

# 原子力カルネッサンスの展開とその帰結： 米国の原発は復活したのか？

小林 健 一

## はじめに

石油危機後、エネルギー需要を抑制し、小型天然ガス発電や自然エネルギーを育成するエネルギー政策が登場した<sup>1)</sup>。それにたいして、増大するエネルギー需要を放任し、石油・天然ガスの増産や原子力発電を重視するエネルギー政策も現れた。それ以降、アメリカのエネルギー政策はこの2大潮流の交代で揺れ動いてきた。しかし、石油・天然ガス・電力の自由化については着実に進められてきた。価格統制が行われてきた石油は、1979年からの自由化開始が決定された。天然ガスについても1985年からの自由化開始が決められた。電力については、1978年に発電部門の自由化が、1992年に送電網開放が定められた<sup>2)</sup>。

石油・天然ガス・電力の自由化は、規制の強かったエネルギー分野において徐々に変化をもたらし、1990年代中期までに安価な天然ガスが台頭した。1992年の送電線開放についてはそのルール策定後の1996年から実施に移され、今日まで多くの州・地域が「発送電分離方式」の自由化に進んだ（電力会社の垂直統合を維持したまま送電線を開放する方式を採用した州もある）。その結果、2000年代初期までに安価な小型天然ガス発電が最有力の電源に躍り出た。ただし、競争激化による電力価格低下が予測されたため、とくに資本費の大きな大型発電所、石炭発電所や原子力発電所への投資は十分に行われず、電力不足の傾向も見られるようになった。その典型例として、2000-01年のカリフォルニア電力危機が挙げられる<sup>3)</sup>。

こうしたなか2001年に発足したブッシュ・ジュニア政権は、エネルギーの安定供給を重視し、なかでも安定的で大規模な電源として原子力発電<sup>4)</sup>の重要性を力説した。同政権はその後、本格的に原発復活政策を推進したため、一時は、原子炉20-30基が新設されるかもしれないという期待が、「原子力カルネッサンス」という用語さえ生み出した。本論文では、こうした同政権による原力復活政策の展開を第1節で、その帰結を第2節で検討する。第2節では、新設される原発、既存の原発、そして使用済み核燃料最終処分場建設<sup>5)</sup>に言及し、とくに、原発のコストに着目し、原発が復活する可能性はどれほどあるのかを検討する。

原子力リネッサンスの展開とその帰結：米国の原発は復活したのか？

## 第1節 原発復活政策の始動と展開

### 原発復活政策の始動

ブッシュ・ジュニア政権が発足したのは2001年1月であったが、折しも、電力自由化の第2局面（1996年以降）のひとつの帰結であったカリフォルニア電力危機が起きていた。電力自由化が進展すると、競争激化によって電力価格の下落が予想され、発電事業者が新規の電力設備投資を渋るので電力が不足しがちである。その極端な事例がカリフォルニア電力危機であった<sup>6)</sup>。

ブッシュ・ジュニア政権は当初から供給重視のエネルギー政策に重大な関心をもっており、2001年4月に「京都議定書離脱」を宣言し、5月には報告書「全国エネルギー政策」を公表した。「京都議定書離脱」宣言はブッシュ・ジュニア政権が環境保護政策に非常に消極的であることを世界中に印象付けた。一方、「全国エネルギー政策」は副大統領チェイニーが中心となって取りまとめたものであり、たとえば、「今後20年間で、アメリカの石油消費は33%増加し、天然ガス消費は50%増加し、そして電力需要は45%増加するだろう。アメリカのこれらエネルギー生産が1990年代と同様の成長率であるなら、われわれは大いなるギャップに直面するであろう<sup>7)</sup>」と述べた。「カリフォルニア電力危機の焦点は、供給危機であった<sup>8)</sup>」、「再生可能エネルギーと代替燃料は、アメリカの将来に希望をもたらしている。しかし、それらは現在のエネルギー需要のわずかな部分を供給しているにすぎない。それらがわれわれの需要の大部分を満たす日はまだ先のことである。その日が来るまでは、我々は入手できる手段で全国のエネルギー需要を満たし続けなければならない<sup>9)</sup>」、と述べている。

そこで、石炭、原子力、天然ガス、水力、輸送用エネルギーなどさまざまなエネルギー源の開発が必要となるが、原子力については「既存の原発用地における原子炉の新設は、まったく新規の原発建設に伴う複雑な問題を回避できる。アメリカの原発用地は4基から6基を建設することできるように設計されている<sup>10)</sup>」、と。「全国エネルギー政策」はこのように原発の新設を強く示唆していた。

「全国エネルギー政策」の公表後、エネルギー省が動き出し、2002年2月、「原子力発電2010年計画」(Nuclear Power 2010 Program)を公表したが、それはアメリカにおいて新規原発の建設に道を開く、エネルギー省と原子力産業界のコスト・シェアリングの共同プロジェクトであった<sup>11)</sup>。それは1980年代から、エネルギー省原子力局と原子力産業界が改良軽水炉の開発のための共同R&Dの総決算であり、それは改良軽水炉をより安全に、より小規模に、より単純化し、標準化され、より競争力のあるものにするというものであった<sup>12)</sup>。「原子力発電2010年計画」はすでに改革されていた原子力規制委員会(Nuclear Regulatory Commission, NRC)の新規原発の建設・運転の認可プロセスに沿って、電力業界が原発用地早期認可、原子炉デザイン認証、そして建設・運転認可(Construction and Operating

License, COL) をクリアし、実際に原発新設を実現する政策であった<sup>13)</sup>。

2003年には、エネルギー省はCOLを取得するモデル・プロジェクトに参加するよう電力業界に要請した。これに参加する電力会社は2種類の標準化された軽水炉発電所のCOL認可を勝ち取るばかりではなく、コストやスケジュールについて十分なレベルでのエンジニアリング水準の達成を求められた。

最大で総額4億5000万ドルの補助金が期待され、この補助金を獲得しようと、2つの主要なコンソーシアムが形成された。そのひとつは2004年に形成されたニュースタート(Nustart Energy Development, LLC)であり、2つの原子炉メーカー・グループ(ウェスティングハウス社とGE・日立グループ)とコンステレーション・エナジー、デューク電力、エンタジー原子力、エクセロン社、SCANA社、サザン・カンパニー、TVA<sup>14)</sup>など10電力会社から構成されていた<sup>15)</sup>。このコンソーシアムは有力な原子炉メーカー、電力会社を含んでおり、グランド・ガルフ原発にGE・日立のESBWR型原子炉を導入し、TVAベルフォンテ原発にウェスティングハウス社のAP1000型原子炉を導入しようとしていた<sup>16)</sup>。もうひとつのコンソーシアムはドミニオン社(旧ヴァージニア電力)であり、それは2005年にノース・アンナ原発にGEのESBWR型原子炉を導入する企画を表明した<sup>17)</sup>。ニュースタートに属する電力会社には、たとえば、コンステレーション・エナジーのように独自に原子炉の新設を構想した会社もあった<sup>18)</sup>。

ただし、これらの多くの構想のうち、ただちに新原子炉の発注に進んだものはひとつもなかった。というのは、新原子炉建設は非常に経済的リスクが高く、金融界からの融資が見込めるとは思われなかったからである<sup>19)</sup>。とはいえ、ニュースタートの推進したウェスティングハウス社のAP1000型原子炉が将来、導入されてゆくのであるが、予定されていたTVAベルフォンテ原発にではなく、サザン・カンパニーのボーグル原発に導入されることになる。それは2009年に、TVAのベルフォンテ原発より、サザン・カンパニーのボーグル原発のCOL申請が有望になりこれを優先することになるからである<sup>20)</sup>。

### 当時の原発事業

ブッシュ・ジュニア政権が「原子力発電2010年計画」を公表した2002年に、アメリカの原発事業はどのような状況であったのだろうか。原発の最盛期の1990年には112基の原子炉があったが<sup>21)</sup>、2001年には、原子炉は103基に減少しており<sup>22)</sup>、それでもアメリカは世界最大の原子力発電国であった。1957年に最初の商業用原子炉が建設され、その後、続々と約240基もの発注・建設が行われたが、建設の遅延、費用膨張、政府規制の変更などから原子炉コストは劇的に膨張し、半数以上がキャンセルされた。1977年以降は、原子炉の発注はまったくなくなった<sup>23)</sup>。したがって、ブッシュ・ジュニア政権の原発復活政策は、1977年以来初めて原発発注に道を開くものであった。

原子力リネッサンスの展開とその帰結：米国の原発は復活したのか？

ただし、1990年代には電力自由化は第2局面に入り、原子力発電にとっては一層厳しい時代になっていた。1996年に連邦エネルギー規制委員会が「送電線開放命令」を公表し、各州は「発電電分離方式」の送電線開放に進むか、または、電力会社の垂直統合を維持したまま送電線の新電力への開放を行うかを選択することになった<sup>24)</sup>。「発電電分離方式」を最初に導入した州は、ペンシルバニア、ニュージャージー、そしてメリーランド州であり、1996年にそれぞれの州内のすべての電力会社の送電線網の運営を「PJM インターコネクション」という独立送電管理機構（Independent System Operator, ISO）、あるいは地域送電管理機構（Regional Transmission Organization, RTO）に移管した。送電部門が中立化されたので、発電部門の競争は激化することになった。次いで、1997年にはニューイングランド6州が「発電電分離」に進み、「ISO ニューイングランド」というISOによってすべての送電線網の運営が中立的に管理された。1998年には「カリフォルニア ISO」と「ニューヨーク州 ISO」が発足した<sup>25)</sup>。

「発電電分離方式」の自由化に進んだ場合、旧電力会社の発電所と新規発電事業者の発電所が卸売り電力市場をめぐって競争することになるが、それぞれが旧電力会社の配電組織、自治体の配電組織、あるいは大口需要家などと長期契約をしてもよい。あるいは、それぞれの発電所はISOやRTOが運営する電力取引所のディアヘッド市場（一日前市場）やリアルタイム市場（送電直前の調整市場）にたいし売り入札を行い、配電組織や大口需要家の行う買い入札と突き合わせられ、売買電力量や電力価格が日々、あるいは時間ごとに決定される。カリフォルニア州の電力自由化は、発電事業者に予備発電設備を持たせるというルールを欠いていたため、同州は電力不足に陥り、2000-01年に電力危機を引き起こした<sup>26)</sup>。

このような電力自由化は競争激化をもたらし、大きな変化を引き起こした。そのひとつは小型でも低コストの天然ガス発電の台頭であった。1980年代末までに、航空ジェットエンジンを改良した、熱効率の良いガス・タービン発電機が製造されるようになっていた。さらに、ガス・タービン発電機からの排気ガス（熱）を利用して工場プロセスに利用するコンバインド・サイクル発電機は一層、熱効率を高めた。kWh当たり3セント程度になったガス・タービン発電は、新電力によって導入され、電力自由化の推進力となった<sup>27)</sup>。

新電力が小型天然ガス発電を採用して競争を挑んでくるのにたいし、古い石炭発電所や原子力発電所を抱える旧電力会社は守勢に立った。そこで、高コストの発電所の再編成が行われたのであるが、ここでは原子力発電所の再編成について述べる。電力自由化が進みつつあった1999年に、電力大手エンタジー（本拠地をニューオーリンズにもつミドル・サウス電力が1989年に社名変更し、エンタジー社となった）は、ボストン・エジソン電力からピルグリム原発（マサチューセッツ州）を買収した。同年、のちにエクセロン社となるPECO エナジー（フィラデルフィア電力の新社名）が他の外資系企業とともに、イリノイ電力からクリントン原発（イリノイ州）を、また、GPU（General Public Utility、のちにファースト

エナジー社に吸収される) からスリーマイル島原発 (ペンシルバニア州) を買収した<sup>28)</sup>。

2000年にはエンタジー社はニューヨーク電力公社からインディアン・ポイント原発3号機とフィッツパトリック原発 (両者ともニューヨーク州) を買収し、さらにニューヨーク州の電力会社コンソリデイティッド・エジソンからインディアン・ポイント原発2号機を買収した。同年、PECO エナジーは他の外資系企業とともに、オイスター・クリーク原発 (ニュージャージー州) を買収した。2001年には、エンタジー社がベルモント・ヤンキー原発 (ベルモント州) を買収し、2003年にはPECO エナジーと Unicom (シカゴの電力会社、コモモンウェルス・エジソンの新会社名) が統合した新会社、エクセロンは他の外資系企業からクリントン原発、スリーマイル島原発、そしてオイスター・クリーク原発の持ち株を買い取った<sup>29)</sup>。

エクセロンはシカゴに本拠を置く大電力会社、また、エンタジーはニューオーリンズに本拠をおく大電力会社である。このような電力持ち株会社が、電力自由化の進展とともに1999年から、本拠地や営業地域を大きく超えて、北東部から中部大西洋地域、そして中西部の原発を地元電力会社から買収しはじめた。それ以降、2009年ごろまで大電力会社による原子炉の買収が見られるが、それは経営合理化、コスト削減によって利益を出すことが可能だと考えられたからであろう。エクセロンは2014年に23原子炉を所有し、デューク電力は2013年に11原子炉を所有するに至っていた<sup>30)</sup>。

### MIT 報告書『原子力発電の将来』

ブッシュ・ジュニア政権の原発復活政策が明確になった2003年に、マサチューセッツ工科大学 (MIT) が『原子力発電の将来』<sup>31)</sup> という報告書を刊行した。この報告書はブッシュ・ジュニア政権の原発復活政策を支持しており、地球温暖化ガスの削減のため原子力発電は推進すべきあるが、石炭発電や天然ガス発電と比較するとコストが高いという。そこで、政府支援策が必要であり、そうすることによって原子力発電の推進は可能であると結論付けた<sup>32)</sup>。

同報告書は、世界的に電力分野が地球温暖化ガスの約1/3を排出しており、CO<sub>2</sub>排出削減の政策がとられなければ、2020年までに電力分野は地球温暖化ガスの40%以上を排出することになる、としている<sup>33)</sup>。アメリカでは、電力分野のCO<sub>2</sub>排出量のほぼ90%を石炭発電所が排出している。したがって、石炭発電の比重を引き下げ、原子力発電などを増やす必要がある。

表 1 MIT 報告書による新設発電所の発電コスト比較<sup>1)</sup>

電源別	資本費	燃料費	発電コスト
原子力	2,000 ドル/kW	1.5 セント/kWh <sup>2)</sup>	6.7 セント/kWh
石炭	1,300 ドル/kW	1.2 セント/MMbtu	4.2 セント/kWh
天然ガス	500 ドル/kW	3.77 セント/MMbtu 4.22 セント/MMbtu 6.72 セント/MMbtu	3.8 セント/kWh 4.1 セント/kWh 5.6 セント/kWh

注 1) 原子力発電所、石炭発電所、および天然ガス発電所について、運転期間を 40 年、稼働率を 85% と想定した。

2) これは、燃料費を含む運転・維持費を意味している。

(出所) Massachusetts Institute of Technology, *The Future of Nuclear Power*, 2003, pp. 42-3 の表 5.1 と表 5.3 を統合して作成した。

ところが、原子力発電コストは石炭発電や天然ガス発電のコストに比べて高いという<sup>34)</sup>。表 1 を見ると、運転期間を 40 年、稼働率 85% とした場合、原子力発電について資本費は 2,000 ドル/kW、運転・維持費（燃料費を含んで）は 1.5 セント/kWh となり、発電コスト（送配電費を含まない）は 6.7 セント/kWh となる。石炭発電について資本費は 1,300 ドル/kW で、燃料費は 1.2 セント/MMbtu となり、発電コストは 4.2 セント/kWh となっている。天然ガス発電については資本費は 500 ドル/kW と低く、燃料費が変動する可能性が高いので 3.77/MMbtu の場合には発電コストは 3.8 セント/kWh、燃料費が 4.42 セント/MMbtu の場合は発電コストは 4.1 セント/kWh となり、燃料費が 6.72 セント/MMbtu の場合は発電コストは 5.6 セント/kWh となっている。つまり、原子力発電コスト（6.7 セント/kWh）は、石炭発電コスト（4.2 セント/kWh）、天然ガス発電コスト（3.8 セント、4.1 セント、5.6 セント）より高いのである<sup>35)</sup>。

原子力発電の特徴は資本費が際立って高いことである。1980 年代から 90 年代に完成したアメリカの、そして欧州の原発の建設費は非常に高かった。当時の建設費の膨張は、規制に関する政府決定の遅延、再デザインの必要性、建設管理と品質管理に問題があったからである。COL 認可取得をめぐる紛争、地域住民の反対、排水問題などが原発建設を遅らせてきた。自由化された電力市場では、こうした問題を抱える原子力発電よりも、リードタイムの短い電源が選ばれる可能性が高い<sup>36)</sup>。ただし、石炭発電や天然ガス発電は CO<sub>2</sub> 排出など環境破壊をもたらすので、原子力発電は事故などを除けば CO<sub>2</sub> を排出しないことが考慮されるべきだという<sup>37)</sup>。

そこで、MIT 報告書は原子力発電に政府支援が必要だと主張した<sup>38)</sup>。第 1 に、原発建設・運転に関する政府（NRC）の規制プロセスを合理化することである。そのため、原発を建設しようとする電力会社に原発用地の早期認可をすること、次いで、新しい原子炉デザイン、つまり、ウェスティングハウス社の AP1000 型原子炉や GE のシステム 80 型原子炉

などを認証すること、さらに原発を建設・運転しようとする電力会社がCOL（建設・運転許可）取得のためのコストを政府が支援することであった<sup>39)</sup>。これはすでにエネルギー省が電力会社が原発を建設・運転しやすくするよう以前から実施してきたことであった<sup>40)</sup>。

第2に、新しい原子炉を建設・運転する電力会社にたいして、1 kWh 当たり 1.7 セントの生産税額控除を与えるべきである。風力発電など再生可能エネルギーにたいしても、そして石炭発電の二酸化炭素貯留にも同額の生産税額控除がすでに与えられている<sup>41)</sup>。これによって、石炭や天然ガスにたいして原子力がコスト競争力を回復できるようになる。

第3に、最初に原発を建設・運転しようとする電力会社にたいして政府支援を行うべきであろう<sup>42)</sup>。最初に原発を建設・運転しようとする電力会社は、あとに続く電力会社に貴重な情報を与えることができるからである。最初のデモンストレーションの建設・運転が民間セクターにとって貴重なものならば、政府の関与は押しつけがましいものではない<sup>43)</sup>。

## 2005年エネルギー政策法

ブッシュ・ジュニア政権は原発推進の支援策が入った「2005年エネルギー政策法」の制定に成功した。「2005年エネルギー政策法」は全18編に及ぶ包括的なエネルギー政策法であり、原子力発電だけでなく、再生可能エネルギーなども推進するものであった<sup>44)</sup>。ここでは原子力発電推進条項を中心に同法を紹介する。

同法の新規原発建設支援の第1は、最大で合計600万kWの先進的原子炉の運転開始から8年間にわたり、1 kWh 当たり 1.8 セントの生産税額控除を認めたことであった。これらの原子炉は2021年までに運転を開始しなければならない、とされた<sup>45)</sup>（同法1306条）。これは電源間競争で不利である原子力発電に1 kWh 当たり 1.8 セントの減税を行うことであり、それだけ原子力発電が存続できる可能性が高まるということである。

第2は新設される原子炉にたいして、その建設費の80%までを政府が融資保証をすることであった。これは原子力発電ばかりではなく、温暖化ガスを削減するに資する化石燃料発電、燃料電池、再生可能エネルギー、高エネルギー効率の技術にたいしても政府の融資保証が与えられることになった<sup>46)</sup>（同法1703条）。高い建設費用が、原子力発電の拡大にとっての最も大きな障害であり、1980年代中期に完成した原子炉の建設費は、kW 当たり平均3,000ドル以上であり、20億ドルから60億ドルにも達したのである<sup>47)</sup>。

そして、第3は、エネルギー省が最初の新設原発6基まで、規制上の遅延によって生じる費用にたいして補償することを定めたことである。建設を始めた最初の2基の原発のために、そのようなことからくる費用をエネルギー省は各々に5億ドルまで補償する。続く4基の原発のために、そのようなことのため生じた費用の半分を、各々に最大2億5000万ドルを限度額として補償すると定めた<sup>48)</sup>（同法638条）。これは過去にしばしば見られた規制上の遅延から膨大な費用が発生していたことにたいする、政府の補償であり、原発新設を促進しよ

原子力カルネッサンスの展開とその帰結：米国の原発は復活したのか？

うとするインセンティブであった。

このように「2005年エネルギー政策法」は合計600万kW、つまり5-6基ほどの原発の新設に対して、生産税額控除、政府の融資保証、そして規制遅延費用の補償を行い、電力業界にたいして強烈的な原発新設シグナルを送ったのであった。

なお、同法第6編は次世代原子炉プロジェクト（Next Generation Nuclear Program）についても規定している<sup>49)</sup>。「2005年エネルギー政策法」は、ブッシュ政権が推進してきた「原子力発電2010年計画」にたいし大きな財政支援を与え<sup>50)</sup>、さらに同計画を事実上、次世代プロジェクトにまで拡大したのである。

## 第2節 原発は復活したか？

### 原子炉新設への動き

ブッシュ・ジュニア政権の「2005年エネルギー政策法」に含まれた原発新設支援策に刺激されて、2007-09年にかけて、16電力会社（グループ）が合計29基の新原子炉のためにNRCにCOLを申請した<sup>51)</sup>。1989年以降、電力会社が原子炉を新設・運転するには、まず、早期原発用地許可を得て、次いで、新型の原子炉を採用する場合には「原子炉デザイン認証」を取り付け、建設が始まる前に原子炉についてのヒアリングが行われ、その後、完成した原子炉にたいして点検・分析がなされ、合格すると、COLはその原子炉に運転開始を許可することになっていた<sup>52)</sup>。ただし、COL許可を得られたとしても、多くの電力会社（グループ）は実際に原子炉を新設するとは限らなかった。それは建設コストに大きな不確実性があり、使用済み核燃料の処分について進展しておらず、さらに住民の反対も強かったからである<sup>53)</sup>。

この29基のCOL申請には、技術的に未解決な点や契約上の不備などが含まれていた。他方、原子炉メーカーがEPC（技術・調達・建設）契約に署名済みのCOL申請もあった。たとえば、有力電力会社サザン社のボーグル原発、SCANA社のサマー原発についてのCOL申請においては、2008年にウェスティングハウス社とのEPC契約にすでに署名済みであった。また、プログレス・エナジー社のレヴィ・カウンティ原発（フロリダ州）のCOL申請も2009年にウェスティングハウス社とストーン&ウェブスター社とEPC契約を済ませていた<sup>54)</sup>。原子炉メーカーや建設事業者とのEPC契約に署名済みとは、原子炉メーカーが準備しつつあり、建設工事費用の計算が済んでいるので、その建設計画は確実性が高いということであった。

原子炉新設の最大の障害は膨大な建設資金の調達であり、それを計画する電力会社にとって政府の債務保証を得ることが決定的に重要であった。「ウォール・ストリートは新規原子炉を財務的にリスクと見なしているので、新規原子炉のための資金調達と金利低減を実現

するのには、連邦政府の債務保証を得ることが決定的に重要なのである<sup>55)</sup>と指摘された。「2005年エネルギー政策法」における政府債務保証の規定は、推定される建設費の80%までを政府が債務保証するというものであった<sup>56)</sup>。

原子炉新設のための政府債務保証への申請は2008年12月が締め切りとされ、それまでにエネルギー省は総額1,220億ドルに達する21基の原子炉のための申請17件を受け取った。エネルギー省はこのなかから2基から4基の原子炉に、各々50億ドルから120億ドルの債務保証を与えると予想された。また、内部情報筋によれば、エネルギー省は多様な原子炉デザインを導入を支援し、さらにCOL申請の準備がよくできている原子炉新設計画を選択するとのことであった<sup>57)</sup>。

エネルギー省は2009年5月、政府債務保証を与える原子炉新設計画を公表した。政府債務保証は、サザン社がその傘下のジョージア電力などのために推進するボーグル原発（ジョージア州）3, 4号機（ウェスティングハウス製 AP1000 型原子炉）建設計画に与えられた。また、スキヤナ社がその傘下のサウス・カロライナ電力・ガスなどのために推進する V.C. サマー原発（サウス・カロライナ州）2, 3号機（ウェスティングハウス製 AP1000 型原子炉）の建設計画にも与えられた。さらに、NRG エナジー社（旧ヒューストン電力）が推進するサウス・テキサス原発（テキサス州）3, 4号機（東芝製の ABWR 型原子炉）、そして、コンステレーション社（旧バルティモア・ガス・電力）が推進するカルバート・クリフス原発（メリーランド州）3号機（フランスの EPR 原子炉）の建設計画にも政府債務保証が与えられた<sup>58)</sup>。表2に示すように、合計で5原発、9原子炉の建設計画に政府債務保証が与えられた。たとえば、ボーグル原発3,4号機への政府債務保証は、推定建設費140億ド

表2 政府債務保証を得た新規原発建設計画

原発名	立地州	所有者	原子炉型
ボーグル原発3, 4号機	ジョージア州	サザン・グループ	AP1000 型 2013年着工
サマー原発2, 3号機	サウスカロライナ州	SCANA グループ	AP1000 型 2013年着工, 2017年中止
カルバート・クリフス 原発3号機	メリーランド州	コンステレーション、 のちにエクセロン社 に吸収	ヨーロッパ加圧式原子炉、 債務保証取消、建設中止
サウス・テキサス原発 3, 4号機	テキサス州	NRG エナジー（旧 ヒューストン電力）	ABWR 型 建設中止
コマンチ・ピーク原発 2基	テキサス州	ルミナント（旧 TXU）	APWR 型、原子炉デザイン に問題があり。建設中止

（出所）World Nuclear Association, "US Nuclear Policy." (<http://www.world-nuclear.org/information-library/profiles/countries-t-z/usa-nuclear-policy.aspx> [2017年8月28日])

原子カルネッサンスの展開とその帰結：米国の原発は復活したのか？

ルにたいして 83 億ドルの政府債務保証が付けられたが、もちろん、COL 取得がその条件であった<sup>59)</sup>。

政府債務保証を与えられた原子炉新設計画のうち、カルバート・クリフス原発の所有者コンステレーション社が同新設事業から撤退し<sup>60)</sup> 進まなくなり、サウス・テキサス原発でもその所有者 NRG エナジー社が同事業から撤退（2011 年 4 月）し、合弁事業者である東芝系企業（Toshiba American Nuclear Energy Corporation, TANE）がその事業を引きつぐこととなった<sup>61)</sup>。コマンチ・ピーク原発も原子炉デザインに問題が見つかり建設は中止となった。こうして政府債務保証を与えられた原子炉新設計画のうち、3 原発 5 原子炉は、建設中止となった。

原子炉を新設しようとする電力会社は COL を取得する前に、採用する真原子炉デザインが NRC から認証を得なければならない。ここでは、建設開始にこぎ着けたボーグル原発とサマー原発に採用されたウェスティングハウス製 AP1000 型原子炉を取り上げよう。AP1000 型原子炉は 2006 年には政府認証を受けていた。その後、ウェスティングハウス社はコスト削減とより衝撃に強くなるよう AP1000 型原子炉デザインを何度も変更した<sup>62)</sup>。さらに、2011 年初めに同型原子炉の防御壁の強度を再計算するよう NRC 委員に求められた。これは福島原発事故の影響によるもので、批判的な人々は、福島原発事故の詳細が明らかになるまで、新原子炉デザインの認証を延期するよう NRC に要請した<sup>63)</sup>。しかし、NRC は AP1000 型原子炉デザインが単純で、革新的な設計のためその安全性を高め、フクシマ型の事故にたいする対応力を持っていると評価し、2011 年 12 月に AP1000 型原子炉デザインを認証したのである<sup>64)</sup>。こうして AP1000 型原子炉を採用するボーグル原発、サマー原発の新原子炉が着工されるのである。

### 新原子炉着工と建設費膨張

AP1000 型原子炉に政府認証が与えられたので、サザン・グループ（ジョージア電力など）が推進するボーグル原発 3,4 号機は 2012 年 2 月に、SCANA グループ（サウスカロライナ電力ガス）が推進するサマー原発 2,3 号機はその翌月に COL が認可された。ボーグル原発の建設準備は早くから進められ、2008 年 4 月、ジョージア電力はウェスティングハウス社製の AP1000 型原子炉 2 基（各 120 万 kW）の新設のため、ウェスティングハウス社とショー・グループ（現在の CB&I, シカゴ橋梁鉄工会社）と EPC 契約を結んだ。ショー・グループが中国の国有原発技術企業が参加することに合意し、3 号機の建設は 2013 年 4 月から、4 号機の建設は同年 11 月からとなった<sup>65)</sup>。

SCANA グループのサマー原発 2,3 号機の建設準備も早かった。2008 年 5 月に、同グループはボーグル原発と同様にウェスティングハウス社製 AP1000 型原子炉を 2 基（各々 120 万 kW）新設するため、ウェスティングハウス社とショー・グループと EPC 契約を結んだ。

建設は2013年に始まったが、原子炉のサブモジュール化に関するデザインと加工に問題が見つかり、当初の建設予算98億ドルは2014年には110億ドルに膨張した<sup>66)</sup>。ボーグル原発も、サマー原発も建設期間が延長され、前者は190億ドルに後者は220億ドルに建設コストが膨張した<sup>67)</sup>。

ウェスティングハウス社がボーグル原発、サマー原発の建設費の膨張のため、2017年3月末、破産法第11条に基づいて破産宣告を提出した。ウェスティングハウス社は債務超過状態になっており、8億ドルのつなぎ融資がウェスティングハウス社の親会社、東芝とニューヨークの投資会社、アポロ・キャピタル・マネジメント社から提供された。東芝はウェスティングハウス社を破産から救出する企業が見つかるかと期待しており、同社への東芝の支配は終わるだろうと述べた<sup>68)</sup>。

さて、2014年に建設コストが110億ドルに膨張していたサマー原発について、その所有者サウスカロライナ電力ガスは2015年にEPC契約を修正し、建設費支払いを固定価格にしたため<sup>69)</sup>、膨張する建設費はウェスティングハウス社などが負うべきものになったのである。2017年4月、ウェスティングハウス社はSCANAに、2つの原子炉を完成するのに15億ドル必要だと述べた。2017年3月まで建設計画は64%の完成度であり、2号機は2022年12月まで完成しない、3号機は2024年3月まで完成しないことになった。これを受けて、2017年7月までに、サウスカロライナ電力ガス（とサウスカロライナ公益事業公社）は2基の建設を中止することを決定した<sup>70)</sup>。

ボーグル原発は建設を続行するというが、建設費が250億ドルに膨張するかもしれないという<sup>71)</sup>。こうして完成に至る新原子炉は非常に少ないのである。「原子カルネッサンス」は決して成功しなかったということになる<sup>72)</sup>。

### 新設原子炉発電コスト

新設の原子炉建設は建設費の膨張に苦しんでいるが、その発電コストを推計してみよう。「原子カルネッサンス」ということで、さまざまな新原子炉コスト推計が公表され、総建設コストと発電単価を関連づけて推計しているものもある。確かに、どの推計が現実を反映しているのか分からない。そこで、実際に建設が進められているボーグル原発とサマー原発については、かなり正確な総建設コストが推定できているので、これに近い総建設コストの推計を選び出し、それが推定する発電単価を取り出すという方法を取ってみよう。

マーク・クーパーが作成した表3はさまざまな「新設原発コスト推計」を調査・集計し、その推計の作成された時期の早い順、2001年作成のものから2009年作成のものまで上から並べたものである。表3には、第1節で紹介した「2003年MIT推計」（数値は2008年ドルに換算されている）も含まれている。一般的な傾向として、早い時期に作成された推計ほど楽観的であり、新しい推計ほど発電コストが上昇している。つまり、新しい推計ほど新設原

原子力リネッサンスの展開とその帰結：米国の原発は復活したのか？

表3 マーク・クーパー氏が作成した原発コスト推計リスト

Original Estimate	Date of Estimate	Source of Estimate	Overnight Cost			All-in Cost			Busbar Costs (2008\$/mWh)		
			2008\$/kW			2008\$/kW					
			Low	Mid	High	Low	Mid	High	Low	Mid	High
SAIC	2001	U of C	2300	2300	2300				75	81	89
SAIC	2001	U of C	1840	1840	1840				69	61	63
SAIC	2001	U of C	1570	1570	1570				53	56	63
SAIC	2001	U of C	1295	12995	1295				45	52	74
Scully	2002	U of C	1434	1434	1674				41	46	51
Sandia	2002	U of C	2131	2131	2131				68		95
EIA	2003	U of C	215	2015	2217				72		78
EIA	2003	U of C	1241	1563	1784				49		61
MIT	2003	MIT	1175	2350					65	79	
U of C	2004	U of C	1380	1725	2070				61	71	82
TVA	2005	TVA		1853							
CEC	2007	CEC		3021			3840			106	
Keystone	2007	Keystone	3018		3018	3653		4092	85		114
Harding	2007	Harding		3329		4349		4655	96		125
South Texas 3&4	2007	CRS	2931	3214	3754						
Turkey Point 3&4	2007	CRS	3179	3179	4644						
Calvert 3	2007	CRS		5778							
Levy 1&2	2008	CRS		4260							
Summer 2&3	2008	CRS		4387							
Vogtle	2008	GA PUC		4381			6447				
Callaway 1	2008			4250			6125				
Duke	2008	Lovins		4800							
S&P	2008	S & P		4100							
DOE Loans	2008	DOE					6528				
EIA	2008	EIA		3400							
CRS	2008	CRS		3900						83	
CBO	2008	CBO		2358						74	
Lazard	2008	Lazard	3750		5250	5750		7550	100		126
Moody's	2008	Moody's		6250			7500			151	
Severance	2008	Severance	6233	7440		8858	10553		250	300	
MIT II	2009	MIT		4092						86	
Bell Bend	2009	PPL			9375						
Harding - Medium	2009	Harding 09	5524	7263	9217				137	173	212
Harding - High	2009	Harding 09	6189	8184	10383				150	190	235

(出所) Mark Cooper, "The Economics of Nuclear Reactors: Renaissance or Relapse?" June, 2009, p. 23.

子炉コストの厳しい現実を反映するようになってきたのである<sup>73)</sup>。

原発コストを計算するにあたって非常に重要なコスト項目は、資本費と運転・維持費（燃料費を含む）の2つであるが、資本費が圧倒的に巨額であり、運転・維持費（燃料費を含む）はそれほど多くはない。資本費が発電総コストの約75%を占めるといふ<sup>74)</sup>。

さて、表3は左から「推計した主体」、「推計年」、「推計の出所」、「オーバーナイト・コスト (overnight cost)」、「オールイン・コスト (all-in cost)」、そして「バスバー・コスト (basbar cost)」を示しているが、上述の資本費は「オールイン・コスト」にあたる。資本費＝「オールイン・コスト」は発電所建設費、土地取得・冷却タワー建設・ライセンス取得・管理費用など建設関連費用<sup>75)</sup>、ファイナンス費用（金利）、資材・労働・インフレ分からなる追加コストから構成されている。

「オーバーナイト・コスト」とはこの資本費＝「オールイン・コスト」のうち、ファイナンス費用と資材・労働・インフレ分などの追加コストを除いた、発電所建設費、土地取得・冷却タワー建設・ライセンス取得・管理費用など建設関連費用を指しており、ファイナンス費用や追加コスト分は含まない。つまり、建設が一夜でできるかのように想定したものである<sup>76)</sup>。原子炉建設などはかなり長引くことが多く、その場合、ファイナンス費用は巨額となる。そこで、純粹の建設費・建設関連費と建設期間の遅延からくるファイナンス費用などを区別するために、「オーバーナイト・コスト」という概念が必要なのであろう。

次に重要なコスト項目は、表3にはでていないが、運転・維持費（燃料費を含む）であり、原子炉が完成し運転し始めるとかかる費用である。燃料費は原子炉の場合、化石燃料より有利である。石炭発電では燃料費が総費用の78%であり、天然ガスの場合は総費用の89%であるが、原子力発電では燃料のウラン原料の費用は総費用の14%にすぎない<sup>77)</sup>。「バスバー・コスト」とは発電所が送電線にその電力を送電するときの卸売電力価格であり、資本費を按分しそれに運転・維持費（燃料費を含む）を加えたものである。送電コスト、配電コストなどを含まない<sup>78)</sup>。これは均等化コスト (levelized cost) として知られるコストであり、資本費と運転期間年限数分の運転・維持費（燃料費を含む）からなる総費用を総発電量で割ったLCOE (levelized costs of electricity) のことである<sup>79)</sup>。これはさまざまな技術の電力コストを比較するときによく使われる測定法である。

電力コストの基本概念を説明したところで、さて、表3に紹介されたさまざまな新設原発コスト推計のなかで、どれが現実に近いのか、という課題に進もう。前項で、ボーグル原発3, 4号機（合計240万kW）の建設費（資本費）はファイナンス費用を含めて140億ドルと見積もられたが、最近では190億ドルに膨張していると報じられた<sup>80)</sup>。140億ドル、あるいは190億ドルを発電能力240万kWで割ると、6,364ドル/kW、あるいは7,917ドル/kWとなる。そうすると、表3のなかの「Lazard推計」に近くなり、1kWhあたり10セントから12.6セントとなるであろう。これは卸売電力価格なので、消費者にたいしてはこれに

原子力ルネッサンスの展開とその帰結：米国の原発は復活したのか？

少なくとも送配電費用が加算されるので、かなり高い電力料金ということになる。最新の情報では建設費が250億ドルに膨張し、kW当たり建設費は10,000ドルを突破するので、1kWh当たりだと20セントを優に突破するだろう。

サマー原発2,3号機（合計240万kW）は2017年7月に建設停止となったが、その建設予定費は98億ドルから110億ドルへ、そして最近では220億ドルともされるようになった<sup>81)</sup>。110億ドル、あるいは220億ドルを240万kWで割ると、4,583ドル/kW、あるいは9,167ドル/kWとなる。4,583ドル/kWという数値は表3に当てはまる推計はなく、9,167ドル/kWという数値は、表3のなかの「Harding-Medium推計」に近く1kWhあたり21.2セントという非常に高いものになる。これが所有者であるSCANAあるいは傘下のサウスカロライナ電力ガスが建設停止にした理由である。

原発復活政策に呼応して推進・着工されたボーグル原発3,4号機とサマー原発2,3号機が完成されたと仮定して推定された発電コストは、天然ガス発電コストと比較してかなり高い。さらに再生可能エネルギーの買い取り価格と比較しても高く、コスト競争力をもっていないことがわかる。それでは、既存の原子力発電所の発電コストはどのようになっていであろうか。

### 既存原発の閉鎖決定

新設原子炉はほとんど展望がないのであるが、表4に示すように既存原子炉についても閉鎖決定が相次ぎ厳しい現状が浮かび上がってくる。まず、2012年10月に、ドミニオン・リソースズ社（旧バージニア電力）はその傘下のキウォーニー原発（1974年運転開始より38年経過、ウィスコンシン州）を閉鎖することを決定した。運転開始以来40年近くになる同原発は、NRCよりさらに20年間の運転延長を許可されたが、ドミニオン・リソース社は同原発を売りに出した。キウォーニー原発は地元の2つの電力会社と長期電力販売契約を結んできており、2013年にその契約期限を迎えるが、地元電力会社は契約を更新しないことになったからである。しかし、買い手を見つけられなかった。天然ガス価格の低下と風力発電の増加によって、卸売り電力市場の相場を引き下げ、キウォーニー原発のコスト競争力がなくなったからである。そこでドミニオン・リソースズ社は同原発の閉鎖を決定した<sup>82)</sup>。

続いて、2013年2月、デューク電力の子会社が、2009年から停止していたクリスタル・リバー原発（1977年運転開始後36年、フロリダ州）の改修を行わずに閉鎖すると公表した。この改修には15億ドルから34億ドルを要すると推定されたからである<sup>83)</sup>。ザザン・カリフォルニア・エジソン社が16か月かけて5億ドルを投じてサンオノフレ原発2,3号機（カリフォルニア州）の改修にあたったが、同年6月にそれを諦め、閉鎖することを決定した<sup>84)</sup>。

2013年8月には、エンタジー社がその傘下のベルモント・ヤンキー原発（ベルモント州）

表 4 最近の既存原発の閉鎖状況

決定年	閉鎖する原子炉	主な所有者	閉鎖年	閉鎖の理由
2013年2月	クリスタル・リバー原発3号機 <sup>1)</sup>	デューク電力		修理費負担過大
2013年5月	キウオーニー原発 <sup>2)</sup>	ドミノオン・リソーシズ社	2013年	価格競争力低下
2013年6月	サンオノフレ原発2, 3号機 <sup>3)</sup>	サザン・カリフォルニア・エジソン社		修理費負担過大
2013年8月	ベルモント・ヤンキー原発 <sup>4)</sup>	エンタジー社	2014年末	経済的理由
n.a.	オイスタークリーク原発 <sup>5)</sup>	エクセロン社	2019年	
2015年10月	ビルグリム原発 <sup>6)</sup>	エンタジー社	2019年	経済的理由
2016年2月	フィッツパトリック原発 <sup>7)</sup>	エンタジー社	2017年1月	経済的理由
n.a.	インディアン・ポイント原発 <sup>8)</sup>	エンタジー社		老朽化, 環境問題
2016年6月	クワッドシティ原発1, 2号機 <sup>9)</sup>	エクセロン社		価格競争力低下
2016年6月	クリントン原発 <sup>10)</sup>	エクセロン社	2017年1月	価格競争力低下
2016年6月	フォート・カルフーン原発 <sup>11)</sup>	オマハ公有電力		経済的理由
2016年6月	ディアプロ・キャニオン原発1, 2号機 <sup>12)</sup>	パシフィック電力ガス	2024,25年	経済的理由

注) クワッドシティ, クリントン原発の閉鎖決定は州政府の支援によって撤回された (US Dept. of Energy, Energy Information Administration, Today in Energy, May 5, 2017.)。

(出所) 1-3) *World Nuclear Industry Status Report, 2013*, pp.90-1; 4-5) *Ibid. 2014*, pp.98-9; 6-8) *Ibid. 2016*, pp.132-4; 9-10) *Ibid. 2016*, p.131; 11) *Ibid. 2016*, pp.133-4; 12) *Ibid. 2016*, p.135, より作成。

を閉鎖すると公表した。老朽化した同原発の運転・維持費が高いことが理由であった。原子力エネルギー協会 (Nuclear Energy Institute) の資料によれば、アメリカの原発の平均コスト (資本費, 燃料費, および運転・維持費の合計) は2002年の1kWh当たり2.791セントから、2012年には4.417セントに上昇した<sup>85)</sup>。アメリカのエネルギー省エネルギー情報局は、原発の運転・維持費は2040年まで年3%上昇するだろうと指摘している<sup>86)</sup>。

PJM インターコネクション (ペンシルバニア州など13州にわたる独立送電管理機構) などの独立送電管理機構ではその地域の電力供給業者 (旧電力会社と新電力) に電力販売量に応じた余裕を含む発電能力を保有することを義務付けている。定められた発電能力を保有していない電力供給業者は、それ以上に保有している電力供給業者から購入することができ、そうしてこの義務を果たしている<sup>87)</sup>。独立送電管理機構はこの発電能力市場のルールを定め取引を促進している。PJM 地域に多くの原発を所有するエクセロン社は、発電能力取引価格を引き上げるよう PJM 電力取引所に要請しそれが受け入れられた<sup>88)</sup>。

しかし、それでも、エクセロン社傘下のクワッドシティ原発 (イリノイ州), スリーマイ

原子力リネッサンスの展開とその帰結：米国の原発は復活したのか？

ル島原発（ペンシルバニア州）、そしてバイロン原発（イリノイ州）は、PJM 電力取引所における 2018-19 年に保有しなければならない発電能力の取引で高価格のため販売できなかった。そこで、エクセロン社は 2016 年 6 月、クワッドシティ原発、クリントン原発（イリノイ州）の閉鎖を決定し、NRC にその承認を申請した<sup>89)</sup>。

2015 年、エンタジー社は老朽化したその傘下のピルグリム原発（マサチューセッツ州）を 2019 年 5 月に閉鎖すると「ISO ニューイングランド」に申請した。また、エンタジー社はニューヨーク州のフィッツパトリック原発を 2017 年 1 月に閉鎖し、インディアン・ポイント原発も閉鎖することを決定した<sup>90)</sup>。

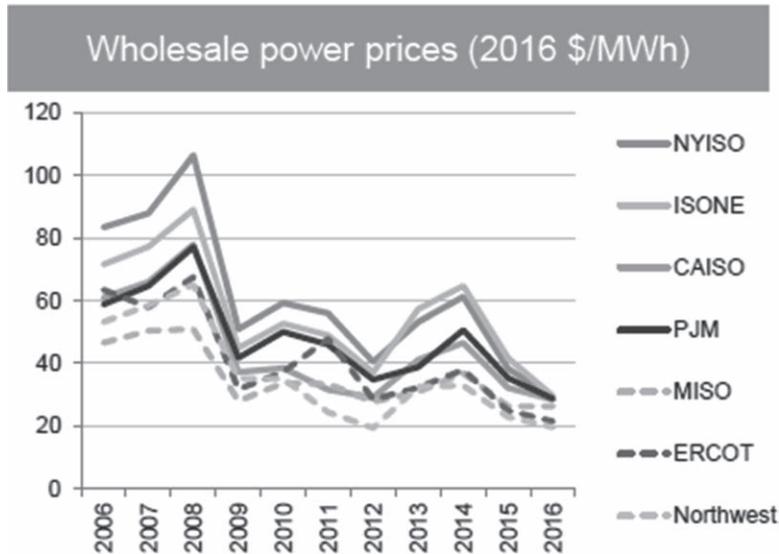
ネブラスカ州のフォートカルフーン原発も閉鎖されるが、ガス発電と風力発電に勝てなくなったことが原因である。同原発の運転・維持費は 1 kWh 当たり 3.229 セントであったが、SPP（Southwest Power Pool：フォートカルフーン原発が送電する独立送電管理機構）が運営している電力取引所の卸売電力価格の平均は 1.959 セントであった。2016 年 6 月に、同原発の所有者、オマハ公有電力ディストリクトが閉鎖を決定した<sup>91)</sup>。

2016 年 3 月、ファースト・エナジー社（旧オハイオ・エジソン社）はデヴィッド・ベッセ原発（オハイオ州）のコスト競争力の低下を理由に、オハイオ州公益事業委員会にその閉鎖を申請した。同年 6 月には、カリフォルニア州のパシフィック電力ガス会社は、そのディアプロ・キャニオン原発 2 基をそれぞれ 2024 年、2025 年に閉鎖することを決定した<sup>92)</sup>。

これらの閉鎖が決まった原発は政府によって許可された運転期限が来る前に閉鎖されたのであり、閉鎖の原因はむしろ、発電コストの問題である。天然ガス発電のコストが低下し、風力発電が競争力を増し、他方、老朽化した原発の運転・維持費は上昇しており、コスト競争力を喪失しているからである<sup>93)</sup>。図 1 は PJM インターコネクションなど「発送電分離方式」の電力自由化を行った地域送電管理機構における卸売り電力価格の推移である。どの地域送電管理機構においても、卸売り電力価格は 2009 年から急速な下落傾向を示しているが、これは 2008 年頃から顕著になった「シェール革命」によって天然ガス価格が急落し、天然ガス発電コストの低下によるものである。1 kWh 当たり 3 セント程度に低下していることがわかる。他方、原発コストは表 5 に示されるように上昇してきているのである。これが、原発の早期閉鎖の原因なのである。これまで閉鎖された原発は、「発送電分離方式」での電力自由化を行った地域、つまり、北東部、中西部が多かったのである。

これまで、多くの既存原発の閉鎖について述べてきたが、一部の州政府が救済に乗り出した。たとえば、ニューヨーク州であるが、同州知事は 2030 年までに温暖化ガスを 1990 年レベルより 40% 削減することを目指しているが、そのためにもクリーンな電源を維持・増加させる必要がある。そこに、エンタジーのフィッツパトリック原発、エクセロンのジーナ原発、ナイン・マイル・ポイント原発の閉鎖の話題が持ち上がった。そこで、ニューヨーク州知事は「ゼロ・エミッション・クレジット（ZEC）」という制度を考案し、これらの原発に

図1 各 ISO 地域の卸売り電力価格



注1) グラフの凡例は上からニューヨーク ISO (独立送電管理機構), ISO ニューイングランド, カリフォルニア ISO, PJM インターコネクション, ミッドコンチネンタル ISO, テキサス ISO, 北西部卸売電力市場を指す。

注2) 30 ドル/MWh は, 3 セント/kWh に換算。

(出所) Bloomberg New Energy Finance, 2017 Sustainable Energy In America, 2017

表5 既存原発のコスト

(1kWh 当たりセント : 2012 年価値)

年	資本費	運転・維持費	燃料費	合計
2002	0.376	1.858	0.557	2.791
2003	0.502	2.027	0.547	3.075
2004	0.612	1.956	0.510	3.078
2005	0.656	2.027	0.489	3.173
2006	0.642	2.071	0.481	3.194
2007	0.634	2.031	0.498	3.162
2008	0.727	2.078	0.524	3.329
2009	1.058	2.246	0.589	3.892
2010	1.053	2.249	0.667	3.969
2011	1.150	2.334	0.701	4.185
2012	1.296	2.386	0.735	4.417

(出所) Nuclear Energy Institute, "Nuclear Energy 2014: Status and Outlook, Annual Briefing for the Financial Community," Feb. 2014 (<http://www.nei.org/CorporateSite/media/fileholder/Policy/Wall%20Street/WallStreetBriefing2014.pdf?ext=.pdf>: 2017 年 5 月 5 日)

原子力カルネッサンスの展開とその帰結：米国の原発は復活したのか？

ZEC を交付し、配電する電力会社に購入する義務を負わせた。ZEC は 2017 年 4 月からスタートし 12 年間継続するが、最初の 2 年間は 1 kWh 当たり 1.754 セント、それ以降は 2.915 セントで買い取られるので、原発の経営を支援することとなる<sup>94)</sup>。

原発に 50% も依存するイリノイ州でも、ニューヨークと同様の措置をとった。2016 年 7 月、エクセロンはその傘下のクリントン原発とクワッドシティ原発を閉鎖すると公表し、同年 10 月、エクセロンはイリノイ州が同年末までに支援政策を決めなければ 2 原発の閉鎖を決定すると公表した。同州は 2016 年 12 月に支援政策を可決し、10 年間で 2 億 3500 万ドルを支援することとなり、エクセロンは 2 原発の閉鎖を撤回した。オハイオ州でも、ファーストエナジー（旧オハイオ・エジソン社）がその傘下のデービス・ベッセ原発、ペリー原発の閉鎖の可能性について、オハイオ州政府と意見交換してきた。最初の 2 年間、1.7 セントの政策支援を行うことになった<sup>95)</sup>。このように、原発依存度の高い一部の州は、原発の閉鎖を回避しようと 10 年程度の ZEC タイプの政策支援策を講じた。

### 使用済み核燃料最終処分場

最後に、使用済み核燃料への対応を概観するが、それはアメリカの原子力発電事業が今後「発展するか、しないか」の一つの基準になるからである。全国の原発用地に一時的に貯蔵されている使用済み核燃料の処分が可能かどうかは、最終処分場の建設・運営にかかっているからである。

使用済み核燃料の最終処分についての最初の明確な第一歩は、「1982 年放射性廃棄物政策法」の制定であった。同法は、処分の方法として「地層処分 (geological disposal)」を採用し、エネルギー長官は候補地を 5 つ選定し、さらに 3 つに絞り込み、そして最後に 1 候補地に絞って大統領に勧告する、とした。大統領が承認すればそれを議会に勧告する。候補地となった州知事は拒否を表明できるが、その後、連邦議会がそれを拒絶できる。そうして候補地が決まるが、次にエネルギー省は最終処分場の建設を NRC に申請する。それが承認され建設されれば、同省は放射性廃棄物を受け入れる許可を申請し、受け入れは 1998 年から始まる、とされた<sup>96)</sup>。

しかし、予定通りの進展が見られず、「1987 年放射性廃棄物政策改正法」が制定され、そのなかで、最終処分場の候補地はネバダ州ユッカマウンテン (Yucca Mountain) にだけ絞られた。その後、「1992 年エネルギー政策法」はユッカマウンテンの最終処分場における放射線量の制限等の基準を環境保護庁 (EPA) が設定することにし、その際、EPA は NAS (全国科学アカデミー) との共同調査によって設定するべきとされた<sup>97)</sup>。

原子力発電事業に積極的なブッシュ・ジュニア政権は、エネルギー長官がユッカマウンテンを最終処分場として勧告するとわずか 1 日で承認した。ネバダ州知事は拒否を表明したが、連邦両院で否決され、ユッカマウンテンが正式に候補地となった。次のステップはエネルギー

一省が2004年末までにNRCにユッカマウンテンの最終処分場の建設許可を申請することであった。しかし、これは2008年6月まで延期されることになる。というのは、2004年7月、上訴裁判所(The Court of Appeal)がユッカマウンテンに関するEPAの放射線量基準を却下し、修正するように命じたからである。2005年中期にEPAは新しい放射線量基準を公表し、パブリック・コメントなどを踏まえて、最終基準を公表することになる。こうして、エネルギー省がNRCにユッカマウンテンの最終処分場の建設許可を申請したのは、2008年6月になり、廃棄物の受け付けは2017年からになった<sup>98)</sup>。

ところが、オバマ政権のエネルギー長官は2009年3月、ユッカマウンテンが最終処分場である実行可能な選択肢ではないと、上院で証言した。同政権はユッカマウンテンのための建設費予算を要求せず、一方で、2010年初め、ブルーリボン委員会を設置してユッカマウンテンに代わる使用済み核燃料についての措置(政策)を考案し、さらに、2008年にNRCに申請していたユッカマウンテン最終処分場の建設許可申請を、2010年3月に正式に撤回する手続きに入った<sup>99)</sup>。

ブルーリボン委員会の目標は「アメリカの使用済み核燃料廃棄物の管理する安全で長期的な解決策を勧告することにあつた」<sup>100)</sup>。この委員会の最終報告書は2012年1月に公表され、強制的な決定ではなく自発的な申し出に基づいて最終処分場を決めることを勧告し、深地層処分がベストであり1か所ないしそれ以上の最終処分場を決定し、これらを決定するためエネルギー省ではなく、議会がつくる単独機関によるべきであることを提案した<sup>101)</sup>。エネルギー省はブルーリボン委員会の報告に基づいて、*Strategy for the Management and Disposal of Used Nuclear Fuel and High-Level Radioactive Waste*を2013年1月に公表した。これによれば、中間貯蔵所が2021年までに作られ、最終処分場は2048年に完成するというものであった<sup>102)</sup>。

オバマ政権下のエネルギー省は、ユッカマウンテン最終処分場の建設許可の申請を撤回したが、その理由はネバダ州の反対が強く、国民がより受け入れられるような決め方が望ましいからであった。この時、NRCはすでに同最終処分場建設許可について審査を進めていた。そこで、エネルギー省は、多くの方面(軍事、あるいは民間の原子力事業に関連した地域など)から強い反対を受けることになる<sup>103)</sup>。

NRCは2010年6月にエネルギー省のユッカマウンテン最終処分場建設許可申請の撤回を拒絶した。また、エネルギー省の核燃料事業のあるサウスカロライナ州は、エネルギー省の同最終処分場建設許可申請の撤回をワシントンDCの上訴裁判所に提訴していた。この裁判所は2013年8月に、NRCはエネルギー省の同最終処分場建設許可申請の審査を続けるべきであり、2015年1月に結果を公表できるようになると判決した<sup>104)</sup>。

膠着状態に陥った最終処分場建設であるが、トランプ新政権は2018年度予算案のなかにユッカマウンテン最終処分場の建設を含め、同最終処分場は建設が再開された。ただし、

原子力ルネッサンスの展開とその帰結：米国の原発は復活したのか？

トランプ政権は石油、天然ガス、そして石炭については極めて積極的な推進姿勢を示すのに、原子力発電についてはあまり積極的な姿勢を示していない<sup>105)</sup>。トランプ政権のもとでユッカマウンテン最終処分場の建設は進むかもしれないが、原子力発電全体としてはかならずしも明瞭な展望はないようである。

## おわりに

本論文の結論を要約しよう。第1に、アメリカでは原発は1970年代末以降、発注されてこなかったが、ブッシュ・ジュニア政権は「2010年原発計画」や「2005年エネルギー政策法」によって、原発支援政策を推進した。そのため、多くの電力会社が30原子炉ほどの建設計画を打ち上げた。2012年に、ジョージア州ボーグル原発3、4号機とサウスカロライナ州サマー原発2、3号機の建設が政府承認され、2013年に着工された。

しかし、第2に、多くの原発新設計画のうち、着工したのは上記ボーグル原発3、4号機とサマー原発2、3号機だけである。しかも、これらの原発も建設費が高騰し、その発電コストは非常に高価になると予測されている。そのため、原子炉供給、工事施工を担当してきたウェスティングハウス社、やその親会社の東芝が経営危機に陥っている。2017年7月末、サマー原発2、3号機は建設費高騰のため建設が中止され<sup>106)</sup>、建設が続けられているのはボーグル原発2、3号機だけで、これも建設費膨張に苦しんでいる。

第3に、ブッシュ・ジュニア政権の発足時に、アメリカには103基の原子炉が存在したが、これら既存原発は2000年代末から低落した天然ガス価格のため、競争に苦しんでいる。2013年から原子炉の閉鎖決定が相次ぎ、これまで12基の原子炉の閉鎖が決まっている。電力会社の垂直統合が温存された南部などとは異なり、「発送電分離方式」の電力自由化に進んだ州・地域では原発の経営は苦しく、一部の州政府が原発支援措置を発動している<sup>107)</sup>。

第4に、ブッシュ・ジュニア政権は高速増殖炉、再処理工場の建設を目指したが実現せず、事実上、使用済み核燃料の最終処分場の建設案だけが残っている。同政権は長年にわたってもめて来たアリゾナ州ユッカマウンテン最終処分場建設を決定したが、オバマ政権は別の案を構想した。しかし、トランプ新政権は同最終処分場建設の予算案を承認した。最終処分場決定の手順を決めた1982年以来35年が経過してもこの程度の進展しかなく、この面からも、アメリカ原発事業が大きく前進するとはいいがたい。

こうして、原発新設の規模は小さく、既存原発についても閉鎖される原子炉が多く、使用済み核燃料問題も確実な展望があるとはいえない。アメリカの原発事業は「ルネッサンス」どころか、今後縮小、少なくとも相対的比重の低下がありうるのではないだろうか。

注

- 1) 拙稿「米国における現代的エネルギー政策の成立」東京経済大学『東京経大会誌—経済学—』第285号, 2015年2月。
- 2) 石油については「1975年エネルギー政策・保全法」が, 天然ガスについては「1978年天然ガス政策法」がその自由化を定めた。電力発電部門の自由化は「1978年公益事業規制政策法」が, 送電線開放については「1992年エネルギー政策法」が定めている。
- 3) 拙著『アメリカの電力自由化—クリーン・エネルギーの将来』日本経済評論社, 2002年, 第5章を参照。
- 4) アメリカの, いや世界の運転中の原子炉のほとんどが軽水炉(冷却剤として通常の水を使用)であり, ウラン235に中性子が衝突すると原子核が分裂して熱を出し, 蒸気をつくりタービンを回して発電する。軽水炉には熱せられた水がタービンを回す沸騰水型と, 熱せられた水が配管を隔てて別の水系を熱してそれがタービンを回す加圧水型がある。
- 5) 原子力発電には核燃料サイクルが必要であり, ウラン採掘, 濃縮, 核燃料製造というフロント・エンド事業と使用済み核燃料の再処理, 高速増殖炉でのウラン増殖というバック・エンド事業が計画されていた。バック・エンド事業はほとんど実現せず, 使用済み核燃料は最終処分場に地中深く貯蔵する「直接処分」が模索されている。
- 6) 拙著『アメリカの電力自由化』日本経済評論社, 2002年, 第5章を参照。
- 7) *National Energy Policy: Report of the National Energy Policy Development Group*, May 2001, p. x.
- 8) *Ibid.*, pp. 1-3.
- 9) *Ibid.*, p. x.
- 10) *Ibid.*, pp. 5-16.
- 11) U.S. Department of Energy, *Nuclear Power 2010 Program: Combined Construction and Operating License & Design Certification Demonstration Projects Lessons Learned Report*, Aug. 2012, p. 1.
- 12) National Academies Press, *Review of DOE's Nuclear Energy Research and Development Program*, 2008, Chap. 2: Nuclear Power 2010 (<http://www.nap.edu/read/11998/chapter/4> [2017年8月29日])
- 13) U.S. Department of Energy, *Nuclear Power 2010 Program*, pp. 2-3.
- 14) ウェスティングハウス社は2006年に東芝によって買収され, エンタジー原子力はミドル・サウス電力会社の後継会社のエンタジー社の原子力部門である。コンステレーション・エナジーはバルティモア・ガス電力を傘下にもつ持ち株会社であり, 2012年にエクセロン社に吸収される。そのエクセロン社はシカゴのコモンウェルス・エジソン社とフィラデルフィアの電力会社PECOエナジーとが合併してできた会社であり, SCANAはサウスカロライナ電力ガス会社などを傘下に持つ持ち株会社である。
- 15) U.S. Department of Energy, *Nuclear Power 2010 Program*, p. 4; Steve Thomas, "The Economics of Nuclear Power," Nuclear Issues Paper No. 5, Heinrich Böll Foundation, Dec. 2005, p. 8 (<http://www.nirs.org/wp-content/uploads/c-20/atommythenthomas.pdf>: 2017年8月30日).
- 16) U.S. Department of Energy, *Nuclear Power 2010 Program*, p. 8

原子力ルネッサンスの展開とその帰結：米国の原発は復活したのか？

- 17) Steve Thomas, "The Economics of Nuclear Power," p. 8.
- 18) Steve Thomas, "The Economics of Nuclear Power," p. 8.
- 19) Steve Thomas, "The Economics of Nuclear Power," pp. 8-9.
- 20) U.S. Department of Energy, *Nuclear Power 2010 Program*, p. 9
- 21) Walter A. Rosenbaum, *Environmental Politics and Policy*, 9<sup>th</sup> ed., Los Angeles, CQ Press, 2014, p. 298.
- 22) "Nuclear Energy: Present Technology, Safety, and Future Research Direction: A Status Report," Nov. 2001, p. 2 ([http://www.aps.org/policy/reports/popa-reports/upload/nuclear\\_energy.pdf](http://www.aps.org/policy/reports/popa-reports/upload/nuclear_energy.pdf): 2016年12月20日).
- 23) Mark Cooper, "The Economics of Nuclear Reactors: Renaissance or Relapse?" June 2009, p. 33.
- 24) U.S. Energy Information Administration, *The Changing Structure of the Electric Power Industry 2000: An Update*, Oct. 2000, pp. 63-4, 67, 81-82.
- 25) 「発送電分離方式」に進んだ州・地域は、その他3つを含め全部で7つあり、これら州・地域の電力量がアメリカ全体の電力量の2/3を占めている (U.S. Federal Energy Regulatory Commission, *Energy Primer: A Handbook of Energy Market Basics*, Nov. 2015, p. 40)。
- 26) 拙著『アメリカの電力自由化』日本経済評論社、2002年、第5章を参照。
- 27) Richard F. Hirsh, *Power Loss: The Origins of Deregulation and Restructuring in the American Electric Utility System*, Cambridge, Mass. and London, England, The MIT Press, 1999, pp. 247-8.
- 28) World Nuclear Association, "Power Plant Purchases, Mergers and Management Rationalisation," (<http://www.world-nuclear-org/information-library/country-profiles/countries-t-z/appendices/nuclear-power-in-the-usa-appendix-2-power-plant-pu.aspx> [2017年5月1日])
- 29) World Nuclear Association, "Power Plant Purchases, Mergers and Management Rationalisation."
- 30) World Nuclear Association, "Power Plant Purchases, Mergers and Management Rationalisation."
- 31) Massachusetts Institute of Technology, *The Future of Nuclear Power: An Interdisciplinary MIT Study*, 2003.
- 32) *Ibid.*, p. ix.
- 33) *Ibid.*, p. 18.
- 34) *Ibid.*, p. ix.
- 35) *Ibid.*, pp. 42-3 の表 5.1 と表 5.3 を参照した。
- 36) *Ibid.*, pp. 39-41.
- 37) *Ibid.*, p. 7.
- 38) *Ibid.*, p. 79.
- 39) *Ibid.*, pp. 79-80.
- 40) Larry Parker and Mark Holt, "Nuclear Power: Outlook for U.S. Reactors," Congressional Research Service, Nov. 6, 2006, pp. 6-9.
- 41) MIT, *The Future of Nuclear Power*, p. 81.

- 42) *Ibid.*, p. 80.
- 43) *Ibid.*, p. 80. なお, MIT 報告書のほかに, シカゴ大学も報告書を出している (*The Economic Future Nuclear Power: A Study Conducted at the University of Chicago*, Aug. 2004)。
- 44) “Energy Policy Act of 2005: Summary and Analysis of Enacted Provisions,” Congressional Research Service, March 8, 2006.
- 45) “Energy Policy Act of 2005,” p. 91
- 46) “Energy Policy Act of 2005,” p. 120
- 47) Mark Holt and Carl E. Behrens, “Nuclear Energy Policy,” Congressional Research Service, July 12, 2004, p. 2.
- 48) “Energy Policy Act of 2005,” pp. 42-3
- 49) “Energy Policy Act of 2005,” pp. 44-6.
- 50) ただし, これほどの政府からの支援があっても, 原発新設が可能かどうか疑問の声があった (Glenn R. George, “Financing New Nuclear Capacity: Will the Nuclear Renaissance Be a Self-Sustaining Reaction?” *The Electricity Journal*, April 2007, pp. 12-20)。
- 51) Mark Holt, “Nuclear Energy Policy,” Congressional Research Service, Dec. 2009, pp. 3-4.
- 52) Larry Parker and Mark Holt, “Nuclear Power: Outlook for New U.S. Reactors,” Congressional Research Service, May 2006, pp. 5-7.
- 53) L. Parker and M. Holt, “Nuclear Power: Outlook for New U.S. Reactors,” Congressional Research Service, updated March 2007, p. 1.
- 54) Sharon Squassoni, “The US Nuclear Industry: Current Status and Prospects under the Obama Administration,” The Center for International Governance Innovation, Nov. 2009, p. 12.
- 55) L. Parker and M. Holt, “Nuclear Power: Outlook for New U.S. Reactors,” May 2006, p. 11.
- 56) L. Parker and M. Holt, “Nuclear Power: Outlook for New U.S. Reactors,” May 2006, p. 11.
- 57) S. Squassoni, “The US Nuclear Industry,” p. 8. US ウラン公社とフランス企業アレバからフロント・エンド設備建設のための政府債務保証の申請があったという。
- 58) Mycle Schneider, Anthony Froggatt, and Steve Thomas, *The World Nuclear Industry Status Report 2010-2011*, Paris, Berlin and Washington, April 2011, p. 54.
- 59) *Ibid.*, pp. 53-4.
- 60) *Ibid.*, p. 54. コンステレーション社はエクセロン社に吸収され, エクセロン社はカルバート・クリフス原発を推進しないと決定をした (Schneider and Froggatt, *The World Nuclear Industry Status Report 2012*, p. 58.)。エクセロン社はビクトリア・カウンティ原発 (テキサス州) の建設も中止したが, 天然ガス価格の低下が理由であった。こうして原子カルネッサンスは 2010 年頃から下火になってきた (“Exelon Drops Texas Reactor Plan, cites Cheap Natgas,” *Reuters*, Aug. 28, 2012 [http://reuters.com/article/us-utilities-exelon-texas-idUSRE87R1AD20120828, 2017 年 5 月 3 日])
- 61) M. Schneider and A. Froggatt, *The World Nuclear Industry Status Report 2013*, p. 38.
- 62) “More Shield Work on AP1000,” *World Nuclear News*, Oct. 2009.
- 63) Mathew L. Wald, “Regulators Find Design Flaw in New Reactors,” *The New York Times*, May 20, 2011.

- 64) "NRC Endorses AP1000 Amended Design," *Power Magazine*, Dec. 28, 2011.
- 65) World Nuclear Association, "Nuclear Power in USA." (<http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-z/usa-nuclear-power.aspx> [2016年12月30日]).
- 66) World Nuclear Association, "Nuclear Power in USA."
- 67) Scott DiSavino, "Westinghouse Woes could raise Power Bills in Georgia, South Carolina," *Reuters*, March 29, 2017.
- 68) World Nuclear Association, "Nuclear Power in USA."
- 69) World Nuclear Association, "Nuclear Power in USA."
- 70) Steven Mufson, "S. C. Utility halt work on new Nuclear Reactors," *The Washington Post*, July 31, 2017; "SCE&G to Halt Construction of New VC Summer Units," *Nuclear Street News*, July 31, 2017.
- 71) "Southern Company: Plant Vogtle Price Rises to \$25B," *The Atlanta Journal-Constitution*, Aug. 2, 2017. 東芝はサウステキサス原発でも苦戦中である (World Nuclear Association, "Nuclear Power in USA.").
- 72) 建設中止となったサマー原発 2, 3号機や建設中止となるかもしれないボーグル原発 3, 4号機は、政府支援を受けて別の電力会社などに買収され、完成・運転される可能性もある。
- 73) Mark Cooper, "The Economics of Nuclear Reactors: Renaissance or Relapse?" June 2009, p. 23.
- 74) Mark Cooper, "The Economics of Nuclear Reactors," pp. 20-1.
- 75) 原語は owner's cost である (World Nuclear Association, "The Economics of Nuclear Power," [<http://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx>.2017年8月31日]).
- 76) Mark Cooper, "The Economics of Nuclear Reactors," pp. 20-1.
- 77) World Nuclear Association, "The Economics of Nuclear Power."
- 78) Mark Cooper, "The Economics of Nuclear Reactors," pp. 20-1.
- 79) J. Koomey and N. E. Hultman, "A Reactor-level Analysis of Busbar Costs for U.S. Nuclear Plants, 1970- 2005," *Energy Policy*, vol. 25, 2007, p. 5631.
- 80) Scott DiSavino, "Westinghouse Woes Could Raise Power Bills in Georgia, South Carolina," *Reuters*, March 29, 2017.
- 81) Scott DiSavino, "Westinghouse Woes Could Raise Power Bills in Georgia, South Carolina," *Reuters*, March 29, 2017.
- 82) Harold A. Learner, "Market had spoken in Kewaunee Shutdown," Environmental Law Policy Center, Oct. 2012.
- 83) Schneider and Froggatt, *The World Nuclear Industry Status Report 2013*, Paris, London, Washington, D.C., July 2012, p. 90.
- 84) サンオノフレ原発の1号機は1992年に閉鎖されており、2, 3号機の閉鎖で、同原発はすべて閉鎖となる。2013年にエクセロン社は傘下のラサール原発 (イリノイ州) 2基とリマリック原発 (ペンシルバニア州) 2基の能力増強工事をキャンセルした (Schneider and Froggatt, *The World Nuclear Industry Status Report 2014*, July 2014, p. 99.)。
- 85) Nuclear Energy Institute, "Nuclear Energy 2014: Status and Outlook, Annual Briefing for

- the Financial Community,” Feb. 2014 (<http://www.nei.org/CorporateSite/media/fileholder/policy/Wall%20Street/WallStreetBriefing2014.pdf?ext=pdf>.2017年5月5日).
- 86) Schneider and Froggatt, *The World Nuclear Industry Status Report 2014*, July 2014, p. 99.
- 87) たとえば, John G. Farr and Frank A. Felder, “Competitive Electricity Markets and System Reliability: The Case for New England’s Proposed Locational Capacity Market,” *The Electricity Journal*, Oct. 2005, pp. 22-33, などがこの問題を論じている。
- 88) Schneider and Froggatt, *The World Nuclear Industry Status Report 2016*, p. 131. ドミニオン・リソース社はその傘下のマイルストーン原発（コネチカット州）のために、電力市場取引ルールを変更するよう要請した (*Ibid.*, p. 132)。
- 89) *Ibid.*, p. 131.
- 90) *Ibid.*, pp. 132-4.
- 91) *Ibid.*, pp. 133-4.
- 92) *Ibid.*, p. 134. ディアブロ・キャニオン原発が閉鎖されると、カリフォルニア州ではすべての原発が閉鎖されることになる。
- 93) Schneider and Froggatt, *The World Nuclear Industry Status Report 2016*, p. 128. 原発の平均費用は1kWh当たり3.627セントであり、単一原子炉発電所の場合、同4.414セントである。太陽光発電の買い上げ価格は1kWh当り5セントから地域によっては4セントである。これは補助金を前提にはしているが、太陽光発電コストが次第に原発コストに近づいてきていることを示している (*Ibid.*, pp. 128, 32)。
- 94) インディアン・ポイント原発も2019年からZECを交付されることになった。なお、ニューヨーク州の電源構成は、原子力が32%、水力が19%、風力3%、太陽光1%以下（化石燃料以外が合計約55%）、ガス発電は40%である (World Nuclear Association, “Nuclear Power in the USA.”)。
- 95) 原発への依存度が37%のペンシルバニア州では、エクセロン社幹部はスリーマイル島原発1号機が卸売電力価格の低下で経営が苦しく、すでに5年間、赤字で運転してきているので、ZECタイプの補助がなければ閉鎖となる、と語ったという (World Nuclear Association, “Nuclear Power in the USA.”)。
- 96) Robert Vandenbosch and Susanne E. Vandenbosch, *Nuclear Waste Stalemate: Political and Scientific Controversies*, Saltlake City, The Univ. of Utah Press, 2007, pp. 39-41.
- 97) *Ibid.*, pp. 41-3.
- 98) *Ibid.*, pp. 44-47.
- 99) “Yucca Mountain: Legal Developments Relating to the Designated Nuclear Waste Repository,” Congressional Research Service, Aug. 14, 2015, p. 4.
- 100) “Yucca Mountain: Legal Developments Relating to the Designated Nuclear Waste Repository,” p. 5.
- 101) “Yucca Mountain: Legal Developments Relating to the Designated Nuclear Waste Repository,” pp. 5-6.
- 102) Mark Holt, “Civilian Nuclear Waste Disposal,” Congressional Research Service, Aug. 5, 2015, p. 8.
- 103) Mark Holt, “Civilian Nuclear Waste Disposal,” p. 13.

原子力リネッサンスの展開とその帰結：米国の原発は復活したのか？

- 104) Mark Holt, "Civilian Nuclear Waste Disposal," p. 14.
- 105) 日本経済新聞「米、定まらぬ原発戦略」2017年3月21日朝刊, 7面。
- 106) 日本経済新聞「WHの2基、建設中断：米原発事業採算厳しく」2017年8月2日, 朝刊, 15面。同じくWH（ウェスティングハウス社）が建設をしてきたボーグル原発3,4号機の帰趨が注目される。
- 107) 14基が閉鎖を決定したが、その内の2原発は地元州政府の支援をうけ、閉鎖決定を撤回した。今後の原子炉閉鎖決定と州政府や連邦政府の救済策の発動に注目したい。