掲げられていた⁽¹⁵⁾。平成 21（2009）年 12 月に、我が国初のプルサーマルによる営業運転が九州電力玄海原発 3 号機で開始され、平成 23（2011）年までに四国電力伊方原発 3 号機、東京電力福島第一原発 3 号機、関西電力高浜原発 3 号機でもプルサーマルが実施された。しかし、福島第一原発事故後、既設の原発が稼働するためには厳格化された新規制基準への適合性審査を通過することが必要になったことから、事故後に停止した発電所の再稼働は大幅に遅延し、プルサーマル計画に示された目標の実現は極めて困難になった。電気事業連合会は、平成 26（2014）年 11 月、プルサーマル導入時期の目標を再検討すると発表した⁽¹⁶⁾。

また、プルサーマルの実施に当たっては、事業者と立地自治体（道県及び市町村）間の安全協定に基づき、事前に自治体の了承を得ることが前提になる。しかし、事故以前から、プルサーマルの安全性に対する懸念等を背景に、多くの自治体はプルサーマル導入に対して慎重な姿勢を示しており、再稼働後もプルサーマルの実施に地元の理解が得られるかは不透明である。

II 核燃料サイクル事業の実施体制

1 現行の実施体制

我が国では、核燃料サイクル事業は原子力事業者（沖縄電力を除く電力会社 9 社と日本原子力発電）の共同事業として行われている。原子力事業者は、核燃料サイクル事業の実施主体である日本原燃に共同出資するとともに、社債・借入金の債務保証も行っている。

また、特に巨額な費用と長い期間を要する再処理とその関連事業（再処理に伴って発生する放射性廃棄物の処理・管理等。以下まとめて「再処理等」）については、法律によって原子力事業者（条文上は特定実用発電用原子炉設置者）が必要な資金を使用済燃料再処理等積立金として毎年積み立てることとされており、その額は、使用済燃料の発生状況、再処理施設の再処理能力及び稼働状況、再処理等に要する費用等を基礎として、事業者ごとに経済産業大臣が算定して通知することとされている（「原子力発電における使用済燃料の再処理等のための積立金の積立て及び管理に関する法律」（平成 17 年法律第 48 号））。

この積立金を管理するため、経済産業大臣の指定によって公益財団法人原子力環境整備促進・資

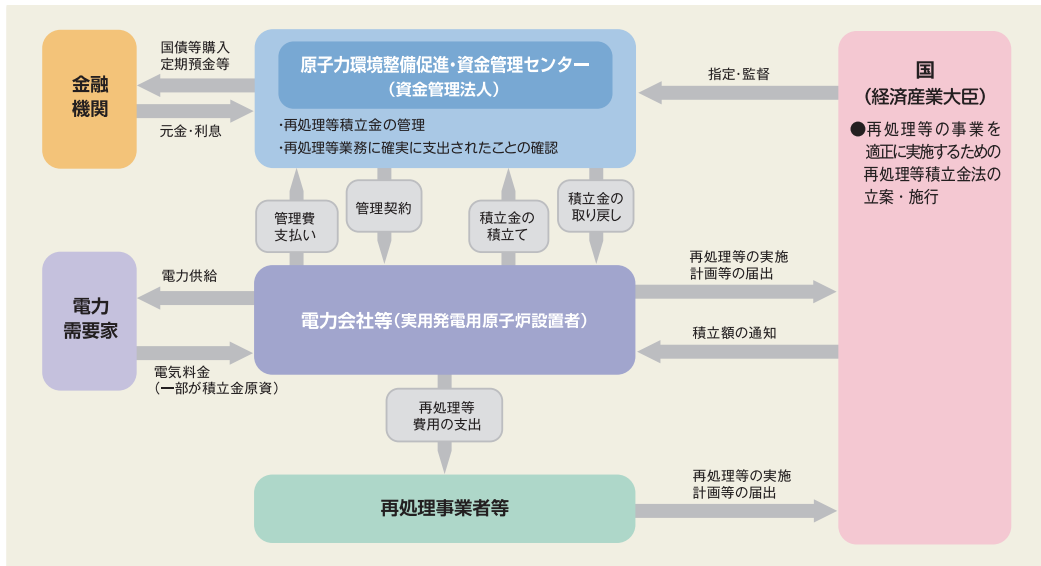
(14) MOX 燃料中のプルトニウムとウランの金属成分の重量。

(15) 電気事業連合会「プルサーマル計画の見直しについて」2009.6.12. <http://www.fepec.or.jp/about_us/pr/sonota/1198266_1511.html> なお、平成 9（1997）年に発表された当初計画では、平成 22（2010）年度までに 16～18 基の原子炉でプルサーマルを導入する目標が示されていたが、計画の遅れを受けて平成 21（2009）年に見直しが行われた。

(16) 電気事業連合会「プルサーマル計画に関する新聞報道等について」2014.11.18. <https://www.fepec.or.jp/about_us/pr/oshirase/1243616_1458.html>

金管理センター（以下「原環センター」）が再処理等積立金の資金管理人に指定されており、原環センターは平成 17（2005）年から再処理等積立金の管理・運用等の業務を行っている（図 4）。積立金は各事業者に帰属しており、事業者は、再処理等の実施に必要な費用を、経済産業大臣の承認を受けた上で、原環センターから取り戻して日本原燃に支払う。これまでの積立額、取戻額、積立金残高の推移は表 3 のとおりである。

図 4 再処理等事業の資金管理



（出典） 原子力環境整備促進・資金管理センター「再処理等積立金管理業務に係わる基本的スキーム」<<http://www.rwmc.or.jp/financing/reprocess/financing1.html>>

表 3 再処理等積立金残高の推移

（単位：億円）

年度	平成 17	平成 18	平成 19	平成 20	平成 21	平成 22
積立額	10,432	7,036	5,940	5,532	5,788	5,854
取戻額	47	4,942	2,737	2,825	2,733	2,882
積立金残高	10,384	12,478	15,682	18,388	21,443	24,415

年度	平成 23	平成 24	平成 25	平成 26	計
積立額	5,007	1,838	1,773	1,730	50,934
取戻額	2,852	2,757	2,666	2,684	27,129
積立金残高	26,571	25,653	24,759	23,805	—

（注） 億円未満は切り捨て。

（出典） 原子力環境整備促進・資金管理センター「再処理等積立金の運用実績について」p.1. <http://www.rwmc.or.jp/financing/file/H26_saisyori_zisseki.pdf> を基に筆者作成。

2 電力自由化の影響

我が国では、小売参入の全面自由化と料金規制の撤廃を主軸とする電力システム改革が進められている。現行のスケジュールでは、平成 28（2016）年 4 月に電力小売事業への参入が全面自由化され、平成 32（2020）年以降にこれまで総括原価方式によって行われてきた電気料金の規制が撤廃される予定である⁽¹⁷⁾。

(17) 経済産業省「電気事業法等の一部を改正する等の法律案について（参考資料集）」2015.3. <<http://www.meti.go.jp/press/2014/03/20150303001/20150303001-4.pdf>>

現在、六ヶ所再処理工場における事業に要する費用は、使用済燃料再処理等発電費として各原子力事業者が料金原価に計上することで電力消費者から回収を行っており、また前述のとおり日本原燃への出資と債務保証も原子力事業者が共同で行っている。しかし、原子力事業者から日本原燃への資金の支払いは事業者間の民間契約に基づくものであり、法的に義務づけられたものではない。このため、今後、電力自由化による事業者間の競争の進展や総括原価方式の撤廃によって原子力事業者の経営状態が悪化した場合、再処理事業に必要な資金を安定的に確保することが困難になる可能性がある。また、事業の実施主体である日本原燃は民間企業であるため、経営上の判断等によって再処理事業から撤退することや、企業そのものを解散することに対して法的な規制は存在しない。このように、核燃料サイクル事業は民間企業によって行われているために不確実性があり、電力自由化後の競争環境下において事業を安定的に実施するためには、国による一定の関与が必要との指摘がなされてきた⁽¹⁸⁾。

3 実施体制の見直し

平成 26 (2014) 年 4 月に閣議決定されたエネルギー基本計画を受けて原子力事業全般について今後の方向性を検討した経済産業省総合資源エネルギー調査会原子力小委員会の中間整理 (平成 26 (2014) 年 12 月発表) では、核燃料サイクル事業の資金について、従来の積立金方式を見直し、事業者が拠出金の形で発電時に資金を支払うことで安定的に事業実施が確保されるスキームを構築すべきとの方針が示された。さらに、競争環境下における核燃料サイクルの事業実施主体の在り方について、認可法人の形式等によって事業主体を確保すべき、事業者が責任を持って事業を遂行できる体制とすべき、国が責任を負った上で民間企業へ業務を委託すべき、民間企業の活力を損なわない形とすべき等の有識者の意見を取り上げた上で、「安定的な事業の実施と民間活力の発揮を両立させるよう検討を行うべき」とされた。⁽¹⁹⁾

この中間整理を受けて、平成 27 (2015) 年 7 月に原子力小委員会の下に原子力事業環境整備検討専門ワーキンググループが設置され、核燃料サイクル事業の在り方について検討が開始された。同年 8 月に開催された第 3 回会合では、再処理事業の実施主体として、日本原燃に代わって新たな認可法人を設置する枠組みが示された (図 5)⁽²⁰⁾。この認可法人は法の規定によらなければ解散ができず、また原子力事業者に対する再処理等費用の強制徴収権が付与されることが想定されている。この認可法人は、「日本原燃に蓄積された技術、人材、設備等を最大限活用」とされており、日本原燃は、認可法人からの業務委託等を通じて再処理等の事業を継続する見込みである。原子力事業者は、認可法人に対して再処理等費用の拠出が義務づけられるが、拠出金は各事業者に帰属するのではなく、認可法人に帰属する。これによって、仮に今後原子力事業者が破たんした場合に、拠出金が債権者に対する弁済等に充当され、実施主体に渡らない可能性を防ぐ仕組みである。国は、業務規定に関する主務大臣による承認、提出された事業実施計画の確認等を通じて、認可法人に対して必要な関与を行う。さらに、新たな枠組みでは、拠出金の対象を全ての使用済燃料の再処理等

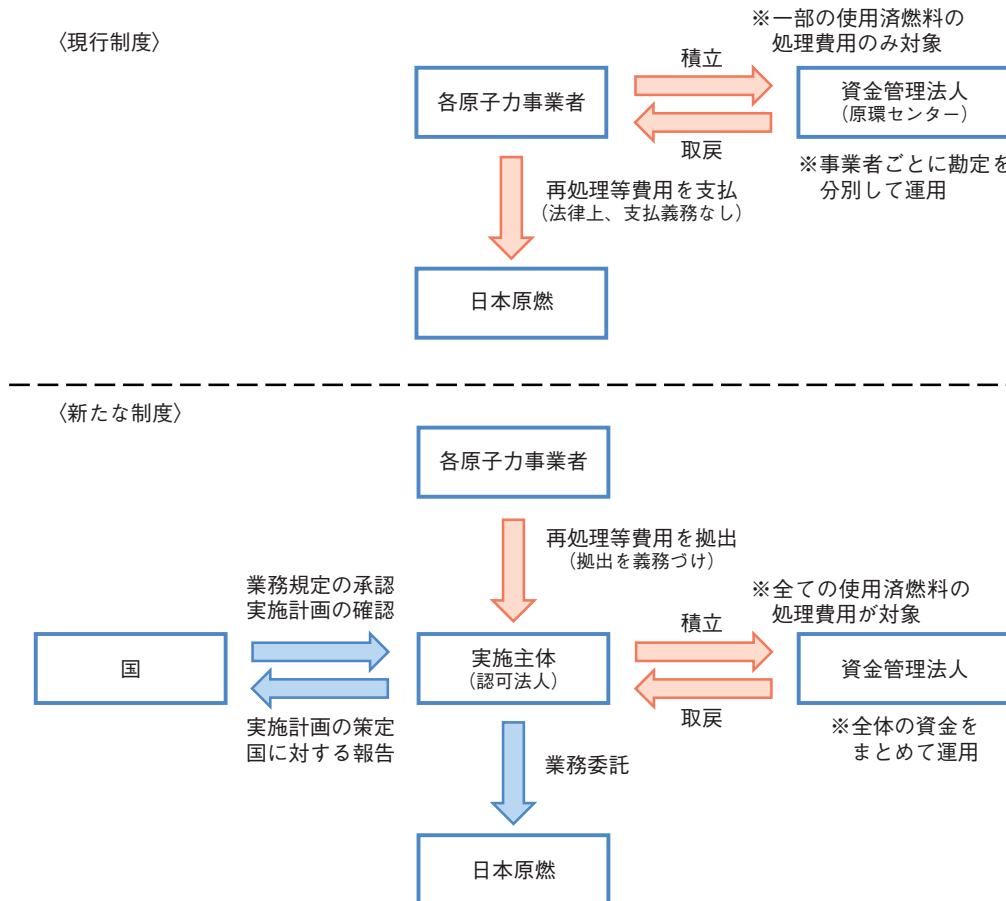
(18) 例として、「電気事業法等の一部を改正する等の法律案に対する附帯決議」(第 189 回国会衆議院経済産業委員会議録第 15 号 平成 27 年 5 月 20 日)。

(19) 原子力小委員会「原子力小委員会の中間整理」2014.12. <http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/denkijigyoutu/genshiryoku/pdf/report01_01.pdf>

(20) 資源エネルギー庁「新たな事業環境下で生じる実施面での諸課題への対応について」(第 3 回原子力事業環境整備検討専門ワーキンググループ資料 3) 2015.8. <http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/denkijigyoutu/kentou_senmon/pdf/003_03_00.pdf>

費用に拡大することや⁽²¹⁾、これまで事業者ごとに勘定を分別していた資金運用を一体管理に移行することなども盛り込まれている。

図5 再処理等事業の実施体制のイメージ



(出典) 資源エネルギー庁「新たな事業環境下で生じる実施面での諸課題への対応について」(第3回原子力事業環境整備検討専門ワーキンググループ資料3) 2015.8, pp.5, 7. <http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/denkijigyoku/kentou_senmon/pdf/003_03_00.pdf>等を基に筆者作成。

上記の見直しによって、政府は、競争環境下でも民間企業の経営判断等によって方向性が左右されることのない、安定的な事業体制を確保したい考えである。同年10月に開催された第4回会合では、認可法人に対するガバナンスを確保するための外部有識者委員会の設置や、抛出金制度の対象範囲の拡大(MOX燃料加工等の費用の追加)などの方針が示された。経済産業省は、平成27(2015)年内にも結論を取りまとめ、平成28(2016)年の通常国会に関連法案を提出する方針である。

ただし、上記の枠組みには原子力事業者の費用負担に関する国の支援は含まれておらず、競争環境下で各事業者がいかにか核燃料サイクル事業に必要な資金を確保し続けるか、という点は課題として残されている⁽²²⁾。また、核燃料サイクル事業の拠点である六ヶ所村からは、再処理等の事業に対する国の関与が強まることで、日本原燃によって行われてきた地域振興策(地域住民の雇用や関連業務への地元企業の参画等)が維持されなくなることを懸念する声が上がっている⁽²³⁾。

(21) 従来の積立金制度は六ヶ所再処理工場における再処理等事業に要する費用が対象であり、六ヶ所再処理工場の処理量を超える使用済燃料の再処理等に要する費用(いわゆる第二再処理工場に関する費用等)については法的な枠組みが存在しなかった。

(22) 「核燃料サイクル 国関与強化 再処理事業を監督下に」『朝日新聞』2015.9.1.

Ⅲ 核燃料サイクルをめぐる論点

1 再処理のメリットに関する検証

(1) 経済性

我が国は、ウラン資源のほぼ全量を輸入に依存しており、核燃料サイクルによってウランを有効に活用することは、エネルギーの安定供給、安全保障に寄与するとされてきた。しかし、理論上ウランの利用効率が100倍以上高まるとされる高速増殖炉サイクルと比較して、軽水炉サイクルによるウランの節約効果は1~2割程度であり、当面ウラン資源枯渇のおそれがない現状ではウラン節約によるメリットを享受しにくい環境にある。日本原燃の試算によれば、ウラン燃料とMOX燃料それぞれについて燃料加工から再処理、放射性廃棄物処分までの一連のサイクルに要するコストを比較すると、MOX燃料の利用が有利となるのはウラン価格が260~390ドル/kgU以上の場合であり、過去には実際にウラン価格がこの価格帯まで高騰したことがあるものの、近年のウランスポット価格（100ドル/kgU前後）と比べると倍以上の水準となっている⁽²⁴⁾。また、この試算は両サイクルとも再処理を実施する場合の比較であり、再処理と直接処分のコスト差も考慮する場合、核燃料サイクルの経済性を説くのはより難しくなってくる。

平成23（2011）年にコスト等検証委員会からの依頼に基づいて原子力委員会が実施した試算によると、使用済燃料全量を再処理する「再処理モデル」のコストは1.98円/kWh、使用済燃料全量を直接処分する「直接処分モデル」のコストは1.00~1.02円/kWhであった（表4、数値はフロントエンド・バックエンドの合計で、割引率3%の場合。なお当該試算では、再処理前に使用済燃料の一部を中間貯蔵する「現状モデル」の試算も実施）。コストの内訳をみると、燃料製造段階のコストは再処理モデル、直接処分モデル間で大きな差はなく、再処理等のコスト1.03円/kWhが再処理モデルにおける全体コストの半分以上を占めるとともに、再処理モデルと直接処分モデルのコスト差にはほぼそのまま反映されていることが分かる。今後、新興国における原子力発電の増加等によってウラン資源の需要は高まることが予想されているため、将来的に核燃料サイクルによるウラン節約効果がエネルギーの安定供給、安全保障に寄与する可能性はあるものの、少なくとも現時点では、核燃料サイクルの実施によって得られる経済的メリットは少ない一方で、再処

表4 核燃料サイクルのコスト試算（単位：円/kWh）

項目	再処理モデル	直接処分モデル	現状モデル
ウラン燃料	0.73	0.81	0.77
MOX燃料	0.15	—	0.07
（フロントエンド計）	0.88	0.81	0.84
再処理等	1.03	—	0.46
中間貯蔵	—	0.09	0.05
高レベル廃棄物処分	0.08	—	0.04
直接処分	—	0.10~0.11	—
（バックエンド計）	1.11	0.19~0.21	0.55
計	1.98	1.00~1.02	1.39

（注）四捨五入の関係で、合計値は各項目を加算した数値と一致しない場合がある。

（出典）原子力委員会事務局編「核燃料サイクルコストの試算」（原子力発電・核燃料サイクル技術等小委員会資料集1）2011.11.10、p.32。<http://www.aec.go.jp/jicst/NC/about/kettei/seimei/111110_1.pdf>を基に筆者作成。

23 「再処理事業 新認可法人 原燃に委託 国が監督」『東奥日報』2015.9.1。なお、日本原燃は、青森県及び六ヶ所村との間で、地域振興を積極的に図る旨の協定を締結している（「原子燃料サイクル施設の立地への協力に関する基本協定書」1985.4.18。青森県ウェブサイト <<http://www.pref.aomori.lg.jp/soshiki/energy/g-richi/files/siryou7.pdf>>）。

24 日本原燃「原子燃料サイクルのコスト計算について（補足説明）」（第4回技術等検討小委員会資料2）2011.11.8。<<http://www.aec.go.jp/jicst/NC/tyoki/hatukaku/siryo/siry04/siry02.pdf>>；内閣府原子力政策担当室「核燃料サイクルの技術選択肢及び評価軸について（改訂版）」（第9回技術等検討小委員会参考資料2）2012.3.1。<<http://www.aec.go.jp/jicst/NC/tyoki/hatukaku/siryo/siry09/ssiry02.pdf>>

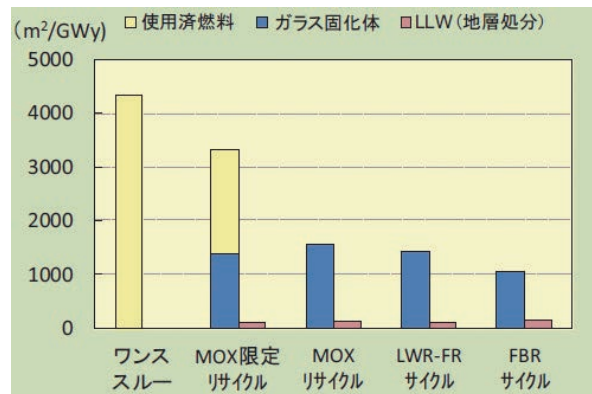
理等の事業に多額の費用が投入されているのが実情といえる。

(2) 高レベル放射性廃棄物の減容と有害度低減

エネルギーの安定供給を含めた核燃料サイクルの経済的メリットが薄れる中で、高レベル放射性廃棄物の減容・有害度低減というもう一つのメリットが注目されるようになった。資源エネルギー庁の資料によれば、使用済燃料を直接処分する場合と比較して、軽水炉サイクルでは高レベル放射性廃棄物の体積を約 1/4 に低減できるとされている（表5）。放射性廃棄物の減容は最終処分場の面積縮小につながることから、最終処分地の選定が進んでいない我が国の実情を考えると、核燃料サイクルの導入メリットは少なくないとの見方がある⁽²⁵⁾。また、同じ資源エネルギー庁の資料によれば、再処理の実施によって高レベル放射性廃棄物からウラン、プルトニウムが除かれるため、放射能による有害度を低減することができ、軽水炉サイクルの場合、高レベル放射性廃棄物の有害度が天然ウラン並みになるまでの期間を約 1/12 に短縮できるとされている。

ただし、上記の数値は使用済 MOX 燃料を再処理する場合であり、使用済 MOX 燃料を直接処分する場合、これらのメリットは上記ほど大きくはならない。その理由の一つは、使用済 MOX 燃料の発熱量の問題である。使用済 MOX 燃料は発熱量が大きいために、直接処分を実施する場合、通常の使用済燃料よりも広いスペースを必要とする。原子力委員会は、使用済 MOX 燃料の発熱量及び直接処分に必要な面積をととも通常の使用済燃料の 4 倍としており、結果として使用済 MOX 燃料を直接処分する場合、単位発電量当たりの処分場面積の縮小効果は 25% 程度との試算を示している（図6）。また、使用済 MOX 燃料を直接処分する以上、放射性廃棄物の有害度の低減効果も部分的なものになることは明らかである。

図6 単位発電量当たりの放射性廃棄物の処分場面積



(注) LLW：低レベル放射性廃棄物、フランススルー：直接処分、MOX 限定リサイクル：ウラン燃料のみ再処理、MOX リサイクル：全量再処理、LWR-FR サイクル：MOX 燃料を高速炉で利用（燃料増殖は行わない）、FBR サイクル：MOX 燃料を高速増殖炉で利用。
 (出典) 内閣府原子力政策担当室「核燃料サイクルの技術選択肢及び評価軸について（改訂版）」（第9回技術等検討小委員会参考資料2）2012.3.1, p.45. <<http://www.aec.go.jp/jicst/NC/iinkai/teirei/siryoy22/siryoy1-2.pdf>>

表5 再処理による放射性物質の発生体積と有害度の低減効果

	直接処分	再処理		
		軽水炉	高速炉	
発生する高レベル放射性廃棄物	使用済燃料	ガラス固化体		
発生体積比	1	約 0.22	約 0.15	
潜在的有害度	天然ウラン並になるまでの期間	約 10 万年	約 8000 年	約 300 年
	1000 年後の有害度	1	約 0.12	約 0.004

(出典) 資源エネルギー庁「核燃料サイクルの意義」<http://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/nuclear/001/pdf/001_03_002.pdf> を基に筆者作成。

(25) 河田東海夫「日本の核燃料サイクル—その意味と歴史的重み—」『ATOMOS（日本原子力学会誌）』634号, 2012.4, pp.235-242.

このように、再処理による放射性廃棄物の減容及び有害度低減効果を十分に生かすためには使用済 MOX 燃料の再処理が前提となるが、現在建設中の六ヶ所再処理工場では使用済 MOX 燃料を再処理することは想定されていない。平成 17（2005）年 10 月に閣議決定された「原子力政策大綱」では、六ヶ所再処理工場に続くいわゆる第二再処理工場について、平成 22（2010）年頃から検討を開始するとされていたが、平成 23（2011）年 3 月の福島第一原発事故後、今日に至るまで具体的な検討は進んでいない。

2 核燃料サイクルの課題

(1) 使用済燃料の扱いをめぐる問題

一部の有識者からは、再処理による経済性や放射性廃棄物の減容等のメリットはわずかででありながら、現時点で再処理を継続せざるを得ない最大の理由は、再処理路線を転換した場合、使用済燃料の行き場がなくなるためであるとの指摘がなされている⁽²⁶⁾。前述のように、現時点で国内の原発に合計で約 14,400tU、六ヶ所再処理工場に約 3,000tU の使用済燃料が存在するが、これらは再処理を前提に貯蔵されているものであり、仮に再処理が中止された場合にどのように扱われるかは明らかではない⁽²⁷⁾。

平成 10（1998）年 7 月に、青森県と六ヶ所村は、使用済燃料の搬入に当たって、日本原燃と、「再処理事業の確実な実施が著しく困難となった場合には、青森県及び六ヶ所村と日本原燃株式会社が協議のうえ、日本原燃株式会社は、使用済燃料の施設外への搬出を含め、速やかに必要かつ適切な措置を講ずるものとする」との覚書を締結している⁽²⁸⁾。このため、国が使用済燃料の再処理を推進する方針を変更した場合、六ヶ所再処理工場への使用済燃料搬入の中止や搬入済の使用済燃料の返送を求められる可能性がある。また、仮に再処理を中止した場合、中間貯蔵後の使用済燃料の行き先が不透明になるため、中間貯蔵施設の立地が困難になる可能性も指摘されている。使用済燃料の直接処分を含めて核燃料サイクルの方向性を検討した原子力委員会の報告書（平成 16（2004）年 11 月発表）では、使用済燃料を再処理する方針を採用する理由の一つとして、再処理路線から直接処理路線に政策変更を行った場合、「原子力発電所からの使用済燃料の搬出が困難になって原子力発電所が順次停止する事態が発生することや中間貯蔵施設と最終処分場の立地が進展しない状況が続くことが予想されること」を挙げている⁽²⁹⁾。

実際、東日本大震災及び福島第一原発事故の発生を受けて民主党・国民新党連立政権下でエネルギー政策の見直しが行われた際、青森県の三村申吾知事は、再処理事業が中止される場合は使用済燃料の県外搬出を求める可能性に言及し⁽³⁰⁾、六ヶ所村議会も、再処理から撤退する場合は使用済

(26) 鈴木達治郎「福島原発事故後の再処理政策」『科学』961号, 2012.9, pp.1006-1014; 田窪雅文, フランク・フォンヒッペル「使用済み燃料をどうするか—脱再処理と使用済み燃料・プルトニウム管理の新たなアプローチ—」『科学』974号, 2013.10, pp.1141-1151.

(27) 高レベル放射性廃棄物の最終処分に関する枠組みを定めた「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）において、使用済燃料は最終処分を実施する対象に含まれていない。また、仮に最終処分が法的に実施可能になったとしても、現行の計画では最終処分の開始は平成 40 年台後半以降とされており、それまでの間は何らかの形で使用済燃料を貯蔵する必要がある。

(28) 青森県「青森県の原子力行政」2015.2, p.152. <<http://www.pref.aomori.lg.jp/soshiki/energy/g-richi/files/27gensiryokugyosei.pdf>>

(29) 原子力委員会新計画策定会議「核燃料サイクル政策についての中間取りまとめ」（第 13 回新計画策定会議参考資料 1）2004.11.12. <<http://www.aec.go.jp/jicst/NC/tyoki/sakutei2004/ronten/20041112.pdf>>

燃料の村外搬出や損害賠償等を求める意見書を提出した⁽³¹⁾。結果として、平成 24 (2012) 年 9 月に決定された「革新的エネルギー・環境戦略」では、2030 年代の原発稼働ゼロが目標として掲げられた一方で、核燃料サイクルについては、国策に協力してきた青森県への配慮や前述の覚書の存在等を踏まえ、「引き続き従来の方針に従い再処理事業に取り組む」と記されることになった⁽³²⁾。

(2) プルトニウムの管理をめぐる問題

(i) 分離プルトニウムの蓄積

我が国は、平成 3 (1991) 年に原子力委員会が発表した「我が国における核燃料リサイクルについて」において、「今後の核燃料リサイクル計画の推進に当たって必要な量以上のプルトニウムを持たないようにする」ことを原則として掲げており⁽³³⁾、表現に多少の変更はあるものの、今日までこの原則は維持されている。しかし、プルトニウムの将来的な利用方法として想定されていた高速増殖炉は導入のめどが立たず、またプルサーマルの実施も当初計画から大幅に遅れる中、国内外での再処理によって分離したプルトニウムの総量は増加の一途をたどっている。内閣府の発表によれば、平成 26 (2014) 年末における我が国の分離プルトニウム保有量は、国内保管分 10.8t (7.3t)、英仏保管分 37.0t (24.5t) で、合計 47.8t (31.8t) である (括弧内は核分裂性プルトニウムの量)⁽³⁴⁾。

電気事業連合会が平成 22 (2010) 年 3 月に発表したプルトニウム利用計画では、平成 27 (2015) 年以降、16~18 基の軽水炉で 1 年当たり 5.5~6.5t の核分裂性プルトニウムを消費する計画となっていた (表 6)。しかし、福島第一原発事故を受けて原発の稼働に必要な審査が大幅に厳格化されたことから、平成 27 (2015) 年 10 月末時点ではプルサーマルを実施予定の原子炉は 1 基も稼働していない。

今後、六ヶ所再処理工場が本格稼働して年間 800tU の使用済燃料を再処理する場合、毎年 4t 強の核分裂性プルトニウムが回収される見込みであり⁽³⁵⁾、プルトニウムの需給バランスを保

表 6 プルトニウム利用計画における年間利用量の想定

発電所		年間利用目安量 (t/年)
北海道電力	泊 3 号機	0.2
東北電力	女川 3 号機	0.2
東京電力	福島第一 3 号機を含む 3~4 基	0.9~1.6
中部電力	浜岡 4 号機	0.4
北陸電力	志賀	0.1
関西電力	高浜 3、4 号機、大飯 1~2 基	1.1~1.4
中国電力	島根 2 号機	0.2
四国電力	伊方 3 号機	0.4
九州電力	玄海 3 号機	0.4
日本原子力発電	敦賀 2 号機、東海第二	0.5
電源開発	大間	1.1
合計		5.5~6.5

(注) 数値は、平成 27 (2015) 年度以降における核分裂性プルトニウムの年間利用目安量として、平成 22 (2010) 年に電気事業連合会が発表した値。
(出典) 電気事業連合会「六ヶ所再処理工場回収プルトニウム利用計画 (平成 22 年度)」2010.3.15. <https://www.fepec.or.jp/smp/about_us/pr/sonota/_icsFiles/afieldfile/2010/03/15/shiryu1_0315.pdf> を基に筆者作成。

(30) 「新大綱策定会議 (第 10 回) 議事録 (平成 23 年 12 月 22 日)」原子力委員会ウェブサイト <<http://www.aec.go.jp/jicst/NC/tyoki/sakutei/siryu/sakutei11/siryu6.pdf>>

(31) 橋本猛一「使用済み燃料の再処理路線の堅持を求める意見書」2012.9.7. 六ヶ所村ウェブサイト <<http://www.rokkasho.jp/index.cfm/11,491,c.html/491/20120910-180634.pdf>>

(32) エネルギー・環境会議 前掲注(7)

(33) 原子力委員会核燃料リサイクル専門部会「我が国における核燃料リサイクルについて」1991.8.27. <<http://www.aec.go.jp/jicst/NC/about/ugoki/geppou/V36/N08/199103V36N08.html>>

(34) 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 28 回原子力委員会資料 3) 2015.7.21. <<http://www.aec.go.jp/jicst/NC/iinkai/teirei/siryu2015/siryu28/siryu3.pdf>>

(35) 日本原燃「六ヶ所再処理工場等の現状について」(第 11 回原子力委員会資料 2-1) 2013.3.26. <<http://www.aec.go.jp/jicst/NC/iinkai/teirei/siryu2013/siryu11/siryu2-1.pdf>>

つためには、既存の原子炉の再稼働に加え、全炉心で MOX 燃料を利用できる電源開発の大間原発の稼働が重要となる⁽³⁶⁾。電源開発は、平成 26 (2014) 年 12 月に大間原発について原子力規制委員会に新規制基準への適合性審査を申請したが、大間原発は建設中である上に、世界初のフル MOX 原子炉であることから原子力規制委員会は慎重に審査する意向を示しており⁽³⁷⁾、稼働時期は見通せないのが現状である⁽³⁸⁾。

(ii) 日米原子力協定への影響

我が国で分離プルトニウムの蓄積が続いている現状に対しては、平成 30 (2018) 年に期限を迎える日米原子力協定への影響を懸念する声が上がっている⁽³⁹⁾。我が国では、昭和 63 (1988) 年に発効した日米原子力協定に基づき、核物質の輸送や再処理について一括して事前に承認を受ける「包括同意方式」が導入されている。旧協定 (昭和 43 (1968) 年発効) では、米国産の核燃料を日本で再処理する際には日米両国による共同決定を行わなければならない、また再処理のために使用済燃料を英国やフランスに輸送するたびに米国政府への申請と許可が必要であった。現行の協定では、一定の条件の枠内で再処理等の諸活動が一括して承認されており、我が国で核燃料サイクル事業を実施する上ではこの包括同意方式の維持が不可欠とされている。⁽⁴⁰⁾

現行の日米原子力協定の有効期間は 30 年であり、平成 30 (2018) 年 7 月まで有効である。その後については、いずれか一方の政府が 6 か月前に終了の通告を行わない限り存続することになっている (第 16 条)。しかし、この条項に基づいて協定を自動延長させた場合、米国側の意向によって突然協定が終了する可能性があり、我が国の核燃料サイクル事業が不安定な状況に置かれるおそれがある。これを防ぐためには、相当期間の延長手続、あるいは新協定の締結が必要となるが、その際には米国政府や連邦議会の同意が前提となる。我が国におけるプルトニウムの蓄積に対しては米国の一部の連邦議員等が強い懸念を示しており、現行協定の内容を維持し、包括同意方式を継続するためには、プルトニウムの生産と消費のバランスの改善が必要との指摘がある。⁽⁴¹⁾

(3) 各種の提言

このような現状を踏まえ、有識者の中からは、乾式貯蔵施設の建設等によって使用済燃料の貯蔵容量を確保した上で、直接処分の選択肢を検討すべきとの意見も上がっている⁽⁴²⁾。また、元原子力委員会委員長代理の鈴木達治郎氏は、プルトニウム利用政策の改善点として、①「供給ありき」

⁽³⁶⁾ 通常の軽水炉でプルサーマルを行う場合、ウラン燃料との特性の違いのため、MOX 燃料の装荷は全炉心の 1/3 程度を上限として、残りは通常のウラン燃料が装荷される。

⁽³⁷⁾ 「原子力規制委員会記者会見録 (平成 26 年 1 月 22 日)」原子力規制委員会ウェブサイト <<https://www.nsr.go.jp/data/000068720.pdf>>

⁽³⁸⁾ 平成 27 (2015) 年 9 月に、電源開発は、原子力規制委員会の審査が長引いている現状を踏まえ、運転開始時期を従来の想定から 1 年遅れの平成 34 (2022) 年頃とする方針を明らかにした (「大間原発 1 年延期 安全審査の長期化影響 地盤評価など課題山積」『読売新聞』(青森版) 2015.9.5.)。

⁽³⁹⁾ 遠藤哲也「日米原子力協定 米韓参考に」『読売新聞』2015.8.18. なお、日米原子力協定の正式名称は「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」。

⁽⁴⁰⁾ 遠藤哲也「日米原子力協定 (1988 年) の歴史と今後の課題 (第 1 回) 協定交渉の背景」『ATOMOS (日本原子力学会誌)』662 号, 2014.8, pp.506-511.

⁽⁴¹⁾ 遠藤 前掲注⁽³⁹⁾; 遠藤哲也「日米原子力協定 (1988 年) の歴史と今後の課題 (第 3 回・最終回) 協定交渉の評価と今後の課題」『ATOMOS (日本原子力学会誌)』664 号, 2014.10, pp.642-647.

⁽⁴²⁾ 田窪・フォンヒッペル 前掲注⁽²⁶⁾; 勝田忠広「福島第一原発事故が明らかにする日本の再処理政策の矛盾—安全確保のための使用済核燃料サイト内乾式貯蔵の影響—」『海外事情』61 巻 3 号, 2013.3, pp.17-39.

からの転換、②在庫量の削減、③柔軟な利用（処分）計画の3点を提案するとともに、プルトニウムの利用責任が原子力事業者にある点を改め、プルトニウム在庫の安全な管理と削減政策を政府の責任として明確化すべきとの見解を示している⁽⁴³⁾。他方、再処理路線を維持したままでプルトニウムの蓄積に関する問題を解決するという観点からは、従来の軽水炉におけるMOX燃料の利用以外に、高温ガス炉・高速炉等の次世代炉によるプルトニウムの燃焼、余剰プルトニウムの長期保存／処分、プルトニウムの国際管理、海外で管理されているプルトニウムの所有権移転等の選択肢が提案されている⁽⁴⁴⁾。

前述のように、平成26（2014）年に発表されたエネルギー基本計画には再処理・プルサーマルを推進する方針が明記されているが、同時に「中長期的な対応の柔軟性をを持たせる」とされており、「幅広い選択肢を確保する観点から、直接処分など代替処分オプションに関する調査・研究を推進する」との記述もある。核燃料サイクルの諸問題に関する検討は今後も続く見込みであり、其中でこれらの提案についても議論されることになろう。

（4）核燃料サイクルと地元自治体の関係

ただし、核燃料サイクルをめぐる政策の見直しに際しては、核燃料サイクル事業と密接な関わりを持つ青森県への影響を常に考慮する必要がある。特に、核燃料サイクル関連施設が多く立地する六ヶ所村は、核燃料サイクル事業の実施に伴う歳入が財政の柱となっている。平成26年度一般会計では、六ヶ所村の歳入130.6億円のうち村税が約60%（78.2億円）を占めているが、その大半は核燃料サイクル施設の固定資産税とみられる⁽⁴⁵⁾。加えて、平成26年度は六ヶ所村に対して20.7億円の電源三法交付金が交付されており⁽⁴⁶⁾、核燃料サイクル事業が六ヶ所村の財政の基盤を成していることが分かる。

また、核燃料サイクル施設の建設や操業に伴う住民の雇用及び地元企業への発注、地元の宿泊業や飲食業への波及等、地域への経済効果も青森県及び六ヶ所村にとって重要な要素である。平成26（2014）年4月時点での日本原燃及び関連企業の社員数は5,563人（うち4,160人が県内採用者）であり⁽⁴⁷⁾、六ヶ所村の昼間人口の約1/3を占めている⁽⁴⁸⁾。また、六ヶ所村における核燃料サイクル

(43) 鈴木達治郎「プルトニウム利用計画への3つの提案」『原子力委員会メールマガジン』123号, 2013.3.29. <<http://www.aec.go.jp/jicst/NC/melmaga/2013-0123.html>>; 同「新たな「プル管理」政策で説明責任を果たせ」『エネルギーフォーラム』714号, 2014.6, pp.81-82.

(44) 国際保障学研究会「今後の我が国における核燃料サイクル・プルトニウム利用をどのように考えればよいか—主に余剰プルトニウム問題の観点から—」2014.8. <http://www.esl.t.u-tokyo.ac.jp/security/downloads/140828%E7%A0%94%E7%A9%B6%E4%BC%9A%E3%81%BE%E3%81%A8%E3%82%81%E6%9C%AC%E6%96%87_%E6%9C%80%E7%B5%82%E7%89%88.pdf>; 山村司ほか編『「原子力平和利用と核不拡散・核セキュリティに係る国際フォーラム—東電福島第一原子力発電所事故を踏まえた、今後の核燃料サイクルのオプションに係る核不拡散・核セキュリティの確保—」フォーラム報告書』日本原子力研究開発機構, 2014. <<http://jolissrch-inter.tokai-sc.jaea.go.jp/pdfdata/JAEA-Review-2014-011.pdf>>; 「第56回原子力委員会臨時会議議事録（平成24年12月21日）」原子力委員会ウェブサイト <<http://www.aec.go.jp/jicst/NC/iinkai/teirei/siry02013/siry05/siry03.pdf>>

(45) 六ヶ所村「平成26年度一般会計・特別会計財政状況の概要（平成26年10月1日～平成27年3月31日）」<<http://www.rokkasho.jp/index.cfm/11,446,c,html/446/20150601-093842.pdf>>

(46) 青森県エネルギー総合対策局「主な電源三法交付金の交付実績（自治体別集計）」2015.6.10. <<http://www.pref.aomori.lg.jp/soshiki/energy/g-richi/files/H26dengensanpou-jisseki.pdf>> なお、数値は電源立地地域対策交付金、原子力発電施設等立地地域特別交付金及び核燃料サイクル交付金の合計額であり、青森県東通村の東通原発やむつ市の中間貯蔵施設の立地に伴う交付も一部含まれる。

(47) 青森県『豊かで活力ある地域づくりをめざして—原子燃料サイクル施設等の立地に伴う地域振興—』2015, p.13. <http://www.pref.aomori.lg.jp/soshiki/energy/g-richi/files/27chiiki_sinko.pdf>

施設の建設工事等において、平成 25（2013）年度までに約 5913 億円（全体の約 18%）の地元受注が行われ、約 1137 万人・日（同約 64%）の地元就労が図られている⁽⁴⁹⁾。このように、核燃料サイクル事業は六ヶ所村を中心とする地元住民の生活に直結しており、長年にわたって国策への協力を仰いできた面と併せて、政策見直しの際は地元への十分な配慮とコミュニケーションが必要であろう。⁽⁵⁰⁾

IV 英国及びフランスにおける核燃料サイクルの現状

本章では、日本に先駆けて使用済燃料の再処理を実施してきた英国とフランスにおける核燃料サイクルの現状について概略を述べる⁽⁵¹⁾。

1 英国

(1) 原子力発電事業の現状

現在、英国では 16 基の商業用原子炉が稼働しており、原子力発電が総発電電力量に占める割合は約 19% である（2014 年実績）⁽⁵²⁾。英国には 3 種類の異なる原子炉が導入されており、現時点でガス冷却炉（マグノックス炉）が 1 基、改良型ガス冷却炉（AGR）が 14 基、加圧水型軽水炉（PWR）が 1 基稼働している。原発の所有者は、マグノックス炉については政府外公共機関である原子力廃止措置機関（Nuclear Decommissioning Authority: NDA）、AGR と PWR は民間企業の EDF エナジー社（フランス EDF 社の子会社）である。

現在稼働中の商業用原子炉のうち、唯一のマグノックス炉であるウィルファ原発 1 号機は 2015 年末までに運転を終了する予定である。AGR の 14 基も 2016～2023 年にかけて閉鎖される予定であったが、EDF エナジー社は全ての AGR で平均 7 年間の運転期間延長を計画している。なお、英国政府は原子力発電の推進を基本方針としており、ヒンクリーポイントをはじめとする複数の地点で新規建設プロジェクトが進行中である。⁽⁵³⁾

(2) 核燃料サイクル事業の現状

英国では NDA が所有する二つの再処理工場が稼働しており、1964 年に操業を開始した B205（処理能力：1,500tHM/年）はマグノックス炉由来の使用済燃料の再処理を、1994 年に操業を開始した THORP（処理能力：900tHM/年）は AGR 由来と他国からの委託分の再処理を行っている。英国では、使用済燃料を再処理するか否かは原則として事業者の判断に委ねられているが、マグノックス炉燃料については材質上長期保存が困難であることから再処理を基本方針としてきた経緯があり、現在廃止措置中のものを含め全てのマグノックス炉を所有している NDA も、今後発生する分を含めて

(48) 平成 22 年国勢調査によれば、六ヶ所村の昼間人口は 15,920 人、夜間人口は 11,095 人である。

(49) 青森県 前掲注(47), p.1.

(50) 筆者は、平成 27（2015）年 7 月に六ヶ所村を訪問し、関係者への聴取を行った。当時は政府による核燃料サイクルの実施体制に関する検討が開始されたところであったが、地元関係者からは、核燃料サイクル事業に国が関与を深めることについて、地元経済への影響を懸念する声や、国に対して地元の意見を聴く場を設けるよう求める声が聞かれた。

(51) 諸外国では、英国、フランスのほか、ロシア、中国、インドでも使用済燃料の再処理が行われている。米国とドイツは、かつて国内での再処理を目指していたものの、現在は直接処分に方針を転換している。

(52) IEA, *Electricity Information Statistics*.

(53) 日本原子力産業協会監修、原子力年鑑編集委員会編『原子力年鑑 2015』日刊工業新聞社、2014, pp.204-209.

マグノックス炉由来の使用済燃料を全量再処理する予定である⁽⁵⁴⁾。また、AGR 由来の使用済燃料については、EDF エナジー社との既契約分は再処理を行うが、それ以外は直接処分の実施まで中間貯蔵を行う方針である⁽⁵⁵⁾。現在のところ、英国では PWR から発生した使用済燃料の再処理は行われておらず、英国政府は、新規原発の建設に際しても、再処理を実施しないことを前提に進めることが望ましいとしている⁽⁵⁶⁾。

英国ではプルサーマルは行われていないが、海外からの委託によって MOX 燃料の製造を行う SMP（製造能力：120tHM/年）が 2002 年から操業を行っていた。しかし、稼働実績が当初予定を大幅に下回ったことに加え、福島第一原発事故後の日本のプルサーマル実施計画の遅延等による商業的リスクを検討した結果として、2011 年 8 月に、NDA は SMP を閉鎖すると発表した⁽⁵⁷⁾。

(3) 近年の動向

前述のように、英国政府は将来的に再処理を中止する方針であり、B205 は、最後のマグノックス炉が 2015 年に稼働を停止することを踏まえ、マグノックス炉由来の使用済燃料の再処理を終える 2017～2028 年以降に操業を停止する予定となっている⁽⁵⁸⁾。また、THORP についても、EDF エナジー社及び海外との再処理契約の履行が完了する 2018 年頃に操業を停止する方針が決定されている⁽⁵⁹⁾。

他方で、英国では、再処理によって分離したプルトニウムが蓄積し続けていることが問題になっている。英国で再処理を導入した当初の目的は、分離したプルトニウムを将来的に高速炉で利用することであった。しかし、1994 年に高速炉開発が事実上中止されたために、再処理によって分離したプルトニウムが、用途が明確でないまま今日まで蓄積し続けており、その量は再処理事業終了時点で約 140t まで増加すると予測されている⁽⁶⁰⁾。

英国エネルギー・気候変動省（Department of Energy & Climate Change: DECC）は、2011 年 2 月に、プルトニウムの長期管理方策として、①長期貯蔵、② MOX 燃料として再利用、③固化処理して地層処分という三つの選択肢を提示した上で、②の MOX 燃料として再利用する選択肢が最有力であるとの政府の予備的見解について国民へのコンサルテーション（我が国のパブリックコメントに相当）を実施した⁽⁶¹⁾。同年 12 月に、DECC は、コンサルテーションを踏まえた結論として、プルトニウ

⁽⁵⁴⁾ NDA, *Strategy: Effective from April 2011*, 2011. <<http://www.nda.gov.uk/publication/nda-strategy-effective-from-april-2011/?download>>

⁽⁵⁵⁾ NDA, *Oxide Fuels: Preferred Option*, June 2012. <https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/457789/Oxide_fuels_-_preferred_options.pdf> AGR 由来の使用済燃料の所有権は、AGR を運営していたブリティッシュ・エナジー社の財政再建の過程で EDF エナジー社と NDA が分割して引き継いでおり、2005 年 1 月 14 日以前に装荷された使用済燃料は EDF エナジー社が、それ以降に装荷されたものは NDA が所有することになっている。

⁽⁵⁶⁾ Department for Business, Enterprise & Regulatory Reform, *Meeting the Energy Challenge: A White Paper on Nuclear Power*, January 2008. <https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/228944/7296.pdf> なお、仮に事業者から再処理の要望があった場合は協議を行うとしている。

⁽⁵⁷⁾ NDA, “NDA Statement on future of the Sellafield Mox Plant,” 3 August 2011. <<http://www.nda.gov.uk/2011/08/nda-statement-on-future-of-the-sellafield-mox-plant>>

⁽⁵⁸⁾ NDA, *The Magnox Operating Programme (MOP 9)*, July 2012. <<http://www.nda.gov.uk/publication/the-magnox-operating-programme-mop9-july-2012/?download>>

⁽⁵⁹⁾ NDA, *op.cit.*⁽⁵⁵⁾

⁽⁶⁰⁾ NDA, *Progress on approaches to the management of separated plutonium: Position Paper*, January 2014. <<http://www.nda.gov.uk/publication/progress-on-approaches-to-the-management-of-separated-plutonium-position-paper/?download>>

ムを MOX 燃料として再利用することを優先的選択肢にするとの報告書を発表した⁽⁶²⁾。ただし、前述のように、英国には現在稼働している MOX 燃料工場が存在しないため、この選択肢を実行に移すためには新たな工場を建設する必要がある。報告書に示されたスケジュールでは、新たな MOX 燃料工場の稼働は 2025 年以降、原発での MOX 燃料利用は 2029 年以降となっている。

なお、DECC は、MOX 燃料化以外の選択肢についても検討の余地はあるとしており、実際に提案募集と審査を行った NDA は、CANDU エナジー社の重水炉「改良型 CANDU6 炉 (EC6)」又は GE 日立ニュークリア・エナジー社の小型高速炉「PRISM」でのプルトニウム利用も有望な選択肢であるとして、MOX 燃料化と併せて今後検討を進める方針である⁽⁶³⁾。

2 フランス

(1) 原子力発電事業の現状

現在、フランスでは 58 基の商業用原子炉が稼働しており、原子力発電が総発電電力量に占める割合は約 78% である (2014 年実績)⁽⁶⁴⁾。フランスの原発はフランス電力会社 (Électricité de France: EDF) が所有しているが、EDF 社は 2005 年まで国有企業であり、2014 年末時点でもフランス政府が発行済株式の 84.49% を保有している⁽⁶⁵⁾。

(2) 核燃料サイクル事業の現状

フランスは、現時点で商業ベースの核燃料サイクルを確立している唯一の国であり、国内で使用済燃料の再処理とプルーサーマルを実施するとともに、将来的な高速炉の導入に向けた研究開発も行っている。

フランスの核燃料サイクル事業は、AREVA NC 社 (旧 COGEMA 社) によって行われている。AREVA NC 社は、1976 年に操業を開始したラ・アージュ再処理工場 (処理能力: 1,700tHM/年)⁽⁶⁶⁾と 1995 年に操業を開始した MELOX 工場 (製造能力: 195tHM/年) を有しており、他国からの委託分を含めて再処理事業及び MOX 燃料加工事業を実施している。AREVA NC 社の親会社である原子力総合企業 AREVA 社に対しては、EDF 社と同様に政府が多額の出資を行っており、2014 年末時点で原子力・代替エネルギー庁とフランス政府が全体のそれぞれ 54.37%、28.83% の株式を保有している⁽⁶⁷⁾。

フランス国内では年間約 1,200tHM の使用済燃料が発生するが、このうち 1,050tHM が再処理工場に送られ、10.5t のプルトニウムと 1,000t のウランが分離回収される⁽⁶⁸⁾。回収されたプルトニウ

(61) DECC, *Management of the UK's Plutonium Stocks: A consultation on the long-term management of UK owned separated civil plutonium*, 1 February 2011. <https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/42766/1243-uk-plutonium-stocks.pdf>

(62) DECC, *Management of the UK's Plutonium Stocks: A consultation response on the long-term management of UK owned separated civil plutonium*, 1 December 2011. <https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/42773/3694-govt-resp-mgmt-of-uk-plutonium-stocks.pdf>

(63) NDA, *op.cit.*(60)

(64) IEA, *op.cit.*(52)

(65) EDF, *Reference Document: 2014 Annual Financial Report*, April 2015. <http://shareholders-and-investors.edf.com/fichiers/fckeditor/Commun/Finance/Publications/Annee/2014/ddr2014/EDF_DDR_2014_VA.pdf>

(66) ラ・アージュ再処理工場には複数の工場が併設されており、国内の軽水炉で使用した燃料の再処理を行う UP2-400 は 1976 年の操業開始 (後に施設を拡張した UP2-800 が 1994 年に操業開始)、海外からの委託分の再処理を行う UP3 は 1990 年の操業開始である。

(67) AREVA, *2014 Reference Document*, March 2015. <http://www.aveva.com/finance/liblocal/docs/doc-ref-2014/DDR_EN_310315.pdf>

ムは MELOX 工場に送られ、MOX 燃料に加工される（10.5tのプルトニウムを原料として、120tHMの MOX 燃料が製造される）。フランスでは国内 24 基の軽水炉で MOX 燃料の装荷が許可されており、プルサーマルによる発電は総発電電力量の約 10% を占めている⁽⁶⁹⁾。また、1990 年代以降、回収ウランの一部をウラン燃料に加工して利用することも行われていたが、EDF 社は経済性を理由に、2013 年から回収ウラン燃料の利用を一時的に中止している⁽⁷⁰⁾。なお、フランスでは、現在のところ使用済の MOX 燃料と回収ウラン燃料の商業的な再処理は行われておらず、将来的に高速炉の燃料製造用に再処理することを前提に、国内で保管されている⁽⁷¹⁾。

前述のように、ラ・アージュ再処理工場では海外からの委託による再処理も行っており、2014 年末までに再処理を行った軽水炉燃料累計 30,972tHM のうち、EDF 社との契約によるものが約 66%、ドイツ、日本からの委託によるものがそれぞれ約 18%、10% となっている（ほかにベルギー、スイス等からの委託がある⁽⁷²⁾）。

(3) 近年の動向

2012 年に発足したフランソワ・オランド (François Hollande) 政権は、原子力発電の縮減を公約として掲げており、原子力発電の比率を 2025 年までに 50% まで削減することなどを内容とする「グリーン化促進のためのエネルギーの移行に関する法律」が 2015 年 8 月に成立した⁽⁷³⁾。しかし、核燃料サイクルに関しては特段の方針の変更はなく、従来どおり再処理、プルサーマルが実施される見込みである。ただし、福島第一原発事故の影響で海外からの再処理委託が見込めなくなっており、収益低下の結果、AREVA 社はラ・アージュ再処理工場におけるコストや人員の削減を余儀なくされている⁽⁷⁴⁾。

また、フランスでは、使用済 MOX 燃料の再処理開始は 2030 年頃となる見込みであり、それまでの間、使用済燃料の総量は増加し続けることになる（表 7）。フランスにおける使用済燃料の貯蔵容量は合計で 24,450tHM であり⁽⁷⁵⁾、当面は容量不足の問題は発生しない見込みであるが、最終的に使用済燃料の全量再処理を達成するためには、2040 年頃の導入を目指して進められている高速炉の研究開発が重要となる。

表 7 フランスにおける再処理待ち使用済燃料の貯蔵量
(単位：tHM)

燃料種別	2013 年	2020 年	2030 年
ウラン燃料	12,000	11,000	11,000
回収ウラン燃料	420	530	1,200
MOX 燃料	1,500	2,500	3,900
計	13,920	14,030	16,100

(出典) Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs, *Rapport de synthèse 2015*, p.42. <<http://www.andra.fr/download/site-principal/document/editions/558.pdf>> を基に筆者作成。

⁽⁶⁸⁾ World Nuclear Association, “Nuclear Power in France,” Updated September 2015. <<http://www.world-nuclear.org/info/Country-Profiles/Countries-A-F/France>>

⁽⁶⁹⁾ AREVA, *Traitement des combustibles usés provenant de l'étranger dans les installations d'AREVA NC la Hague: Rapport 2014*, juin 2015. <http://www.aveva.com/activities/liblocal/docs/BG%20aval/Recyclage/La%20hague/2015/Rapport-AREVA-Art8-2014_final.pdf>

⁽⁷⁰⁾ EDF, *op.cit.*⁽⁶⁵⁾

⁽⁷¹⁾ World Nuclear Association, *op.cit.*⁽⁶⁸⁾

⁽⁷²⁾ AREVA, *op.cit.*⁽⁶⁹⁾

⁽⁷³⁾ LOI n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

⁽⁷⁴⁾ Emmanuel Jarry, “Crisis for Areva’s La Hague plant as clients shun nuclear,” *Reuters*, May 6, 2015. <<http://www.reuters.com/article/2015/05/06/us-france-areva-la-hague-idUSKBN0NR0CY20150506>>

⁽⁷⁵⁾ OECD/NEA, “Radioactive Waste Management Programmes in OECD/NEA Member Countries: France (2015),” April 14, 2015. <https://www.oecd-nea.org/rwm/profiles/france_profile_2015.pdf>

おわりに

平成 27 (2015) 年 8 月に九州電力の川内原発 1 号機が稼働し、国内全ての原発が停止する、いわゆる「原発ゼロ」の状態は約 2 年間で終了した (同年 10 月に 2 号機も稼働)。今後、四国電力の伊方原発 (3 号機)、関西電力の高浜原発 (3・4 号機) 等の再稼働も予定されており、稼働する原発が増加するにつれて、再処理やプルサーマルといった核燃料サイクルをめぐる問題についても改めて焦点が当てられることになろう。政府の方針である核燃料サイクルの推進を前提とした場合、短期的には核燃料サイクル事業の安定的な実施に向けた体制の整備、中期的には六ヶ所再処理工場及び MOX 燃料工場の稼働とプルサーマルの実施による核燃料サイクルの確立、長期的には使用済 MOX 燃料の処理や分離プルトニウムの管理を含めたバックエンド問題の解決が大きな論点となろう。

ただし、核燃料サイクルに対してはこれまで政策の見直しを求める声が数多くあり、福島第一原発事故後はその傾向が一層強まっている。前述のように、政府は中長期的な対応には柔軟性を持たせるとしており、今後も核燃料サイクルの方向性に関する議論は続く見込みである。核燃料サイクルは単に国内のエネルギー問題にとどまらない複合的な要素を抱えており、政策見直しの際には、本稿で紹介した経済性、放射性廃棄物の処分やプルトニウムの管理、地元自治体との関係等の問題以外にも、例えば安全性の問題や、技術の継承や人材の確保に関する問題等の検討も必要となろう。その際には、各国の置かれた状況の違いに留意しつつ、再処理事業で先行する英国やフランスの例を参考にすることも有意義と思われる。

(あおやま ひさとし)