

論 説

2030 エネルギーミックスにおける政策及び法的課題 —再生可能エネルギー及び原子力発電を中心に—

明治学院大学法学部教授 高田 寛

I はじめに

政府が策定した政策を着実に実行するために、時として強力な法律が必要となる。その法律の内容が、人々の欲望を掻き立てるものであればあるほど、その法律に基づいて人々はこぞって行動を起こし、政府はその政策を短時間に実行に移すことができる。しかし、その政策が十分な科学のおよび社会的影響の検証を欠いたものであれば、それを推進する法律も不完全なものとなり、これに基づいた人々の個々の行動が、将来に亘り想定外の社会的影響を及ぼしかねない。太陽光発電等の再生可能エネルギー(注 1) (以下「再エネ」という。)の利用を促進する「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」(再エネ特措法) (以下「FIT 法」(注 2)という。) (注 3)もその例外ではない。

しかし一方で、政府が原子力発電を推進しているものの、原子力発電に関しては FIT 法のような原子力発電を推進するような法律はない。それどころか、「特定放射性廃棄物の最終処分に関する法律」(最終処分法)のように、放射性廃棄物の処分に関しては法整備がなされているにもかかわらず、最終処分場の場所が決まらず、その処分が難航しており、法律の実効性が問われているものもある。

わが国のエネルギーに関するすべての政策の基本となるものに、エネルギー基本計画がある。エネルギー基本計画とは、エネルギー需給に関する政策について、中長期的な基本方針を示したものである。わが国のエネルギー基本計画は、2002年6月に制定された「エネルギー政策基本法」(注 4)に基づいて政府が策定するもので、「安全性 (Safety)」、「安定供給 (Energy Security)」、「経済効率性の向上 (Economy)」、「環境への適合 (Environmental Conservation)」という4つのエネルギー政策の基本方針に則り、エネルギー政策の基本的な方向性を示すものである(注 5)。この基本方針は、英語の頭文字を取り「3E+S」と略され、エネルギー基本政策の象徴的な用語として使われている。

エネルギー基本計画は、エネルギー政策基本法に基づいて、3~4年ごとに検討が加えられ(注 6)、必要があれば変更し、その都度閣議決定を求めることが定められている(注 7)。近時では、2018年7月3日に、新しいエネルギー基本計画である第5次エネルギー基本計画(注 8)が閣議決定された。この新しいエネルギー基本計画は、2014年の第4次エネルギー基

本計画の見直しに関するこれまでの議論に検討を加え改定したものである。

今回の第5次エネルギー基本計画を受けて、経済産業省は将来的な電源構成の見通しとして、2030年における長期エネルギー需給見通し（以下「2030 エネルギーミックス」という。）（注9）の具体的な目標値を公表した。2030 エネルギーミックスでは、再エネの比率を22～24%とし、再エネを大幅に活用することを目指すものである。また、原子力発電の比率を22～20%とし、再エネと同程度の電力を原子力発電で賄うことにしている点に特徴がある（注10）。この数値は、かなり挑戦的な目標であり、相当な対策を講じなければ実現不可能である。特に再エネに関しては、再エネ比率22～24%を実現するために、太陽光発電を中心とした思い切った施策が必要である。そのために政府が採った施策の中心となるものがFIT法による電力の「固定価格買取制度」（以下「FIT制度」という。）である（注11）。

政府は、FIT制度によって、2017年度では10%であった再エネ比率（注12）を、2030年には22～24%までに高める狙いがある。しかし、これを実現するには、再エネに関して、電気を使用する国民全員に対する「再生可能エネルギー発電促進賦課金」（以下「再エネ賦課金」という。）を課し、その財源を基にFIT制度を維持しなければならない。また、2030 エネルギーミックスでは、東日本大震災前は29%であったが2018年には1%まで落ちた原子力発電比率を、2030年には22～20%に戻すことを目標としている。しかし、原子力発電に関しては、原子力発電所再稼働をめぐる法的及び社会的課題は放置されたままとなっており、現在、廃炉が決定していない原子力発電所をフル稼働させても実現が難しい数値を目標としている。

本稿では、再エネ及び原子力発電による電力供給を中心に、わが国の長期エネルギー政策のあり方について、エネルギー基本計画を検証し（II）、それを実現するFIT法及びFIT制度の問題点を洗い出し（III）、次いで近時の原子力発電の問題点を考察し（IV）、わが国のエネルギー政策の評価・検討することにより（V）、2030 エネルギーミックスにおけるエネルギーの政策及び法的課題に関する若干の提言を行いたい。

II わが国のエネルギー基本計画

1. エネルギーの歴史

わが国のエネルギーをめぐる歴史は、明治維新以降の近代化と共に歩む歴史であったと言っても過言ではない。明治維新以降、それまでの薪炭から石炭・石油の利用が本格化した。わが国のエネルギーの歴史を、国内で石油開発が始まった頃から振り返ると、1868年頃から1900年頃までの黎明期の時代（第I期）、その後2度の世界大戦を経験し、大規模発電所や工場の電化等により電気市場が拡大した1900年頃から1950年頃までの時代（第II期）、戦後の復興により高度経済成長を支える電気市場が成長し石油需要が増大した1950年頃からの時代（第III期）に大きく分けられる。

特に、第III期では、1960年代頃から、わが国のエネルギーを取り巻く情勢は大きく変化し、現在までに4つの時代を経験し、現在、5つ目の時代を迎えようとしている（注13）。

第1の時代は、エネルギーの主力が国内石炭から石油に変わった時代である。わが国で石炭が発見されたのは、1469（文明元）年、九州の三池稻荷村であると言われている。その後、明治時代に入り、三池炭鉱、夕張炭鉱、空知炭鉱等が次々と開発された。1960年代には、これらの石炭が枯渇し、新たなエネルギーとして海外、特に中東からの石油が用いられた。これにより、わが国のエネルギー自給率は、1960年には58%であったものが、1970年には15%と劇的に低下した(注14)。

第2の時代は、2回の石油危機を経験した1970年代である。1973年の第4次中東戦争を契機に第1次石油危機が発生した。当時、石油依存度が70%を超えていたわが国は、石油価格の高騰により、石油備蓄の重要性に関する認識を一挙に高めることとなった(注15)。また、1979年には、第2次石油危機が発生し、さらに石油価格が高騰し、1970年を100とした場合の1980年の電気代は203となり、10年間で約2倍に跳ね上がった。このように、第2の選択の時代は、石油に依存することの危険性を認識した時代である。

第3の時代は、1990年頃から2010年頃にかけての電力・ガスの自由化と地球温暖化の時代である。この時代の象徴的なものとして、1997年に京都で開催された気候変動枠組条約(注16)第3回締約国会議(COP3(注17))における京都議定書(Kyoto Protocol)(注18)の採択がある。京都議定書は、気候変動への国際的な取組みを定めた議定書であり、先進国全体で、温室効果ガスの排出量を1990年比で5%減少させることを目標として掲げた。この背景には、CO₂(二酸化炭素)による地球規模での温暖化が科学的に実証され、CO₂が地球環境を大幅に変化させるものであるという認識がある。また、この時代には、電気事業の大口部門での段階的な自由化が行われた(注19)。

第4の時代は、2011年からの時代である。この時代は、東日本大震災と福島第一原子力発電所事故に象徴される。この事故により、わが国は、今までにない電力危機に見舞われ、原子力発電に対する安全性への危惧とその価値が問われた。また、それを契機に再エネという選択肢を真剣に考える時代へと移った。この時期の特筆すべき点は、エネルギーの自給率の低下である。2010年のエネルギー自給率は19.9%であったものが、福島第一原子力発電所事故により原子力発電所の大半が稼働を停止したため、化石燃料の輸入が増大した。このため2014年にはエネルギー自給率6.0%と減少し、現在もOECD諸国と比較しても低い状況にある(注20)。その後、2018年に入り、将来に向けての新しいエネルギー政策を策定するにあたり、その大きな原動力となったのがパリ協定(Paris Agreement)である。

第5の時代は、パリ協定の実効性を問われる時代である。パリ協定とは、2015年12月12日に採択された気候変動枠組条約第21回締約国会議(COP21(注21))で採択された気候変動抑制に関する多国間の国際協定である。1997年に採択された京都議定書以来、18年ぶりとなる気候変動に関する国際的枠組みであり、京都議定書の対象国・地域が38であったのに対し、パリ協定では、気候変動枠組条約に加盟する196カ国すべてが参加した。パリ協定の最大の目標は、産業革命前からの世界の平均気温上昇を「2度未満」に抑えることであり、平均気温上昇「1.5度未満」を目指す(パリ協定第2条1項)(注22)。パリ協定の特徴とし

ては、京都議定書が、国別削減目標を政府間交渉で決定することを前提としたのに対し、パリ協定では、各国が、削減目標である「各国が決めた貢献」(Nationally Determined Contribution: NDC) を作成・提出・維持する義務、及び当該削減目標の目的を達成するための国内対策を採る義務を負っていることである(パリ協定第4条2項)(注23)。また、京都議定書が長期目標を定めなかったのに対し、パリ協定では、温室効果ガス排出量を今世紀後半にはゼロにするという挑戦的な目標を掲げている。

このように世界的にCO₂の排出を減らす機運が高まる中、2017年6月、トランプ米大統領は、突如パリ協定を離脱すると発表した。その理由は「パリ協定が米国経済の足かせとなっている」というものである。2015年の世界のCO₂の総排出量は約329億トンであり、そのうちの14.5%を米国が占めていることから(注24)、米国の離脱は、パリ協定の目標達成に、かなりの影響を与えらると思われる(注25)。

2. 第5次エネルギー基本計画

エネルギー政策基本法は、エネルギーが国民生活の安定向上並びに国民経済の維持及び発展に欠くことのできないものであるとともに、その利用が地域及び地球の環境に大きく影響を及ぼすことから、エネルギーの需給に関する施策に関し、基本方針を定めることを目的としている(注26)。

エネルギー政策基本法によるエネルギー基本計画は、エネルギー施策の基本方針である「3E+S」を基に、2003年10月に第1次エネルギー基本計画が発表された。その後、2007年3月に第2次、2010年6月に第3次、2014年10月に第4次が発表され、2018年7月に第5次エネルギー基本計画(注27)が閣議決定された。第5次エネルギー基本計画は、前述のようにパリ協定を強く意識するものであり、エネルギーを巡る国内外の情勢変化を踏まえ、2030年のみならず、2050年を見据えた新たなエネルギー政策の方向性を示すものである。

第5次エネルギー計画は、長期的に安定した持続的かつ自立的なエネルギー供給により、わが国経済社会の更なる発展と国民生活の向上、世界の持続的な発展への貢献を目指すことを目標としている。すなわち、「3E+S」の原則の下、安定的で負担が少なく、環境に適合したエネルギー需給構造を実現することを目指している。特に、第5次エネルギー計画では、この「3E+S」を新たなものとし、より高度な「3E+S」を掲げている(注28)。

また、第5次エネルギー基本計画では、常に踏まえるべき点として「東京電力福島第一原子力発電所事故の経験、反省と教訓を肝に銘じて取り組むこと」を基本として検討を行い、2030年及び2050年に向けた方針を示している。特に、2030年に向けた方針としては、エネルギーミックスの進捗が道半ばの状況であり、今回の基本計画では、エネルギーミックスの確実な実現へ向けた取組みの更なる強化を行うこととしている。また、2050年に向けては、パリ協定発効に見られる脱炭素化への世界的なモメンタムを踏まえ、エネルギー転換及び脱炭素化に向けた挑戦を掲げ、あらゆる選択肢の可能性を追求していくこととしている(注29)。具体的には、原子力発電を可能な限り低減するとともに、再エネを推進かつ拡大して

いくことを大きな柱としている。

さらに、第5次エネルギー計画は、これら基本方針とともに、2030年に向けた対応と、2050年に向けた対応の2つの具体的な施策を掲げている。2030年に向けた対応としては、温室効果ガス26%削減を目標とし、エネルギーミックスの確実な実現を目指している。主な施策としては、①再エネの活用として、主力電源化の布石、低コスト化、系統制約の克服、火力調整力の確保、②原子力発電では、依存度を可能な限り低減、不断の安全性向上と再稼働、③化石燃料では、化石燃料等の自主開発の促進、高効率な火力発電の有効活用、災害リスク等への対応強化、④省エネでは、徹底的な省エネの継続、「エネルギーの使用の合理化等に関する法律」(省エネ法)(注30)と支援策の一体実施、また、その他として、⑤水素・蓄電/分散型エネルギーの推進、を具体的な施策として挙げている(注31)。

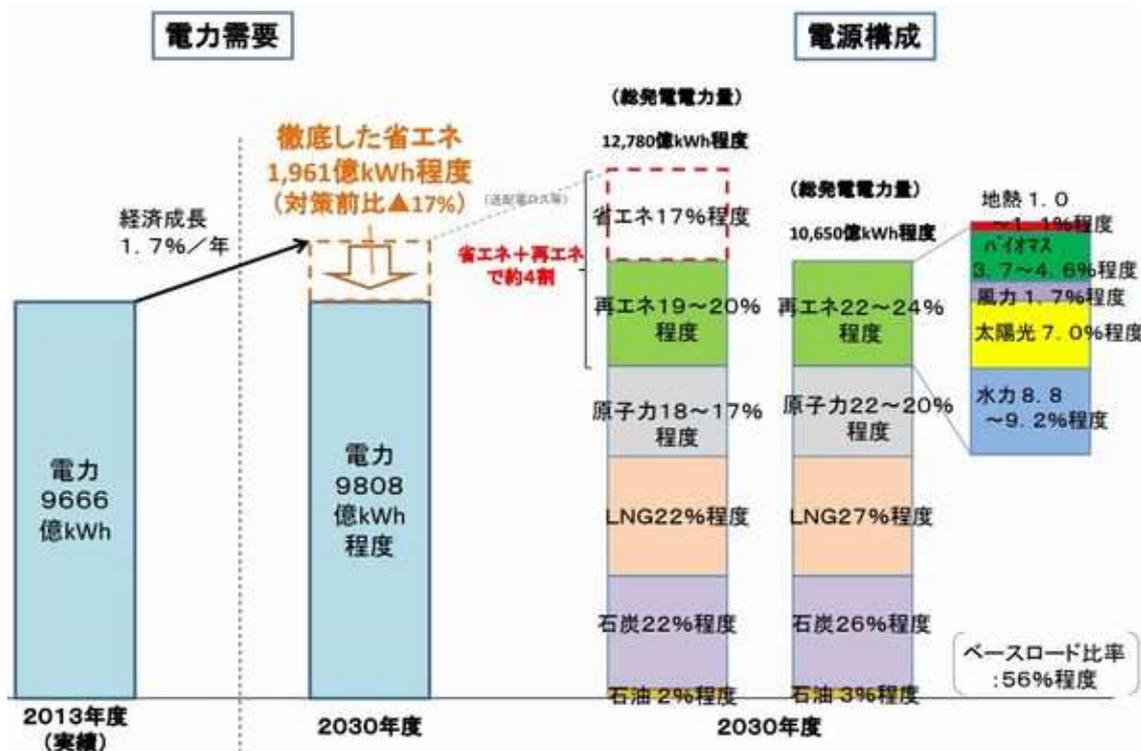
3. 2030 エネルギーミックス

2013年度のがわ国のエネルギー需要(実績)は、原油に換算すると3.61億kl(キロリットル)であった。経済成長を年1.7%とすると、2030年度には、何も対策を講じなかった場合には3.76億klの消費が予想されるが、徹底した省エネ対策を講じることにより、5,030万klを削減し、全体として3.26億klに抑えるとしている(注32)。これは、2013年度実績を100とした場合、2030年度は90.3となり、約10%のエネルギー消費の削減となる。

また、2013年度のエネルギー需要の内訳は、熱・ガソリン・都市ガス等が全体の約75%を占め、電力消費が約25%であったのに対し、2030年度では、熱・ガソリン・都市ガス等が72%、電力消費が28%と電力消費の比率が徐々に高くなることが予想される(注33)。

2013年度から2030年度までの削減目標5,030万klの内訳は、家庭が1,160万kl(23.0%)、運輸が1,607万kl(31.9%)、業務が1,226万kl(24.4%)、産業が1,042万kl(20.7%)である。これらの進捗状況としては、2013年度から2年経過した2015年度で、600万klが削減され達成率は11.8%となっている。2030年度までの17年間のうち2年で11.8%の達成であれば、順調にいけば十分に達成できると予想されているが(注34)、解決すべき問題も山積している。特に、再エネと原子力発電の問題が、今後顕在化して来ると思われる。

電力について見れば、2013年度の電力の需要は9,666億kWh(注35)であったが、2030年度は9,808億kWhと予想されている。これも、年成長率を1.7%とした場合、単純計算すると、2030年度には11,769kWhが必要となるが、徹底した省エネをすることにより、約17%に当たる1,961kWhが削減できるとしている。また、総発電量も、2030年度には12,780億kWhと予想されているが、省エネを17%達成することにより、10,650kWhまで落とせるとしている。2030年の全体の電源構成の内訳は、再エネが22~24%、原子力が22~20%、LNGが27%、石炭が26%、石油が3%である(注36)。再エネの内訳をみると、地熱が1.0~1.1%、バイオマスが3.7~4.6%、風力が1.7%、太陽光が7.0%、水力が8.8~9.2%となっており、水力発電と太陽光発電の比率が高い(注37)。再エネ全体で見れば、2010年度には10%であったものが、2016年度には15%と着実に増えている。



【図1】2030 エネルギーミックス電源構成図

出典：資源エネルギー庁「2030年エネルギーミックス実現へ向けた対応について」

(2018年3月26日) (資料1-4) 6頁

(http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/025/pdf/025_008.pdf)

一方、原子力発電の比率については、2010年度には29%を占めていたものが、2011年の福島第一原子力発電所の事故の後、2018年度には1%と落ちた。しかし、2030エネルギーミックスでは、原子力発電を22~20%にするとしている。これは、現在停止中の原子力発電所を再稼働するだけでなく、新規に原子力発電所を作らなければ到底達成できない数字である。これについては、IVで詳しく検討する。

III. 再エネ特措法 (FIT 法) と固定価格買取制度 (FIT 制度)

1. わが国の再エネ特措法 (FIT 法)

2030 エネルギーミックスの主たる施策の一つが太陽光発電等の再エネ対策である。その切り札となるものが、FIT 制度を根幹とした FIT 法である。FIT 制度とは、電力会社等の電気事業者 (送配電事業者) (注 38) (以下「電気事業者」という。) に対して、再エネの発電事業者が供給した電気を、国が定める「固定価格」(調達価格) で一定の期間 (調達期間)、買い取ることを義務付けるものである。そのため、再エネの発電事業者は、電気事業者に対し、

一定の期間、一定の価格で安定的に売電することが可能となる(注 39)。

FIT 法は 2011 年 8 月に成立、2012 年 7 月 1 日から施行され、2013 年 7 月、2015 年 1 月、2016 年 4 月と数次の改正がなされた。2016 年の改正 FIT 法が 2017 年 4 月 1 日より施行されており、これが 2019 年 1 月時点で最新のものである。前身は、2003 年に施行された「電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法」(RPS 法)(注 40)であるが、これは FIT 法施行とともに廃止された。

電気事業者の買取義務が生じる「再生可能エネルギー電気」(以下「再エネ電気」という。)とは、再エネ発電設備を用いて再生可能エネルギー源(以下「再エネ源」という。)を変換して得られる電気をいう(注 41)。なお、再エネ発電設備とは、再エネ源を電気に変換する設備及びその附属設備をいう(注 42)。また、再エネ源とは、①太陽光、②風力、③(中小)水力、④地熱、⑤バイオマス(動植物に由来する有機物であってエネルギー源として利用することができるもの(原油、石油ガス、可燃性天然ガス及び石炭並びにこれらから製造される製品を除く。))、⑥その他原油、石油ガス、可燃性天然ガス及び石炭並びにこれらから製造される製品以外のエネルギー源のうち、電気のエネルギー源として永続的に利用することができるものと認められるものである(注 43)。

電気事業者が、FIT 電気の買取りを行うに当たっては、平等・公平の条件で行うことが求められ、電気事業者は全社共通で接続契約と特定契約(買取契約)の条件を定めた「再生可能エネルギー発電設備からの電力需給契約要綱」(送配電買取要綱)(注 44)を用意しており、これに基づいて、再エネ発電事業者と電気事業者との間で接続契約及び特定契約(買取契約)を締結する。接続契約とは、再エネ発電事業者と電気事業者との間の電力系統との接続に関する契約であり、特定契約とは、再エネ発電事業者と電気事業者が、再エネ発電事業者が電気事業者に対し再エネ電気を供給することを約し、調達価格により再エネ電気を調達することを約する契約である(注 45)。

これらの契約を基に、買取義務者である電気事業者は、再エネ発電事業者から電力を買い取り、一部、東京ガスのような小売電気事業者に引き渡す。小売電気事業者は、他の電気と合わせて通常の電気と区別なく送電網を通じて、再エネ電気を需要者(一般ユーザー)に販売することとなる。一方で、需要者は、電気料金と合わせて再エネ賦課金を支払い、小売電気事業者は、回収した再エネ賦課金を費用負担調整機関(注 46)に納付し、費用負担調整機関は、買取義務者である電気事業者に交付金として交付し、電気事業者は、それを財源として再エネ発電事業者に再エネ電気の料金を支払う(注 47)。

2. 固定価格買取制度 (FIT 制度)

調達価格(固定価格)や調達期間は、電源ごとに事業が効率的に行われた場合、通常必要となるコストを基礎に適正な利潤などを勘案して定められる。具体的には、調達価格等算定委員会(注 48)の意見を尊重し、経済産業大臣が決定する。この調達価格は、毎年見直される。再エネ電気は、従来の電源(火力等)よりも高い発電コストを要するため、その分従来の電

源を使用した場合のコストよりも再エネ電気の調達価格は高額となる(注 49)。しかし、再エネが進み全体のコストが低くなると、毎年の見直しにより再エネ電気の調達価格は低くなる。

例えば、事業用太陽光発電（10kW 以上）の場合は、平成 24 年度では、1kWh 当たり 40 円であったが、平成 25 年度は 36 円、平成 26 年度は 32 円、平成 27 年度は 29 円（7 月から 27 円）、平成 28 年度は 24 円、平成 29 年度は 21 円（2MW（メガワット）以上は入札）と年々低下し、平成 30 年度は 18 円、平成 31 年度は 14 円に決定した。住宅用太陽光発電（10kW 未満）も、平成 24 年度では 42 円であったものが、年々低下し、平成 31 年度は 24 円（出力制御対応機器設置義務あるものは 26 円）となっている。同様に、風力、地熱、水力、バイオマスについても調達価格が設定されている。

	平成 24年度	平成 25年度	平成 26年度	平成 27年度	平成 28年度	平成 29年度	平成 30年度	平成 31年度
事業用太陽光 (10kW以上)	40円	36円	32円	29円 ^{※1}	24円	21円 ^{※3}	今年度では決定せず	今年度では決定せず
住宅用太陽光 (10kW未満)	42円	38円	37円	35円 ^{※2}	33円 ^{※2}	28円 ^{※2} 30円 ^{※2}	26円 ^{※2} 28円 ^{※2}	24円 ^{※2} 26円 ^{※2}
風力	22円(20kW以上) ^{※4}					22円 ^{※4}	21円 ^{※4}	20円 ^{※4} (20kW以上)
	55円(20kW未満)					据え置き		
	36円(洋上風力)					据え置き		
地熱	26円(1500kW以上) ^{※4}					据え置き		
	40円(1500kW未満)					据え置き		
水力	24円(1000kW以上3000kW未満) ^{※4}					24円 ^{※4}	20円(5000kW以上30000kW未満) ^{※4}	
	29円(200kW以上1000kW未満) ^{※4}					据え置き		
	34円(200kW未満) ^{※4}					据え置き		
バイオマス	39円(497割増可)					据え置き		
	32円(薪伐材等由来の木質バイオマス)		40円(2000kW未満) 32円(2000kW以上)			据え置き		
	24円(一般木質バイオマス・農作物残さ)					24円(20000kW未満) 21円(20000kW以上)		
	13円(建設資材廃棄物)					据え置き		
	17円(一般廃棄物・その他バイオマス)					据え置き		

※4 風力・地熱・水力のリブレースについては、別途、新規認定より低い買取価格を適用。

【図 2】再エネ調達価格の変遷

出典：資源エネルギー庁「改正 FIT 法による制度改正について」（2017 年 3 月）21 頁
(http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/dl/fit_2017/setsumeishiyou.pdf)

再エネ発電事業者は、この調達価格が決まると、20 年間（調達期間）、固定価格で電気事業者に電力を売ることができる。例えば、平成 24 年度に太陽光発電の認可がおりた場合、1kWh 当たり 40 円という固定価格により、20 年間電力を売ることができる。当時 1kWh 当たり 6 円が相場であったので、初期の太陽光発電の事業者は、長期に亘り多額の収益を得る

ことができる。また、住宅用太陽光発電（10kW未満）に関しては、FIT制度が始まった2012年には、買取価格は1kWh当たり42円とされた。この価格は、当時、家庭用電気料金単価が1kWh当たり約24円であったので、その2倍近い価格である。このように、早い時期に再エネ事業に取り掛かった者ほど高い利益を期待できるので、FIT制度により太陽光発電をはじめとする再エネ事業が急激に活性化された。

ところが、順調に見えた再エネのFIT制度ではあるが、2014年9月25日、九州電力が再エネ電気の買取りを中止すると発表した。その後、北海道電力、東北電力、四国電力、沖縄電力の4社が同様の措置を採った。この理由は、再エネ電気が供給過多となり電気の送電網にトラブルが生じる可能性があるとの懸念があったためである。すなわち、電気は、常に発電したものが供給されるため、発電量が多い5月の晴天の日に太陽光発電が一斉に電気を作り出して供給すると、需給バランスが崩れ、送電にトラブルが発生し、電気の供給ができなくなるおそれがある。このように、再エネ電気の買取りの中止措置は、決して電力の需要を太陽光発電が満たしているということではない。

電気事業者は、特定契約の申込みをしようとする再エネ発電事業者から、接続することを求められたときは、原則として接続を拒んではならないが(注50)、再エネ電気は、現時点では大規模かつ効率的な蓄電ができない以上、ベースロード電源(注51)にはなりえず、このような懸念は以前からあった。そのため、電気事業者は、電気の供給量が需要量を上回ることが見込まれる場合に、「回避措置」(注52)を講じた上で、年間720時間に限って、再エネ発電事業者の供給する一定の再エネ電気を保証措置なく抑制することができる(注53)。

ところが、九州電力、北海道電力、東北電力、四国電力、沖縄電力は、他のエリア（例えば、東京電力や関西電力など）への送電網がなく、電気も地産地消することが原則なため、再エネ電気の買取りを中止する措置を採らざるを得なかった。なお、このような出力制御については、FIT法施行規則5条において、「接続契約を締結している一般送配電事業者又は特定送配電事業者から国が定める出力抑制の指針に基づいた出力抑制の要請を受けたときは、協力すること。」と規定されており、再エネ発電事業者は、本指針に基づく出力制御の要請を受けたときは、これに協力する必要がある(注54)。

また、2019年には「太陽光発電の2019年問題」が発生すると言われている。FIT制度が始まる前の余剰電力買取制度が始まった2009年時点で、太陽光発電を設置した家庭では、買取期間が満期となる10年目の2019年に、電力会社の買取義務終了時期を迎えることになる。すなわち、2019年以降、毎年、余剰電力買取義務終了の太陽光発電が発生する。このように、10年で電気事業者の買取義務は消滅するが、電気事業者との相対取引で、市場価格による売電・買電は可能である。つまり、これら再エネ電気の売買は、買取期間満期後は、通常的需求と供給のバランスの上に立つ市場原理にゆだねられることになる(注55)。

3. 再エネ賦課金

FIT 制度で買い取られる再エネ電気の買取りに要した費用は、電気の利用者から広く集められる再エネ賦課金によってまかなわれている。再エネ電気は、日々使う電気の一部として供給されているため、再エネ賦課金は、毎月の電気料金とあわせて徴収される。再エネ賦課金の算定は、毎月の使用した電気の量 (kWh) に 2.90 円を乗じた金額 (2018 年 5 月時点) であり(注 56)、毎月の電気料金に加算される(注 57)。再エネ賦課金は、電気事業者が買取制度で電気を買うための費用に回され、最終的には再エネ発電事業者に支払われる。すなわち、再エネ促進のための原動力となる FIT 制度は、電気を使用する国民一般から徴収される再エネ賦課金によって支えられている。現に、再エネの促進とともに、エネルギーミックスにおける FIT 買取費用は年々増加し、2018 年度では総額 3 兆 694 億円に上った。そのうち、再エネ賦課金で賄われた金額は 2 兆 3,726 億円である。

環境省の分析によれば、再エネ賦課金単価は再エネ電気の累積導入量が影響するため、2020 年まで上昇を続ける。他方で、2020 年以降は、住宅用太陽光発電の調達期間が 10 年であるため、緩やかに再エネ賦課金単価が減少する。更に、非住宅太陽光発電をはじめとする多くの調達区分では調達期間が 20 年であるため、制度開始直後 20 年を経過すると再エネ賦課金単価は急激に減少すると予想している(注 58)。

経済産業省の試算によれば、このまま行けば、2030 年度の買取費用総額は 3.7~4.0 兆円となり、再エネ賦課金は 3.1 兆円となると予想されている(注 59)。ところが、電力中央研究所が発表した「固定価格買い取り制度 (FIT) による買取総額・賦課金総額の見通し (2017 年版)」(注 60)によると、2030 年度には、1 年分の買取り額だけで 4.7 兆円になるといふ。2018 年度の買取総額 2.3 兆円の約 2 倍で、政府が想定する 3.7~4.0 兆円よりも 1 兆円も高くなる。そして、すべての再エネの買取期間が終わる 2050 年までの総額では、94 兆円に達すると予想されている。

このように、経済産業省と電力中央研究所とで買取費用総額の予想に大きな差があり、いったいいくらになるか予想がつかない状況である。いずれにせよ、2030 年度には、各家庭が支払う再エネ賦課金は 2018 年度の 2 倍近くになり、国民に大きな負担となる可能性が高い。

4. ドイツの FIT 制度

ドイツにおける FIT 制度の歴史は古く、1991 年にまでさかのぼることができる。導入された当初、20 年買取りという条件はあったものの、価格的なメリットが少なかったため、再生可能エネルギーの普及を促進する効果はほとんどなかった。しかしその後、ドイツは、2000 年に制定された再生可能エネルギー法 (Erneuerbare-Energien-Gesetz : EEG) (注 61) (以下「EEG」という。)により、本格的に FIT 制度を導入した。買取期間は 20 年とされ、わが国をはじめ多くの国が、ドイツの FIT 制度を参考に導入を行った。

その後、EU では、2008 年に「再生可能エネルギー利用促進指令」(2009/28/EC) (注 62) (以

下「EU 指令」という。)が採択され、再エネに関して、最終エネルギー消費に占める再エネの比率を EU 全体で 20%に高める目標が設定された。この目標を達成するために、加盟国には、EU 指令に基づき、再エネ利用目標値を達成することが法的に義務付けられた(注 63)。このためドイツでは、EU 指令により、2020 年の最終エネルギー消費に占める再エネ比率を 18%まで高めることとした。この目標を念頭に、2012 年 EEG 改正時には、総発電量に占める再エネ比率を 2020 年に少なくとも 35%とする目標が設定され、2013 年には 25.3%が達成された(注 64)。さらに、2014 年に施行された EEG 改正で、再生可能エネルギーが総発電量に占める割合について、2030 年に 50%、2040 年に 65%、2050 年に 80%という目標を掲げた(注 65)。

ところが一方で、ドイツは電気料金の高騰という社会的問題を抱えている。2009 年には年 3800MW であった太陽光発電の新規導入量が、2010~2012 年には年 7500MW に急増した。この間、電力需要者に対する再エネ賦課金も、1kW 当たり 1.31 ユーロセント(2009 年)から 5.29 ユーロセント(2013 年)に急伸し、国民の財政上重い負担となった。そのため、2010 年には、2 回にわたって、太陽光発電の新規設備の買取価格を引き下げた。また、2012 年には、太陽光発電設備に関し、導入量実績に応じて 1 月ごとに新規設備に適用される買取価格の調整を行うメカニズムを導入した。さらに、FIT 制度で買取対象とする太陽光の導入量の総量の上限を 52GW (ギガワット)とすることが決定された(注 66)。これにより、2017 年の再エネ賦課金は、1kWh 当たり 6.88 ユーロセントとなり、2016 年と比べると 8.5%増であったが、2018 年には 6.79 ユーロセント(約 8.9 円)となり前年比 1.3%減に若干落ちた。しかし、ドイツは、依然として EU で最も電気料金の高い国である。

このように、FIT 制度は、再エネの先進国であるドイツでも電気料金の高騰を招き、国民に大きな負担を強いている。

IV. 原子力発電

1. 原子力発電の現状

2019 年 1 月 18 日、日立製作所は、英国ウェールズ北部アングルシー島での原子力発電所の建設工事を凍結すると発表した。理由としては、安全性対策等のコストが予想以上にかさみ、民間企業の経済合理性の観点から事業継続が難しいと判断したためである(注 67)。これにより、日立製作所は、2019 年度 3 月期に約 3,000 億円の損失(国際会計基準)を計上する見通しとなった。この決定により、安倍政権が国策として進めてきた原子力発電所建設の海外輸出はすべて頓挫した結果となった(注 68)。この日立製作所の決定は、わが国の原子力発電の輸出のみならず、国内の原子力発電事業に少なからず影響を与えるものである。また改めて、原子力発電の安全対策のコストが高額になることが再認識された結果となった。

1954 年 5 月の内閣諮問機関「原子力利用準備調査会」の発足以降、原子力は、エネルギー資源に乏しいわが国にとって、ウランやプルトニウムなどの放射性物質により発生するエネルギー源として(注 69)、東京電力などの電気事業者によって相次いで原子力発電所の建

設が進められてきた。この結果、東日本大震災前の2010年時点で、60基の商業用原子力発電所が運転されていた(注70)。しかし、2011年3月11日に発生した東日本大震災による東京電力福島第一原子力発電所の事故後の同発電所1～6号機の廃止に伴い、原子力発電所の数は48基と減った。その後、運転開始後40年以上が経過した高経年炉7基のうち6基が廃炉となった(注71)。さらに、2018年には関西電力大飯発電所1,2号機、四国電力伊方発電所2号機の廃炉が決定された。このように、わが国では、福島第一原子力発電所の事故後、多くの原子力発電所が廃炉となっている。

また、原子力発電所の廃炉だけでなく、福島第一原子力発電所の事故後、原子力発電所の停止も余儀なくされ、2012年には、1970年以来42年ぶりに国内すべての原子力発電所が発電停止となった。しかし、その後、九州電力川内原子力発電所1,2号機に関する原子力規制委員会による新規制基準(2013年7月8日施行)(注72)適合性審査が2015年に完了し、原子力発電が再開された。また、関西電力高浜発電所3,4号機などいくつもの原子力発電所について、新規制基準にかかる設置変更の許可がなされている(注73)。

2019年1月12日現在、わが国の商業用の原子力発電所は、稼働中9基、設置変更許可6基、適合性審査中12基、未申請9基、廃炉決定24基である(注74)。このように徐々に再稼働が進んでいるが、住民からの反発も強く訴訟に発展するケースもある。例えば、関西電力高浜発電所3,4号機は、大阪地方裁判所が運転の停止を求める仮処分を決定したため一時的に運転を停止したが(注75)、2017年3月末には大阪高等裁判所が関西電力の主張を認め仮処分の取消しを命じ(注76)、5月には4号機が、6月には3号機が稼働を開始した。

また、2017年12月には広島高等裁判所への抗告審において、定期検査中であった四国電力伊方発電所3号機について、2018年9月末までの運転差止めを命じる仮処分が決定された(注77)。これに対し、四国電力は仮処分の執行停止及び保全異議の申立てを行い(注78)、その結果、広島高裁は2018年9月25日、四国電力の保全異議を認め、決定を取り消した。これにより、差止めの法的拘束力が消滅したことにより、2018年10月3日から四国電力伊方発電所3号機の稼働が再開された。

一審と二審の判断の違いは、各訴訟によって異なるが、共通しているのは、原子力発電所の稼働が、地元住民の人格権に基づく妨害予防請求権を侵害するかどうかの判断である。一審で「侵害する」としたものが二審で覆されているが、その根拠となるものは訴訟によって異なる。例えば、関西電力大飯発電所3,4号機の運転差止め訴訟の控訴審である名古屋高裁金沢支部では、新基準に基づいて関西電力が策定した耐震設計の目安となる揺れ(基準値振動)の妥当性が最大の争点となった。一審の福井地裁では、地震対策に構造的な欠陥があると判断したが、二審では、関西電力側が「震源となる敷地の断層をより長く、広く設定して算定して」と主張し、名古屋高裁金沢支部はこれを認め、地裁判決を取り消した。

また、この間、法改正も行われ「運転期間延長認可制度」が導入された。2012年に「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」(原子炉等規制法)(注79)が改正され、原子炉の運転期間を運転開始から40年とし、その満了までに認可を受けた場合には、1回

に限り最大 20 年間延長することを認めた(注 80)。この認可には、新規制基準の適合のために必要となる工事計画の認可等を受けた上で、特別点検の結果を踏まえた劣化状況評価等によって長期間の運転が問題ないと判断されることが条件となっている(注 81)。これにより、2015 年 4 月には関西電力高浜発電所 1, 2 号機、11 月には関西電力美浜発電所 3 号機、2017 年 11 月には日本原子力発電東海第二発電所の運転期間延長許可申請が提出された。そして、2016 年 6 月には関西電力高浜発電所 1, 2 号機の運転期間延長が認可され、11 月には関西電力美浜発電所 3 号機も運転期間延長が認可された。

この法改正が意味するところは、原子炉の寿命は平均 40 年であり、最長でも 60 年しかもたない、またはもたせるべきではないということである。すなわち、これまでに廃炉となった原子炉の多くは、40 年以上経過した高経年炉であり、わが国の多くの原子力発電所の原子炉は経年劣化の危険にさらされているという現状が背景にある(注 82)。原子炉の高経年化は、原子炉の安全性に密接にかかわることであるため、より慎重な対応が求められる。また、このことは、現在稼働中の原子力発電所すべてが、最終的には廃炉となり、廃止措置を講ずる必要があることを意味する。

原子力発電所の現状



【図 3】 原子力発電所の現状 (2018 年 11 月 7 日現在)

出典：資源エネルギー庁 HP「日本の原子力発電所の状況」

(http://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/nuclear/001/pdf/001_02_001.pdf)

2. 放射性廃棄物の処分

原子力発電所で発生した低レベル放射性廃棄物（再処理施設(注 83)や MOX 燃料(注 84)加工施設から発生する長半減期低発熱放射性廃棄物（TRU 廃棄物）を含む）(注 85)の処分については、発生者責任に基づき、東京電力などのような原子力事業者などが処分に向けた取組みをすることとしている。放射性廃棄物は、原子力を使用すれば必ず発生するものだが、自然界にはこれを浄化する作用はない。そのため、現時点での科学技術では、放射性廃棄物を地中深く埋設するしか方法がない(注 86)。

具体的には、放射能レベルに応じて、処分する深さや放射性物質の漏出を抑制するための障壁（バリア）の違いにより、①人口構造物を設けない浅地中埋設処分（浅地中（トレンチ）処分）、②コンクリートピットを設けた浅地中への処分（浅地中（ピット）処分）、③一般的な地下利用に対して十分余裕を持った深度（地下 50m 以深）への処分（余裕深度処分）、④地下 300m より深い地層中への処分（地層処分）、のいずれかの方法により処分することとしている(注 87)。すなわち、低レベル放射性廃棄物の処分でも、現在の技術では、比較的浅い地層中に埋めるという方法を採用しか処分の方法はない(注 88)。このように、放射性廃棄物の最終処分は、地中に埋設する方法を採用。

各原子力施設の運転及び解体により発生する低レベル放射性廃棄物の保管量は、2017 年 3 月末、全国の原子炉施設（原子炉、加工、再処理、廃棄物埋設・管理施設）、及び取扱事業者の合計で、容量 200l（リットル）ドラム缶に換算して約 114 万本分の貯蔵となっている(注 89)。現在の主な保管場所は、原子力発電所の施設内、及び青森県六ヶ所村、茨城県東海村の再処理施設である。

一方、発電によって発生した使用済み核燃料は、高レベル放射性廃棄物(注 90)としてガラス固化され、冷却のため 30～50 年間程度貯蔵した後、地下 300m より深い地層に埋設される。これを地層処分という。2018 年 3 月 16 日時点で、国内で処分されたもの、海外（フランス、イギリス）から返還されたもの（ガラス固化体）を合わせて 2,482 本が、青森県六ヶ所村、茨城県東海村の再処理施設で保管されている(注 91)。さらに、原子力発電の運転により生じた使用済み核燃料をすべてガラス固化体に換算すると、約 24,800 本相当が発生し、いずれこれらも地中に埋設されることになる。2000 年に、「特定放射性廃棄物の最終処分に関する法律」（最終処分法）が成立し、地層処分が法律で規定された後、原子力発電環境整備機構（NUMO）(注 92)が、地層処分を行う最終処分場を探しているが、地元住民の強い反発があり、未だに最終処分場が決まらず、青森県六ヶ所村および茨城県東海村の再処理施設で保管されたままの状態となっている。

また、九州電力玄海原子力発電所は、2018 年 3 月に 3 号機が、6 月には 4 号機が再稼働したが、青森県六ヶ所村の使用済み核燃料の再処理工場の完成が大幅に遅れているため、一時保管用の燃料プールに使用済み核燃料がたまり続けている。このままだと、玄海原子力発電所では、今後 5 年から 7 年で、燃料プールの容量が足りなくなるとして、「乾式貯蔵」(注 93)の貯蔵施設を原子力発電所の敷地

内に新たに設置する計画をまとめ申請書を国に提出した。乾式貯蔵施設は最大でおよそ 960 体の使用済み核燃料を保管でき、2027 年度をめどに運用を始めたいとしている(注 94)。

このように、低レベル放射性廃棄物、高レベル放射性廃棄物いかに問わず、現時点での科学技術では、これらを完全に分解・処分することはできず、深度の違いこそあれ、すべて地中に埋設する方法しかない。高レベル放射性廃棄物の地層処分は、放射線量が人体に影響がないまでに減衰するための時間、すなわち生命環境から隔離する時間は、10 万年～100 万年と言われている。しかし、原子力発電環境整備機構 (NUMO) によると、最終処分場での管理は約 100 年であり、その後は放置の状態となるという(注 95)。放射性物質が別の物質に変わるまでに長時間に亘り放射線を放出することを考えると、原子力発電が続く限り、今後大量に発生するであろう放射性廃棄物の地中への単なる埋設が、究極の放射性廃棄物の処分であるとするならば、いくら地下 300m の深部に埋設と言っても、処分の安全性に問題があると言わざるを得ないであろう(注 96)。

10 万年～100 万年の間、天変地異のような地殻の異変が起こらず、高レベル放射性廃棄物が何事もなく静止した状態であればよいが、10 万年～100 万年前のわが国は、現在の日本列島の地形とかなり異なっていることを思えば、それは幻想に過ぎない。わが国は地震の多い火山国であり災害も多い。これで安全性に問題がないと言えるであろうか(注 97)。

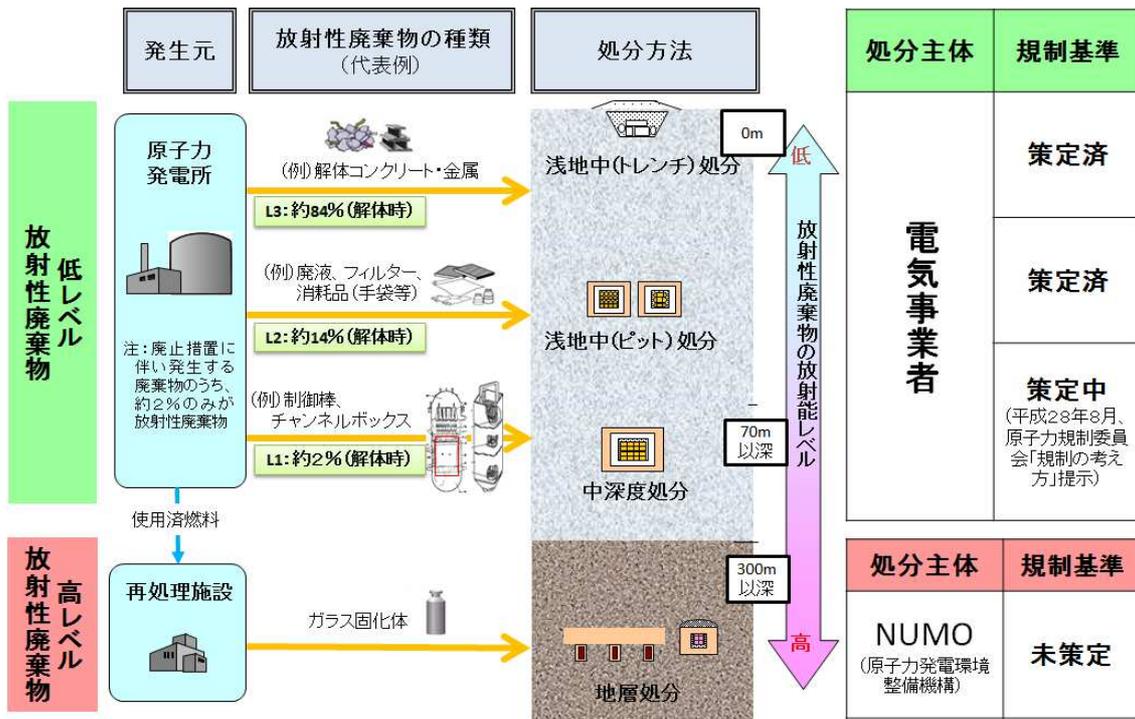
なお、資源エネルギー庁は、これら放射性廃棄物の埋設に適した地を公表している。公表されている地図では、好ましい地と好ましくない地を色分けして示しているが、好ましい地が海岸線に近く人口密度の多い平野部となっている(注 98)。これらの多くが堆積物が蓄積した比較的柔らかな沖積世の地層であることを思えば、このマップがどの程度科学的検証がなされたものなのか疑問が残る(注 99)。

3. 原子炉廃止措置

放射性廃棄物の処分が問題となるのが、廃炉となった原子炉の廃止措置(注 100)である。1950 年代に始まったわが国の原子力利用から既に 50 年以上が経過し、現在運転されている原子力発電所も、いつかはその役目を終える日が来る(注 101)。わが国初の商業用原子力発電所である日本原子力発電東海発電所は、約 32 年に亘る運転の後、1998 年に営業運転を停止し、2001 年 12 月から解体に着手し、廃止措置段階に入っている。また、中部電力浜岡原子力発電所は、2009 年 1 月に 1、2 号機の廃炉を決め、同年 11 月に廃止措置計画が認可された。その後も、九州電力玄海原子力発電所 1 号機、関西電力美浜発電所 1、2 号機、日本原子力発電敦賀発電所 1 号機、中国電力島根原子力発電所 1 号機、四国電力伊方発電所 1 号機、関西電力大飯発電所 1、2 号機、が廃止措置計画を申請し許可されている(注 102)。また、2016 年 2 月には、日本原子力研究開発機構の「もんじゅ」の廃炉が政府によって決定された(注 103)。さらに、2019 年 2 月 13 日には、九州電力は玄海原子力発電所 2 号機の廃炉決定が発表された。

わが国における原子炉廃止措置にかかる国の考え方は、1981年6月に原子力委員会(注104)がその基本方針を定め、1994年6月に原子力委員会が発行した「原子力の研究、開発及び利用に関する長期計画」(注105)の中に記載されている。すなわち、原子炉施設の廃止措置は、安全確保を大前提として、地域社会との協調を図りつつ進めること、また、技術開発を進めること、商業用発電炉の廃止措置については、原子炉の運転終了後できるだけ早い時期に解体撤去することを原則としている。

原子力発電所の廃止措置について、わが国では、「安全貯蔵—解体撤去」方式を標準的な工程として採用している。運転を終えた原子力発電所は、営業運転を終了すると国の認可を受けて廃止措置が開始される。燃料搬出後、配管内などに付着している放射性物質を除去し(系統除染)、その後5~10年ほど放射能の減衰を待つために貯蔵し(安全貯蔵)、最終的に解体する(解体撤去)。解体撤去が完了した跡地は、地域社会と協調をとりながら、原子力発電所用地として引き続き有効に利用することを基本方針としている(注106)。



【図4】放射性廃棄物の区分と処分方法

出典：資源エネルギー庁「放射性廃棄物について」

(http://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/nuclear/rw/gaiyo/gaiyo01.html)

原子力発電所の廃止措置には、放射性廃棄物の処分が伴うことから、安全確保のための制度上の手続面の明確化や、原子力施設の廃止や解体に伴って発生する様々な種類の廃棄物などから、放射性物質として管理する必要のあるものと、汚染のレベルが自然界の放射性物

質の放射線レベルと比べても極めて低く、管理すべき放射性物質として扱う必要のないものを区分するためのクリアランス制度(注 107)が必要とされ、2005年5月に原子炉等規制法を改正して、クリアランス制度が導入された。すなわち、廃止措置によって出された廃棄物を、①放射性廃棄物、②放射性廃棄物でない廃棄物、及び③放射性物質が少なく、放射性物質として扱う必要のないもの(クリアランス対象物)、の3種類に分ける方法であり、放射能レベルの度合いによって異なる廃棄方法を採用する方法である(注 108)。

この改正を受け、2005年12月に「実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則」(注 109)が改正され、廃止措置計画の認可の基準、廃止措置の終了確認の基準が設けられた。その後、原子力規制委員会により、規制関連法も2012年に見直された。また、発電用原子炉施設等の廃止措置に係る内規が2013年11月に定められた。

しかしながら、運転稼働中の原子力発電所によって発生する放射性物質の処分と同様、廃止措置となった原子力発電所から出される放射性廃棄物も、地中に埋設するしか処分の方法がない。最も高いレベルの放射性廃棄物であっても、地下300mより低い地中に埋設する方法しかない。わが国のように地震等の災害の多い国で、はたして、この程度の深度で長期間の埋設で十分かどうか、現時点では科学的な確証はない。廃止措置の工程は、通常20～30年の長期に亘る。例えば、中部電力浜岡原子力発電所1,2号機のような沸騰水型原子炉(BRW)(注 110)では28年、関西電力美浜発電所1,2号機のような加圧水型原子炉(PWR)(注 111)では30年が必要であるとされている。しかし、再処理施設の場合、実際にはもっと長期に亘り、廃止措置には技術的困難も多く、費用も莫大になると予想されている。

例えば、茨城県の東海原子力再処理施設(注 112)の廃止措置にあたっては、廃止まで70年かかり、費用も1兆円がかかると予想されているが、2018年6月、原子力規制委員会はこれを認可した。ここには、原子力発電所の使用済み核燃料からプルトニウムとウランを取り出す施設などおよそ30もの施設があり、再処理で出た非常に高い放射線量の廃棄物などが保管されている。一部の廃棄物の保管用のプールには、容器にワイヤが絡みついた廃棄物が無造作に積み重ねられていて、取り出すには新しい技術開発が必要とされている(注 113)。このため、70年の歳月をかけ、1兆円を投入しても作業が完了するとは限らないと言われている(注 114)。

V. エネルギー政策の評価・検討

1. 再生可能エネルギーの評価

(1) 国民の負担の大きく租税法律主義に反するFIT制度

FIT法による再エネ電気のFIT制度は、長期間の高額な固定価格により、再エネ発電業者のみならず住宅用太陽光発電設備を有する一般住宅にとっても、非常に大きなメリットがあるため、再エネの促進にとって効果を発揮した。現に、再エネの電源構成比率では、2010年度では10%であったものが、2016年度には15%と大きく伸びた(注 115)。しかし、その一方で、再エネ電気は、電気事業者が、再エネ発電事業者から固定価格で買い取ることになり、

この買取費用は、電気料金の一部として、使用電力に応じた再エネ賦課金という形で国民が負担している(注 116)。

問題は、その再エネ賦課金が、税金のように一律に国民から徴収され、それが年々高額化し、国民経済に影響を与えていることである。上述のように、経済産業省の試算では、2030年度には、3.7～4.0兆円になると予想され、電力中央研究所の試算では、4.7兆円になると予想されている。これは、2017年度の消費税総額が17.1兆円であったことを考えると、消費税率が2%上がったのと同じ程度の金額である。FIT法は税法でない。とすれば、再エネ賦課金を国民から幅広く徴収するFIT制度は、法律の根拠がなければ租税を賦課されたり、徴収されることはないとする租税法律主義に実質的に反するものではないだろうか。

(2) 公平性を欠いたFIT制度

再エネ賦課金の高額化とともに、FIT制度の不公平さが指摘されている。再エネによる投資ができる者ならともかく、多くの国民は太陽光パネルなどを設置できないアパート暮らしやマンション暮らしの者が多い。一方で、FIT制度は、太陽光発電などのような再エネ発電事業への投資を行うことができるのでメリットがあるという議論もあるが、投資をする余裕のない国民が大半であり、投資ができる者は比較的裕福な者に限られる。しかしながら、再エネ賦課金は、一律に国民の広くから徴収されているため、投資に参加できない者にとっては、極めて不利かつ不公平な制度であり、格差社会を助長する制度ともいえる(注 117)。

このようなFIT制度は、多くの国民に支持されていることが前提となるが、国民負担が仕方ないと答える人は23%である一方で、負担が重いので制度をやめるべきと答える人が39%と、支持派を大きく超えている。さらに、電気代が安くなるなら原子力発電を支持すると答えた人が21%いることも無視できない(注 118)。このように、FIT制度は広く国民のコンセンサスがとられているとは言い難く、多くの国民は重い電気料金を負担に思っていることがわかる。今後、再エネ賦課金が高額になればなるほど、FIT制度に対する不支持派が増えていき、ドイツのように国民の怒りとなって爆発するのは時間の問題であると思われる。

ドイツでは再エネ賦課金が10年間で約2倍となり、国民の怒りが爆発し、大きな社会問題となった。現在では、固定価格を毎月見直すことにより価格の調整を図っている。また、ドイツでは、期間ごとに導入目標量を決めて、それを上回った場合には、買取価格を引き下げる等の調整を行っている。わが国のFIT制度も、国民の怒りが爆発し社会問題になる前に、徹底した見直しが必要であろう。

(3) 再エネ電気の上限設定のないFIT法

2011年のFIT法制定以来、再エネ電気は、2010年度には、電源構成比率が10%であったものが、2016年度には15%と急減に増えた。この理由は、上述のように、電気事業者が再エネ発電事業者から買い取る調達価格が20年間固定で、通常の電気料金の数倍という高額

な金額だったからである。この FIT 法による FIT 制度は、再エネ発電事業者にとって、高利益を生む金の卵のような存在であり、一気に再エネ事業が加速していった。政府の思惑通りに事が進んだかのように見えたが、この FIT 法には大きな落とし穴があった。

繰り返しになるが、2014 年、九州電力が再エネ電気の買取りを中止すると発表し、その後、北海道電力、東北電力、四国電力がこれに続いた。電力会社が、再エネ電気が供給過多となり、送電網にトラブルが生じる危険性があると判断したためである。これは以前から懸念されていた。例えば、日照時間の長い日などでは、電気の供給量が需要量を上回ることが予想され、FIT 法施行規則で、年間 720 時間に限って、再エネ発電事業者の供給する再エネ電気を保証措置なく抑制できるように規定していたが、それを上回る供給過多が現実味を帯びた訳である。

すなわち、例えて言うならば、FIT 法には強力なアクセルはあったが、ブレーキが弱く、暴走した再エネ電気の供給を止めることはできず、電力会社の再エネ電気の買取り中止の発表という形で現れた形となった。FIT 法は、運用開始からではなく認可時に調達価格が決定されるため、再エネ電気発電事業者が、太陽光発電の機材などのコストが低くなるまで、なかなか運用を開始しないなど様々な不備があったが、再エネ電気の調達に上限を設けていなかったことが、このような事態を引き起こした。完全な法の不備である。FIT 法のような政策を強力に推し進める法律には、それを抑制するための規定も、当然のことながら整備する必要があるのではないだろうか。

(4) グランドデザインのない再エネ電気政策

再エネ電気ですぐに問題なのが、送電線の設備である。北海道北地域（稚内市、豊富町、幌延町、天塩町、中川町など）は、風況がよく風力発電の適地であるものの、電気を送るための送電網が整備されていないため、風資源を有効活用できていないという現状があった。このため、北海道北部風力送電（北海道稚内市）は 2018 年 10 月 4 日、北海道北部地域における風力発電の導入拡大を目指し 77.8km（キロメートル）の送電網を整備すると発表した。2018 年 10 月から順次建設工事に取りかかり、変電所なども新設、世界最大級の蓄電池システムも導入する予定である(注 119)。

このように、風力発電に適した風の強い地域はあるものの、送電網が整備されていないため、せっかくの風資源を有効活用できない地域がある。稚内もその一つで、ここに送電網が整備されれば北海道内の電力はすべて賄われる可能性がある。風資源が期待できる地域を特定し、送電網の整備をすることも再エネ電気の推進にとって必要であろう。また、エリアごとに分かれている電力会社の管轄地域も見直し、余剰電力を融通しあうことができる送電網も必要である。

再エネ電気ですぐの問題が、自然現象に左右されやすく電力の供給が安定しない点である。これは、太陽光発電と風力発電に顕著に現れる。このため、ベースロード電源として原子力発電の必要性が叫ばれている。これを解決する唯一の方法が大規模かつ高性能な蓄電

池である。上記の稚内の送電網プロジェクトでは、蓄電池容量 720MWh、出力 240MW という世界最大規模の世界最大級の蓄電池システム（リチウムイオン電池）を北豊富変電所内に併設することになっている。この蓄電池システム建設工事の設計・調達・建設（EPC）業務は千代田化工建設（神奈川県横浜市）が受注し、資金は、三菱 UFJ 銀行、三井住友銀行と日本政策投資銀行をアレンジャーとする金融機関からの融資（シンジケートローン）で調達する(注 120)。今後、このようなプロジェクトが増えていくことが予想される。

このように、再エネを考える場合、発電設備だけでなく、送電網や蓄電池システムなど関連するシステム全体を視野に入れたグランドデザインが必要であり、それを基にした法整備を行うべきではないだろうか。

2. 原子力発電の可能性と評価

(1) 実現性の薄い原子力発電

わが国の総電力使用量は、東日本大震災前の 2010 年度では 10,064 億 kWh であったが、このうち原子力発電による電力量は約 29%の 2,919 億 kWh であった。ところが、東日本大震災による福島第一原子力発電所の事故により、大半の原子力発電所が稼働を停止したため、2013 年度の総電力使用量は 9,397 億 kWh となり、原子力発電による電力量は 1%の 940 億 kWh まで落ち込んだ。これに対し、2030 エネルギーミックスでは、原子力発電を可能な限り低減するとともに、再エネを推進かつ拡大していくことを大きな柱としているものの、2030 年度の総電力量を 10,650 億 kWh と予想し、原子力発電による電力量を 20~22%の 2,237 億 kWh まで戻すとしている。この背景には、政府の原子力発電推進の方針がある(注 121)。

ところが、原子力発電所の数を見ると、東日本大震災前の 2010 年度では 60 基の原子力発電所が稼働していたものが、2019 年 1 月時点で、24 基が廃炉の決定を下している。再稼働したものが 9 基、設置変更許可のものが 6 基、これに新規規制基準による審査中が 12 基、未申請 9 基を合わせても、総数 36 基にしかない。未申請 9 基も、このままだと廃炉となる可能性がある。すなわち、これらすべてを稼働させたとしても、2010 年度の 60 基のうち約 60%しか稼働できない状況となり、単純計算しても、約 1,810kWh の発電量しかならず、目標の 2,237 億 kWh には遠く及ばず、約 427 億 kWh が不足する。大型の原子力発電所 1 基の発電量を約 100 億 kWh とすると、4~5 基の原子力発電所が不足するという計算になる。これを解決するためには、既存の原子力発電所をフル稼働させるだけでなく、大型の原子力発電所を新たに作る必要が生じるが、果たしてこれは実現可能であろうか。少なくとも、現在の原子力発電所を再稼働するだけでは、到底まかない切れないことは確かである。

(2) 住民による訴訟と運転再開

関西電力大飯発電所に対する運転差止め請求事件(注 122)では、福井地方裁判所は、「原告らのうち、大飯発電所から 250km 圏内に居住するものについて、大飯発電所の運転によっ

て直接的にその人格権が侵害される具体的な危険があると認められる」とし、原告の請求を認容した。また、関西電力高浜発電所に対する運転差止め請求の仮処分の申立て事件(注 123)では、「高浜原発から半径 250km 圏内に居住する債権者による、人格権の妨害予防請求権に基づく高浜原発 3・4 号機の運転差止めの仮処分の申立てにつき、高浜原発の安全施設、安全技術には、多方面にわたる脆弱性があるといわざるを得ず、原子炉の運転差止めは具体的危険性を大幅に軽減する適切で有効な手段であり、原発事故によって債権者らには取り返しのつかない損害を被るおそれが生じ、本案訴訟の結論を待つ余裕がなく、また、原子力規制委員会による再稼働申請の許可がなされた現時点においては、保全の必要性はこれを肯定できる」として、運転差止めを認容した。さらに、大津地裁に提起された関西電力高浜原子力発電所に対する運転差止め請求の仮処分の申立て事件(注 124)では、「滋賀県内に居住する債権者による、人格権に基づく妨害予防請求権に基づく高浜原発 3・4 号機の運転差止めの仮処分の申立てにつき、債務者の保全段階における主張及び疎明の程度では、新規制基準及び本件各原発に係る設置変更許可が、直ちに公共の安寧の基礎となると考えることをためらわざるを得ない」などとして、運転差止めを命じた(注 125)。

このように、住民からの差止め請求を認容した決定がある一方で、逆の判断を下す裁判所もある。九州電力川内原子力発電所に対する運転差止め請求の仮処分の申立て事件(注 126)では、「川内原発から 250km 圏内に居住する債権者による、人格権に基づく川内原発 1・2 号機の運転差止めの仮処分命令を申立てにつき、債権者らが川内原発に関し具体的危険性があると主張するいずれの事項についても、債権者らを含む周辺住民の人格権が侵害され又はそのおそれがあると認めることはできない」として、申立てを却下した。

このほか、各地で訴訟が提起されていることや、弁護士の間で脱原発弁護団全国連絡会(注 127)が組織されていること等を思えば(注 128)、原子力発電に対する住民からの反発は根強いと言わざるを得ず、2030 エネルギーミックスにおける原子力発電比率 22~20%の達成は、難しいと言える。

(3) 放射性廃棄物の最終処分と廃炉

放射性廃棄物の処分は、現時点での科学技術では、これらを地中深く埋設しか方法がなく、最終処分場も未だに決まらない状況である。2018 年 3 月時点で、青森県六ヶ所村、茨城県東海村の再処理施設で、高レベル放射性廃棄物であるガラス固化体が 2,482 本保管されている。原子力発電所の運転により生じた使用済み核燃料をすべてガラス固化体にした場合、約 24,800 本となる。これらが、行先のない放射性廃棄物として保管されたままの状態となる。

2000 年に最終処分法が制定され、原子力発電環境整備機構 (NUMO) が最終処分場を探しているが、約 20 年経っても全く具体的な進展がない状況が続いている。FIT 法とは対照的に、最終処分法はまったく形骸化し実効性のないものとなっている。これをそのまま放置してよいものであろうか。

さらに、学識経験豊かな専門家集団である日本学術会議(注 129)が、原子力委員会に提出

した「回答 高レベル放射性廃棄物に関して」と題する報告書(注 130)の中で、「地層処分は地震や火山の多い日本のような国ではリスクが高くかつ困難であり、高レベル放射性廃棄物の地層処分の方針は白紙に戻すべきである」と提言したにも拘わらず、政府及び原子力委員会はこれを無視している。この理由は不明だが、余りにも無責任と言わざるを得ないであろう。

また、廃炉が決定された原子炉の廃止措置も、何十年という歳月と膨大なコストがかかるだけでなく、技術的にも確立されてはいない。2019年2月13日に発表された九州電力玄海発電所2号機の廃炉決定は、2021年に運転から40年を迎えるが廃炉にかかる費用は、約365億円であり、廃炉作業はおよそ30年はかかるとの見通しである(注 131)。また、2016年12月9日、経済産業省は、福島第一原子力発電所の廃炉にかかる費用や賠償費用の総額が21兆5,000億円に上ると発表した。このうち、廃炉にかかる費用は、8兆円と試算されている(注 132)。このように、原子力発電所の廃炉には、多額な金額を必要とする。決して原子力発電は、クリーンで安価なエネルギー源ではない。

また、原子炉の寿命である40年ルールにより、このままでは2050年には、原子力発電所の稼働はゼロとなる可能性がある。原子力発電はベースロード電源であるので、これを火力に置き換えた場合、再エネが50%になったとしても、「2050年にCO₂80%削減」というパリ協定の目標が実現不可能となるだけでなく、電気料金も高騰し、現在の4倍近くに上がるという試算もある(注 133)。いずれにせよ、今後、放射性廃棄物の処分と廃炉に多額の費用が発生することは避けられない。

VI. 結びにかえて

2030 エネルギーミックスは、わが国の将来の電源構成の政策に一定の指針を与えるものであるが、非常に多くの問題をかかえており、このままでは実現不可能であると思われる。

問題点としては、第一に、FIT制度が国民から広く徴収している再エネ賦課金に支えられている現状から、この制度が国民の支持を得ることができるか否かが大きな岐路となる。特に、FIT制度は国民の不公平感が強い。このままでは、再エネ賦課金は2030年度には倍に増額になるため、国民の支持が得られず、ドイツのように社会問題に発展する可能性がある。調達価格についてはきめ細かな調整をすることにより、今後さらなる再エネ賦課金の低減を考える必要があるであろう。

また、FIT法は、再エネ電気の上限設定がないことも問題である。再エネ電気が供給過多になった場合の電力会社の買取り中止は、再エネを推進する政策だけでなく、再エネ発電事業者に対する影響も大きい。さらに、無制限な再エネ発電開発を助長し、再エネ賦課金の増大を招くおそれがある。このようにFIT法は、再エネ政策にとって不備なものと言わざるを得ず、再度見直しをする必要があるのではないだろうか。

再エネが自然に左右され不安定な電源であることから、送電網の整備と大規模かつ効率的な蓄電池システムの開発と設置も不可欠である。わが国の将来のエネルギー供給のグラ

ンドデザインを考え直した上での法整備が必要であろう。

原子力発電については、既存の原子力発電所をすべて再稼働したとしても、原子力発電比率 22~20%を達成することは難しい。放射性廃棄物の処理にしても、原子力発電所の廃炉にしても、技術的な問題を多く抱え、莫大な費用がかかることが明らかになりつつ現在、このまま原子力発電を推進することは、将来に対して大きなつけをまわすことになる。このような状況の中、新たに原子力発電所を建設することに対しては、国民の支持が得られる可能性は低いと言わざるを得ない。

わが国のエネルギー基本計画は、「安全性」「安定供給」「経済効率性」「環境への適合」という基本方針に基づくものであるが、原子力発電は、これらすべての基本方針に反するものではないだろうか。現在稼働中の原子力発電所が廃炉になった後は、送電網の整備と大規模かつ効率的な蓄電池システムにより、ベースロード電源としての再エネによる発電を確立する必要がある、これに基づいた新しいエネルギーミックスを策定する必要があると思われる。

いずれにせよ、わが国の将来のエネルギー需給を考えた場合、長期的な視野に立った政策と、広く国民から支持される具体的かつ実現可能なエネルギー戦略が必要である。

* 本研究は、平成 30 年度科学研究費（16K13333）の研究成果の一部である。

（脚注）

(注 1) 再生可能エネルギーとは、renewable energy の和訳であり、気候変動に関する政府間パネル (Intergovernmental Panel on Climate Change: IPCC) の 2011 年レポートでは、太陽、地球物理、生物などに由来して、利用する以上の速さで自然界において補充されるあらゆる形のエネルギーであると定義されている (第一東京弁護士会環境保全対策委員会編『再生可能エネルギー法務』 (勁草書房, 2016 年) 2 頁)。

(注 2) FIT (Feed-in Tariff) とは、電力を買い取る助成制度のことであり、"Feed-in"は「入れる、供給する」、"Tariff"には「関税、電気などの公共料金の請求方式」などの意味がある。

(注 3) 2012 年施行、2017 年改正。2019 年 4 月に新たな改正が予定されている。

(注 4) 自民党の議員立法により、2003 年 6 月 7 日に成立した (http://elaws.e-gov.go.jp/search/elawsSearch/elaws_search/lsg0500/detail?lawId=414AC1000000071) (as of Jan 22, 2019)。

(注 5) 経済産業省 HP (<http://www.meti.go.jp/press/2018/07/20180703001/20180703001.html>) (as of Jan 22, 2019)。

(注 6) エネルギー政策基本法 12 条。

(注 7) 資源エネルギー庁 HP

(<http://www.enecho.meti.go.jp/about/special/johoteikyoo/energykihonkeikaku.html>) (as of Jan 22, 2019)。

(注 8) 資源エネルギー庁「エネルギー基本計画」(平成 30 年 7 月)

(http://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/pdf/180703.pdf) (as of Jan 22, 2019)。

(注 9) 長期エネルギー需給見通し (エネルギーミックス) とは、電力の安定供給を図るため、再

生可能エネルギーや火力、水力、原子力など多様なエネルギー源を組み合わせることで電源構成を最適化することをいう。

- (注10) 資源エネルギー庁「2030年エネルギーミックス実現に向けた対応について～全体整理～」(資料1-4)(2018年3月26日)13頁
(http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/025/pdf/025_008.pdf)
(as of Jan 22, 2019)。
- (注11) FIT制度とは、太陽光、風力、水力、地熱、バイオマスの再生可能エネルギー源を用いて発電された電気を、国が定める価格で一定期間電気事業者が買い取ることを義務付ける制度をいう。
- (注12) 資源エネルギー庁「2030年エネルギーミックス必達のための対策～省エネ・再エネ等～」(2017年11月28日)(資料2)15頁
(http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/022/pdf/022_006.pdf)
(as of Jan 22, 2019)。
- (注13) 経済産業省編『エネルギー白書2018』(経済産業調査会, 2018年)101頁。
- (注14) 資源エネルギー庁「エネルギー情勢を巡る状況変化」(平成29年8月30日)1頁
(http://www.enecho.meti.go.jp/committee/studygroup/ene_situation/001/pdf/001_005.pdf) (as of Jan 22, 2019)。
- (注15) 経済産業省編・前掲注(13)24～25頁。
- (注16) United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) (<https://unfccc.int/>)
(as of Jan 22, 2019)。
- (注17) The 3rd session of the conference of the parties to the UNFCCC.
- (注18) Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change
(<https://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf>) (as of Jan 22, 2019)。
- (注19) 例えば、1995年度の第1次制度改革では、電力の卸供給を行う独立発電事業者(IPP)制度の電源入札制度の創設、電力会社の料金メニューの多様化等がある(経済産業省編・前掲注(13)27頁)。
- (注20) 資源エネルギー庁「日本のエネルギーの今を知る20の質問」(2016年度版)1頁
(www.enecho.meti.go.jp/about/pamphlet/pdf/energy_in_japan2016.pdf) (as of Jan 22, 2019)。なお、資源エネルギー庁は、原子力発電の燃料であるウランやプルトニウムの調達を統計上輸入とはみなしていないが、ウランに関しては、わが国には資源がほとんどなく100%輸入している(資源エネルギー庁HP(<http://www.enecho.meti.go.jp/category/others/tyousakouhou/kyouikuhukyu/fukukyouzai/ck/2-1.html>))(as of Jan 22, 2019)。
- (注21) The 21st session of the conference of the parties to the UNFCCC.
- (注22) Paris Agreement Article2-1 (<https://www.mofa.go.jp/files/000197313.pdf>) (as of Jan 22, 2019)。
- (注23) Paris Agreement Article4-2 (<https://www.mofa.go.jp/files/000197313.pdf>) (as of Jan 22, 2019)。
- (注24) 全国地球温暖化防止活動推進センター(JCCCA)・世界の二酸化炭素排出量(2015年)
(出典:日本エネルギー経済研究所『EDMCエネルギー・経済統計要覧2018年版』(省エネルギーセンター, 2018)) (http://www.jccca.org/chart/chart03_01.html) (as of Jan 22, 2019)。
- (注25) 2015年の世界のCO₂の排出量は約329億トンであり、そのうち中国が28.4%、アメリカが15.4%、インドが6.4%とこの3国で約半分を占める。ちなみにわが国は3.5%(5位)である(全国地球温暖化防止活動推進センター(JCCCA)・世界の二酸化炭素排出量(2015年)
(出典:日本エネルギー経済研究所・前掲注(24))。
- (注26) エネルギー政策基本法1条。
- (注27) 経済産業省「エネルギー基本計画(30年7月)」
(http://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/pdf/180703.pdf) (as of Jan 22, 2019)。
- (注28) 安全性(S)については、技術・ガバナンス改革による安全の革新を新たに付け加えた。安定供給(Energy Security)については、資源自給率を上げるため、技術自給率向上/選択肢の多様化確保を追加した。経済効率性の向上(Economy)については、脱炭素化への挑戦、環境への適合(Environmental Conservation)については、自国産業競争力の強化をそれぞれ挙げている(経済産業省HP「第5次エネルギー計画」(概要)(<http://www.enecho.meti.go.jp/category/>

- others/basic_plan/pdf/180703_01.pdf) (as of Jan 22, 2019))。
- (注 29) 経済産業省 HP (2018 年 7 月 3 日記事) (<http://www.meti.go.jp/press/2018/07/20180703001/20180703001.html>) (as of Jan 22, 2019)。
- (注 30) 石油危機を契機として 1979 (昭和 54) 年に、「内外のエネルギーをめぐる経済的社会的環境に応じた燃料資源の有効な利用の確保」と「工場・事業場、輸送、建築物、機械器具についてのエネルギーの使用の合理化を総合的に進めるための必要な措置を講ずる」ことなどを目的に制定された法律。
- (注 31) 経済産業省・前掲注(28)。
- (注 32) 資源エネルギー庁・前掲注(10) 6 頁。
- (注 33) 資源エネルギー庁・前掲注(10) 6 頁。
- (注 34) 資源エネルギー庁「2030 年エネルギーミックス必達のための対策～省エネ・再エネ等～」(2017 年 11 月 28 日) (資料 2) 5 頁 (http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/022/pdf/022_006.pdf) (as of Jan 22, 2019)。
- (注 35) 電力量 kWh (キロワットアワー/キロワット時) は電気代の計算基準。1kW=1000W。1kWh とは、1kW (1000W) の機器を 1 時間運転したときの消費電力量で、「消費電力 (W) ×時間(h)」で計算される。
- (注 36) 資源エネルギー庁・前掲注(10) 1 頁。2010 年の電源構成は、石油 9%、石炭 27%、LNG28%、原子力 26%、再エネ 10%であったものが、2016 年の電源構成は、石油 9%、石炭 33%、LNG40%、原子力 2%、再エネ 15%であり、火力全体 64%が 83%に上がった。これは福島第一原子力発電所事故の影響により原子力発電の比率が激減したからである。
- (注 37) 資源エネルギー庁・前掲注(10) 1 頁。
- (注 38) 電気事業者とは、電気事業法 2 条 1 項 9 号に規定する一般送配電事業者及び同項 13 号に規定する特定送配電事業者をいう (FIT 法 2 条 1 項)。2016 年の改正 FIT 法では、再エネ電気の買取義務者が、小売電気事業者から送配電事業者に変更された。改正 FIT 法の施行日 (2017 年 4 月 1 日) 以降、新たに買取契約を締結する場合、FIT 電気は送配電事業者が買い取る事となる。それ以前の買取契約分については、引き続き小売電気事業者の買い取りとなる。
- (注 39) 第一東京弁護士会環境保全対策委員会編・前掲注(1) 38 頁。
- (注 40) 電気事業者に対して、一定量以上の新エネルギー等を利用して得られる電気の利用を義務付けることにより、新エネルギー等の利用を推進していく法。RPS とは、Renewables Portfolio Standard の略。
- (注 41) FIT 法 2 条 2 項。
- (注 42) FIT 法 2 条 3 項。
- (注 43) FIT 法 2 条 4 項 1 乃至 6 号。
- (注 44) 東京電力、関西電力など一般送配電事業者ごとに用意している。例えば、東京電力 (http://www.tepco.co.jp/pg/company/clause/pdf/saiene_youkou.pdf) (as of Jan 22, 2019)。
- (注 45) FIT 法 2 条 5 項。
- (注 46) 一般社団法人低炭素投資促進機構 (Green Investment Promotion Organization : GIPO) (http://www.teitanso.or.jp/fit_top) (as of Jan 22, 2019)。費用負担調整機関にいったん納付する理由は、公平の観点から、全国一律の再エネ賦課金とする必要があるためである。
- (注 47) 資源エネルギー庁「改正 FIT 法による制度改正について」(平成 29 年 3 月) 33 頁 (http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/dl/fit_2017/setsumeishiroyo_u.pdf) (as of Jan 22, 2019)。
- (注 48) 経済産業省調達価格等算定委員会 HP (http://www.meti.go.jp/committee/gizi_0000015.html) (as of Jan 22, 2019)。
- (注 49) 第一東京弁護士会環境保全対策委員会編・前掲注(1) 103 頁。
- (注 50) FIT 法 16 条 1 項。
- (注 51) 季節、天候、昼夜を問わず、一定量の電力を安定的に低コストで供給できる電源をいう。
- (注 52) ①特定契約電気事業者が維持し、及び運用する電線路と電氣的に接続されている発電設備の出力の抑制、並びに水力発電設備 (揚水式発電設備に限る。) の揚水運転、及び②会社

- 間連系線を用いた広域的な周波数調整の要請（FIT 法施行規則 14 条 8 項イ(1)及び(2)）。
- (注 53) FIT 法施行規則 14 条 8 項イ。
- (注 54) 資源エネルギー庁「出力制御の公平性の確保に係る指針」（平成 29 年 3 月）2 頁（http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/dl/fit_2017/legal/guideline_denki.pdf）（as of Jan 22, 2019）。
- (注 55) 2019 年以降の住宅用太陽光発電については、①自家消費のみ、②買電事業者との取引、③蓄電池の利用の 3 通りあると考えられる。
- (注 56) 2012 年度は 0.22 円、2013 年度は 0.35 円、2014 年度は 0.75 円、2015 年度は 1.58 円、2016 年度は 2.25 円、2017 年度は 2.64 円、2018 年度は 2.90 円と、年々上昇を続けている（資源エネルギー庁「2030 年エネルギーミックス実現へ向けた対応について」（平成 30 年 3 月 26 日）11 頁）（http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/025/pdf/025_008.pdf）（as of Jan 22, 2019）。
- (注 57) 大量の電気を消費する事業所で、国が定める要件に該当する者は、再エネ賦課金の額が減免される（FIT 法 37 条 1 項）。
- (注 58) 第一東京弁護士会環境保全対策委員会編・前掲注(1) 103 頁。
- (注 59) 資源エネルギー庁「2030 年エネルギーミックス実現へ向けた対応について」（平成 30 年 3 月 26 日）12 頁（http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/025/pdf/025_008.pdf）（as of Jan 22, 2019）。
- (注 60) 一般財団法人電力中央研究所「固定価格買取制度（FIT）による買取総額・賦課金総額の見通し（2017 年度版）」(No.Y16507)（2017 年 3 月）（<https://criepi.denken.or.jp/jp/serc/source/pdf/Y16507.pdf>）（as of Jan 22, 2019）。
- (注 61) 現在は EEG2017 が最新である（https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/）（as of Jan 22, 2019）。
- (注 62) DIRECTIVE 2009/28/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC（<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:32009L0028&from=EN>）（as of Jan 22, 2019）。
- (注 63) 第一東京弁護士会環境保全対策委員会編・前掲注(1) 96 頁。
- (注 64) 第一東京弁護士会環境保全対策委員会編・前掲注(1) 99 頁。
- (注 65) 2017 年 4 月 30 日の日曜日には、休日であったこともあって、ドイツ国内で消費される電力の 85%を再生可能エネルギーで賄うことができた。
- (注 66) 第一東京弁護士会環境保全対策委員会編・前掲注(1) 99 頁。
- (注 67) ほかに、3 億円規模となる事業費を巡り、日英政府や関連企業との交渉が難航したためであるとされる（日本経済新聞 2019 年 1 月 18 日電子版）。
- (注 68) 英国のほか、トルコ、ベトナム、リトアニアへの原子力発電建設の輸出が停止した。
- (注 69) 経済産業省は、原子力発電を国産エネルギーとして位置づけているが、燃料となるウラン 235 はすべて海外からの輸入に頼っている。輸入先はカナダ、カザフスタン、ニジェールなどである。
- (注 70) 2018 年 3 月現在の原子力発電設備容量では、わが国は、米国、仏国に次ぎ世界第 3 位であり、中国、露国がこれに続く（経済産業省編・前掲注(13) 159 頁。）。
- (注 71) 日本原子力発電敦賀発電所 1 号機、関西電力美浜発電所 1, 2 号機、中国電力島根原子力発電所 1 号機、九州電力玄海原子力発電所 1 号機、四国電力伊方発電所 1 号機の 6 基。なお、一つの原子力発電所の中に、複数の原子炉があることが多いが、通常 1 号機、2 号機（又は 1 号基、2 号基）と呼ぶことが多い。厳密には、原子炉とは、核分裂の連鎖反応を制御しながら続ける装置をいい、一般に、格納容器や圧力容器そのものを指すことが多い。
- (注 72) 原子力規制委員会「商業用原子力発電炉に係る新規規制基準（平成 25 年 7 月決定）」（http://www.rist.or.jp/atomica/data/dat_detail.php?Title_No=11-02-01-03）（as of Feb 21, 2019）。
- (注 73) 四国電力伊方発電所 3 号機、関西電力大飯発電所 3 号機、九州電力玄海原子力発電所 3 号機が稼働している。また、2018 年 3 月末時点で、東京電力柏崎刈羽原子力発電所 6, 7 号機、関西電力高浜発電所 1, 2 号機、関西電力美浜発電所 3 号機、関西電力大飯発電所 3, 4

号機、九州電力玄海発電所3, 4号機について、原子力規制委員会により、新規規制基準にかか
る設置変更の許可がなされている。さらに、9原子力発電所12基の新規制基準への適合性審
査を申請中である。

- (注74) 資源エネルギー庁「日本の原子力発電所の状況」 (http://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/nuclear/001/pdf/001_02_001.pdf) (as of Jan 22, 2019)。その後、廃炉が1基増えた。
- (注75) 大津地決平成28年3月9日判時2290号75頁。
- (注76) 大阪高決平成29年3月28日裁判所HP (http://www.courts.go.jp/app/files/hanrei_jp/742/086742_hanrei.pdf) (as of Jan 22, 2019)。
- (注77) 広島高決平成30年9月25日裁判所HP (http://www.courts.go.jp/app/files/hanrei_jp/064/088064_hanrei.pdf) (as of Jan 22, 2019)。
- (注78) 経済産業省編・前掲注(13)160頁。
- (注79) 原子炉だけでなく、核物質全般の取扱いを規制する法律。原子力施設における事故の発生や規制体制の改革等を受けて、今までに約30回を超える改正が行われている。
- (注80) 原子炉等規制法43条の3の32。
- (注81) 経済産業省編・前掲注(13)160頁。
- (注82) 原子炉等規制法という原子炉の寿命が40年であるという科学的根拠は、原子炉内の圧力容器の耐用年数の実験などの種々の実験から一般に妥当とされている。同じ40年ルールを使用している国としては米国がある。米国は、わが国同様20年の延長を認めている。ドイツは32年、フランスは60年、ベルギーは50年と国によって異なる(Global Energy Policy Research (<http://www.gepr.org/ja/contents/20150323-03/>)) (as of Jan 22, 2019))。しかし、100年とする国はなく、原子炉の寿命は、せいぜい50~100年という認識が大勢をしめている。原子炉に寿命があるという理由は、原子炉内の圧力容器の金属が、長時間強い放射線(中性子線)を浴びると劣化が進み、もろくなるからである。これを脆性破壊という。それ以外にも脆性破壊が起きる原因がある。九州電力玄海発電所1号機では、予測より脆性破壊が進んでいるという問題が発生した。核燃料が入った圧力容器内の温度は約300°Cだが、緊急冷却によって急激に冷やされ、脆性破壊が進み圧力容器が破損する(井野博満=小岩昌宏「玄海原発1号炉圧力容器の照射脆化および現行予測式についての一考察」九大応力研研究集会(2012年7月24日)資料(https://www.riam.kyushu-u.ac.jp/research/2012/20120724-25/02_ino.pdf)) (as of Jan 22, 2019)(NHK ニュースウォッチナイン)(<https://www.youtube.com/watch?v=ADZnRr98rQI>)(as of Jan 22, 2019))。ただ、実際には、これ以外の理由で運転停止になるケースが多くある。
- (注83) エネルギー資源に乏しい日本が、貴重なウラン資源をより有効に利用するために、原子力発電所の使用済み核燃料から再利用できるウランとプルトニウムを取り出すシステムをいう。具体的には、再処理工場で回収されたプルトニウムを既存の原子力発電所(軽水炉)で利用するプルサーマルが挙げられ、回収されたプルトニウムをウランと混ぜて加工される混合酸化物燃料(MOX燃料)が、プルサーマルに利用される(経済産業省編・前掲注(13)161頁)。
- (注84) 混合酸化物燃料の略称であり、原子炉の使用済み核燃料中に1%程度含まれるプルトニウムを再処理により取り出し、二酸化プルトニウム(PuO₂)と二酸化ウラン(UO₂)とを混ぜてプルトニウム濃度を4-9%に高めた核燃料。
- (注85) 液体廃棄物、雑固体廃棄物(布・紙)などは、凝縮・焼却により容積を減らしたあと、セメントなどで固めドラム缶に固定する。
- (注86) このため、以前から原子力発電は「トイレのないマンション」と言われてきた。
- (注87) 経済産業省編・前掲注(13)162頁。
- (注88) 特定放射性廃棄物の最終処分に関する法律(最終処分法)(2000年成立)。
- (注89) 経済産業省編・前掲注(13)162頁。
- (注90) 使用済み核燃料を再処理してウランとプルトニウムを回収した後に、核分裂生成物を主成分とする放射能の高い廃液。原子力発電所で発生した後、高レベル放射性廃棄物として、再処理施設に移送される。1時間当たり1万ミリシーベルトの放射線を直接被ばくすると、

- 人間は直ちに死亡する。
- (注 91) 経済産業省編・前掲注(13) 162 頁。ただし、いわゆる地層処分の最終処分場ではなく、当地に保管されているのが現状である。
- (注 92) 原子力発電により発生する使用済み核燃料をリサイクル(再処理)する過程で発生する、高レベル放射性廃棄物(ガラス固化体)等の最終処分(地層処分)事業を行なう事業体 (https://www.numo.or.jp/about_numo/) (as of Jan 22, 2019)。
- (注 93) 核燃料を金属製の容器に入れて空気で冷やしながら保管する方法。
- (注 94) 福岡 NEWS WEB (2019 年 1 月 22 日) (<https://www3.nhk.or.jp/fukuoka-news/20190122/0003415.html>) (as of Jan 23, 2019)。
- (注 95) <https://www.youtube.com/watch?v=5axeW9Gmf4E> (as of Jan 23, 2019)。
- (注 96) 放射能の半減期は、セシウム 137 が 30 年、ラジウム 226 が 1,600 年、プルトニウム 239 が 24,000 年、ウラン 235 が 45 億年。
- (注 97) 2012 年に日本学術会議が原子力委員会に提出した報告書では、地層処分は地震や火山の多い日本のような国ではリスクが高くかつ困難であり、高レベル放射性廃棄物の地層処分の方針は白紙に戻すべきであるとしている。
- (注 98) 資源エネルギー庁 HP「科学的特性マップ」 (http://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/nuclear/rw/kagakutekitokuseimap/maps/kagakutekitokuseimap.pdf) (as of Jan 22, 2019)。
- (注 99) 米国は広大な砂漠がありため、放射性廃棄物は砂漠の地中に埋設されている。砂漠は雨が少なく地下水もないので、わが国のように高温多湿かつ大量の地下水を含む地中に比べると、安全性は相対的に高いと言える。
- (注 100) 使用済み核燃料を炉心から取出した後、原子炉設置許可を失効させるに至る過程をいう。
- (注 101) わが国初の原子力発電所は、東京オリンピックの 1 年前の 1963 (昭和 38) 年にできた茨城県東海村の JPDR (動力原子炉) である。運転開始から 13 年目の 1978 (昭和 53) 年に運転停止した。
- (注 102) 電気事業連合会 HP「原子力発電所の廃止措置」 (<http://www.fepc.or.jp/nuclear/haishisochi/>) (as of Jan 22, 2019)。
- (注 103) 経済産業省編・前掲注(13) 166 頁。
- (注 104) 原子力基本法に基づき、国の原子力政策を計画的に行うことを目的として 1956 年 1 月 1 日に総理府の附属機関(のち審議会等)として設置された(Atomic Energy Commission:AEC)。
- (注 105) 内閣府原子力委員会 HP「これまでの原子力長期計画」(平成 6 年 6 月 24 日) 7 章 2 節(原子力施設の廃止措置) (<http://www.aec.go.jp/jicst/NC/tyoki/tyoki1994/chokei.htm>) (as of Jan 22, 2019)。
- (注 106) 経済産業省編・前掲注(13) 165 頁。カナダでは、原子炉を解体撤去という方法は採らず、長期間密閉したままの状態でも自然に放射線が少なくなるという方法を採用している。この方法は安全性が高いが、わが国のように国土が狭い国には向かない。
- (注 107) 国際原子力機関 (IAEA) や欧州委員会 (EC) から既にクリアランスの指針が出されており、ドイツ等では整備を終えてクリアランスされた金属等のリサイクル等が行われている。米国では、1974 年 6 月に「解体廃棄物の規制指針」(規制指針 RG-1.86) により同様の制度が導入された。現在、1 年間に受ける放射線の量が、1 ミリレム (10 マイクロシーベルト) 以下であれば、クリアランス対象となる。この放射線の量は、自然界から受ける放射線の量の 100 分の 1 以下である。
- (注 108) 110 万 kW 級の沸騰水型原子炉 (BRW) の場合、発生する廃棄物の総量は約 53.6 万トンであり、このうち、放射性廃棄物でない廃棄物(大半がコンクリート廃棄物)が約 93% を占める。またクリアランス対象物(金属、コンクリート廃棄物)が約 5%、残りの放射性廃棄物(金属廃棄物)が約 2% である。使用済み核燃料は、原子炉の圧力容器から取り出され、再処理工場に移送されるが、使用済み核燃料を取り出した後の圧力容器には強い放射線が残る。この理由は、圧力容器の金属が強い放射線を浴びている間に、それ自身が強い放射線を出す物質に変化したためである。これは、コンクリートも同じである。

- (注 109) http://elaws.e-gov.go.jp/search/elawsSearch/elaws_search/lsg0500/detail?lawId=353M50000400077_20180608_430M60080000006&openerCode=1 (as of Feb 21, 2019) .
- (注 110) 原子炉の中で蒸気を発生させ、それにより直接タービンを回す方式の原子炉。
- (注 111) 原子炉で発生した高温高压の水を蒸気発生器に送り、そこで蒸気を使ってタービンを回す方式の原子炉。
- (注 112) 国立研究開発法人日本原子力研究開発機構 (JAEA) の東海研究センター核燃料サイクル工学研究所に属する、わが国で最初の核燃料の再処理工場。
- (注 113) 原子力機構の児玉理事長は、東海原子力再処理施設の廃止措置について、「楽観視はしていない。何が起こるかかわからない」と困難な問題であるとの認識を示した (ANN ニュース (2017 年 1 月 11 日) (<https://www.youtube.com/watch?v=vcS3ZaSHDB8>) (as of Jan 22, 2019)) .
- (注 114) ANN ニュース (2018 年 6 月 13 日) (<https://www.youtube.com/watch?v=9JdD2jIbSGI>) (as of Jan 22, 2019) .
- (注 115) 資源エネルギー庁・前掲注(34) 15 頁。
- (注 116) 第一東京弁護士会環境保全対策委員会編・前掲注(1) 102~103 頁。
- (注 117) FIT 法が成立したのは民主党政権時代であり、事業者の代表としてソフトバンクがリードしたと言われている。
- (注 118) <https://www.youtube.com/watch?v=MMKUz6cbQIo> (as of Jan 23, 2019) .
- (注 119) 環境ビジネスオンライン HP (<https://www.kankyo-business.jp/news/021294.php>) (as of Jan 23, 2019) .
- (注 120) 環境ビジネスオンライン HP (<https://www.kankyo-business.jp/news/021294.php>) (as of Jan 23, 2019) .
- (注 121) 資源エネルギー庁「対話・広報の取組」(2018 年 3 月 20 日)(資料 3) (http://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/genshiryoku/pdf/017_03_00.pdf) (as of Feb 21, 2019) .
- (注 122) 福井地決平成 26 年 5 月 21 日判時 2228 号 72 頁。
- (注 123) 福井地決平成 27 年 4 月 14 日判時 2290 号 13 頁。
- (注 124) 大津地決平成 28 年 3 月 9 日判時 2290 号 75 頁。
- (注 125) 川合敏樹「原子力発電所を巡る最近の裁判について」(2016 年 7 月 5 日 原産会員フォーラム資料) 3~6 頁 (https://www.jaif.or.jp/member/contents/cm_kaiin-forum16-2-2_recent-nuclear-lawsuit.pdf) (as of Jan 22, 2019) .
- (注 126) 鹿児島地決平成 27 年 4 月 22 日判時 2290 号 147 頁。
- (注 127) <http://www.datsugenpatsu.org/bengodan/about/> (as of Jan 22, 2019) .
- (注 128) 脱原発弁護団全国連絡会訴訟一覧 HP によれば、2018 年 9 月 13 日までに、54 件の訴訟が提起されている。
- (注 129) 科学が文化国家の基礎であるという確信の下、行政、産業及び国民生活に科学を反映、浸透させることを目的として、昭和 24 年 (1949 年) 1 月、内閣総理大臣の所轄の下、政府から独立して職務を行う「特別の機関」として設立された。
- (注 130) 日本学術会議「回答 高レベル放射性廃棄物の処分について」(平成 24 年 (2012 年) 9 月 11 日) (<http://www.scj.go.jp/ja/info/kohyo/pdf/kohyo-22-k159-1.pdf>) (as of Feb 21, 2019) .
- (注 131) NHK NEWS WEB (2019 年 2 月 13 日) (<https://www3.nhk.or.jp/news/html/20190213/k10011813251000.html>) (as of Feb 21, 2019) .
- (注 132) THE SANKEI NEWS HP (2019 年 2 月 13 日電子版) (<https://www.sankei.com/economy/news/190213/ecn1902130045-n1.html>) (as of Feb 21, 2019) .
- (注 133) Global Energy Policy Research 「40 年ルールで『2050 年原発ゼロになる』」(<http://www.gepr.org/ja/contents/20180519-01/>) (as of Jan 22, 2019) .