

復権を狙う米国原発業界

木村 誠 Makoto Kimura

(一財)国際貿易投資研究所 客員研究員

要約

米国の商用原子力発電所は2014年10月時点でちょうど100基で、世界の原子力発電所436基の1/4弱にあたる。燃料別の発電量比率で、原子力発電は2割近くを占め、再生可能エネルギーの比率を上回る。原子力発電は重要なベース電源として米国では世論調査で6割を超える支持を得ている。

しかし最近では、シェール革命で安価なガス火力発電との価格競争が激化しており、採算性悪化や運転コスト増などで原発の閉鎖・廃炉が続いている。景気拡大や製造業の国内回帰で電力需要は増加の一途を辿るなか、オバマ政権はクリーンなエネルギー源として原発を重視しているが課題も多い。

課題の一つ目はより安全性の高い第4世代型原子炉の開発である。燃料の効率的利用、核廃棄物の最少化、炉心損傷頻度の飛躍的低減や敷地外の緊急時対応の必要性排除など、安全性・信頼性の一層の向上が目標だ。

2つ目は経済性である。エネルギー省の試算では2019年に稼働を開始する発電所を比較すると、原発の発電コストは、二酸化炭素貯留装置(CCS)付の改良型天然ガス発電所を上回っている。

3点目が政府の支援である。巨額な建設コストを賄う政府債務保証や投資税額控除、中断している核燃料廃棄物処理場の建設など、政府への期待は高い。

1. 天然ガス火力発電との競合

米国の商用原子力発電所は 2014 年 10 月時点でちょうど 100 基で、世界の原子力発電所 436 基のほぼ 1/4 を占めるⁱ。原発の多くがミシシッピ川以東に立地しているが、このうち、バーモント州、ニューハンプシャー州、ニュージャージー州、サウスカロライナ州の 4 州では、電力供給に占める原子力発電の比率が 5 割を超えている（表 1）。

原子炉のタイプ別では、加圧水型（PWR）が 65 基、沸騰水型（BWR）が 35 基である。前者はウエスティングハウスが、後者は GE が開発・実用化した原子炉である。ピーク時の 1990 年には全米で 112 基が稼働していたが、老朽化や採算割れから徐々に閉鎖・廃炉が続いている。現在稼働中の原発全てが 1979 年のスリーマイル島（TMI）の原発事故以前に建設されたもので、稼働年数は軒並み 30 年を超えているⁱⁱ。最も古い原発はニューヨーク州のナインマイル・ポイント原発 1 号機と最近廃炉を決めたニュージャージー州オイスタークリーク原発で、稼働開始は 45

年前の 1969 年である。

原子力発電事業者は 30 社以上あるが、親会社ベースで見ると 2014 年 6 月時点で 23 社ある。このうち最大の事業者エクセルロン社は 14 サイトで 24 基の原発を保有している。

電力料金は燃料価格に大きく左右される。米国エネルギー省エネルギー情報局（EIA）によると電力価格（全米平均）に占める発電コストの比率は 58%、送電コストが 31%、配電コストが 11% である。このうち発電コストに含まれる燃料費以外は、ほぼ固定費であるところから、電源別発電コストの差は基本的には燃料価格の変動で決まる。

米国ではこれまで長期にわたり石炭火力発電が最大の電源となっていた。しかし、シェール革命で天然ガスの価格が急速に下がり、また CO₂ 排出規制の強化もあって徐々に石炭火力の比率は低下している。EIA によると、燃料別の発電量比率は 2000 年で石炭が 51.7% あったが、2013 年には 39.0% まで低下した。これに対して、天然ガスは同期間 15.8% から 27.4% へと増加したⁱⁱⁱ。

他方、原発の発電量は、ピーク時の2010年の8069億kwhから2013年には7890億kwhに落ちているが、電源構成比は19%台を維持している。原発の平均設備利用率は2014年7月時点で97.4%と、2008年以降で最も高く、同月100基の原子炉のうち58基は出力100%で発電していた。

しかし石炭火力発電所と同様に、原子力発電所もシェール革命で割安となった天然ガスを使った火力発電所との価格競争に直面している。そのひとつ米電力大手ドミニオン社はウィスコンシン州のキウオーニー原発を2013年5月に閉鎖した。原発の閉鎖・廃炉は1998年以来となる。キウオーニー原発は発電容量が556メガワットと小さく、孤立した箇所に1基のみ存在する「ワンサイト・シングル・ユニット」である。発電出力が小さく、また複数炉ない原発は、規模の経済性が働かず運転管理コストが割高となる。同地域の電力卸売料金が低迷し原発の採算性が悪化したため、ドミニオン社は当初売却先を探していたが、買い手がつかなかった。このため電力卸売先企業との

売電契約が満了となるタイミングで、ドミニオン社が原発閉鎖を決断した。キウオーニー原発廃炉に要するコストは10億ドルで、使用済み核燃料を保管するキャスクの移送終了は2050年を予定している。

他方、フロリダ州のクリスタルリバー原発3号機（発電容量860メガワット）は原子炉のコンクリート壁にひびが入り、その補修に巨額の費用がかかり採算性がとれないとして、電力会社であるデューク・エナジー（旧プロGRESS・エナジー）社が2013年2月に廃炉を決定した。また、ニュージャージー州のオイスタークリーク原発（発電容量615メガワット）では温排水の環境への影響を懸念する州当局が冷却装置の設置を要求し、電力会社であるエクセロン社は高コストを理由に廃炉に踏み切った。また、蒸気発生機の配管破損で稼働が停止していたカリフォルニア州南部のサンオノフレ原発2号機、3号機（発電容量2150メガワット）については、運営する米サザン・カリフォルニア・エジソン社が2013年6月全ての原子炉を2019年までに廃炉すると発表した。

さらに、米電力会社エンタジーは2013年8月バーモント州ヤンキー原子力発電所（発電容量 620 メガワット）を2014年末までに閉鎖すると発表した。1972年に運転開始した同原発は2012年3月21日に運転許可の期限切れを迎える中で、2011年3月奇しくも福島第一原発被災の前日、原子力規制委員会（NRC）が20年間の運転延長を認めている。運転延長に反対する州政府を電力会社側は「原子炉の運転許可の権限は連邦政府にのみある」として連邦地裁に訴えていたが、シェール・ブームで原発の採算が合わなくなったことを理由に閉鎖の決定を行った。

バーモント州は原発の電源構成比が7割を超え全米で最も原発依存が高く、一基しかないヤンキー原子力発電所がこれを支えていた。同州の電力需要の過半は州外からの供給に依存しているが、原発に代替するベースロード電源として期待されているカナダからの水力発電の調達増は、送電網の制約から障害が多い。同州で操業するIBMは、電力の十分な確保が難しくなるとして、同州からの撤退の意向も示していると伝えられ

ている。

米国では、核不拡散の立場から使用済み核燃料を再利用せずそのまま廃棄する「ワンスルー方式」を採用している。使用済燃料は最終処分されるまで原子力発電所サイト内で中間貯蔵される。従って原発企業は多大なコストがかかる核燃料再処理施設を建設する必要がない。このため、原発からの撤退は発電所の採算性だけで電力会社が判断できる。

大手の電力企業は、原子力発電所のほかに、石炭火力発電所、ガス火力発電所など、複数のエネルギー源を使った発電所を有しており、こうした発電ポートフォリオのなかで、一次エネルギー価格の変動を見ながら、それぞれの発電所を稼働させている。

(表1) 米国の商用原子力発電所 (2014年10月)

州	原子力発電所	原子炉タイプ	原子炉メーカー デザインタイプ	電力企業	当初の運転		運転更新		2009年		2010年		2013年	
					終了期	運転更新時期	許可交付	終了期	最大出力 Net.MW(e) ¹	年間発電量 Net.MWh ²	稼働率 稼働時間率 ³	終了期	最大出力 Net.MW(e) ¹	年間発電量 Net.MWh ²
AL	Browns Ferry	1	BWR	Tennessee Valley Authority	General Electric, Mark 1	1974/10/15	2013/12/20	2004/1/16	2006/5/4	2003/12/20	1,086	8,072,298	94	
AL	Browns Ferry	2	BWR	Tennessee Valley Authority	General Electric, Mark 1	1974/8/28	2014/6/28	2004/1/16	2006/5/4	2034/6/28	1,104	8,242,513	79	
AL	Browns Ferry	3	BWR	Tennessee Valley Authority	General Electric, Mark 1	1976/9/12	2016/7/2	2004/1/16	2006/5/4	2036/7/2	1,105	7,896,336	89	
AL	Joseph M Farley	1	PWR	Alabama Power Co	Westinghouse	1977/8/18	2017/6/25	2003/9/15	2005/5/12	2037/6/25	851	6,597,239	90	
AL	Joseph M Farley	2	PWR	Alabama Power Co	Westinghouse	1981/5/25	2021/3/31	2003/9/15	2005/5/12	2041/3/31	860	6,592,239	91	
AR	Arkansas Nuclear One	1	PWR	Energy/Arkansas Inc	Babcock&Wilcox, Lower Loop	1974/8/17	2014/5/20	2000/2/1	2001/6/20	2034/5/20	842	6,607,090	56	
AR	Arkansas Nuclear One	2	PWR	Energy/Arkansas Inc	Combustion Eng.	1978/12/26	2018/7/17	2003/10/15	2005/6/30	2038/7/17	993	8,415,588	91	
AZ	Palo Verde	1	PWR	Arizona Public Service Co	Combustion Eng.	1985/6/10	2025/6/1	2008/12/15	2011/4/21	2045/6/1	1,311	9,307,971	85	
AZ	Palo Verde	2	PWR	Arizona Public Service Co	Combustion Eng.	1986/5/20	2028/4/24	2008/12/15	2011/4/21	2046/4/24	1,314	11,652,972	91	
AZ	Palo Verde	3	PWR	Arizona Public Service Co	Combustion Eng.	1987/1/28	2027/11/28	2008/12/15	2011/4/21	2047/11/28	1,317	10,238,992	79	
CA	Diablo Canyon	1	PWR	Pacific Gas & Electric Co	Westinghouse	1984/1/11	2024/1/12	2009/11/24	N/A	N/A	1,122	8,677,449	95	
CA	Diablo Canyon	2	PWR	Pacific Gas & Electric Co	Westinghouse	1985/10/20	2025/8/20	2009/11/24	N/A	N/A	1,118	9,752,476	82	
CT	Milstone	2	PWR	Dominion Nuclear Conn Inc	Combustion Eng.	1975/11/19	2015/7/31	2004/1/22	2005/11/28	2035/7/31	869	7,414,566	95	
CT	Milstone	3	PWR	Dominion Nuclear Conn Inc	Westinghouse	1986/2/12	2025/11/25	2004/1/22	2005/11/28	2045/11/25	1,233	9,335,738	87	
FL	St. Lucie	1	PWR	Florida Power & Light Co	Combustion Eng.	1976/5/57	2016/3/1	2001/11/30	2003/1/02	2036/3/1	839	5,289,143	74	
FL	St. Lucie	2	PWR	Florida Power & Light Co	Combustion Eng.	1986/6/13	2023/4/6	2001/11/30	2003/1/02	2043/4/6	839	7,331,250	91	
FL	Turkey Point	3	PWR	Florida Power & Light Co	Westinghouse	1972/11/12	2012/7/19	2000/9/11	2002/6/6	2032/7/19	693	5,355,582	81	
FL	Turkey Point	4	PWR	Florida Power & Light Co	Westinghouse	1973/6/21	2013/4/10	2000/9/11	2002/6/6	2033/4/10	693	5,949,819	70	
GA	Edwin I Hatch	1	BWR	Georgia Power Co	General Electric	1974/1/11	2014/8/6	2000/3/1	2002/1/15	2034/8/6	876	6,509,871	94	
GA	Edwin I Hatch	2	BWR	Georgia Power Co	General Electric	1978/9/22	2018/6/13	2000/3/1	2002/1/15	2038/6/13	883	7,391,685	89	
GA	Vogtle	1	PWR	Georgia Power Co	Westinghouse	1987/3/27	2027/1/16	2007/8/29	2009/6/3	2047/1/16	1,150	10,247,423	101	
GA	Vogtle	2	PWR	Georgia Power Co	Westinghouse	1989/4/10	2029/2/9	2007/8/29	2009/6/3	2049/2/9	1,152	9,363,054	87	
IA	Duane Arnold Energy Center	1	BWR	LLC	Nextra Energy Duane Arnold	1974/5/19	2014/2/21	2008/10/1	2010/12/16	2034/2/21	601	4,450,640	89	
IL	Braidwood Generation Station	1	PWR	Exelon Nuclear	Westinghouse, 4 Loop	1987/7/12	2026/10/17	N/A	N/A	N/A	1,178	9,196,689	91	
IL	Braidwood Generation Station	2	PWR	Exelon Nuclear	Westinghouse, 4 Loop	1988/5/25	2027/12/18	N/A	N/A	N/A	1,152	10,003,246	92	
IL	Byron Generating Station	1	PWR	Exelon Nuclear	Westinghouse, 4 Loop	1985/3/1	2024/10/31	N/A	N/A	N/A	1,164	10,337,288	96	
IL	Byron Generating Station	2	PWR	Exelon Nuclear	Westinghouse, 4 Loop	1987/2/6	2026/1/16	N/A	N/A	N/A	1,136	9,518,424	82	
IL	Clinton Power Station	1	BWR	Exelon Nuclear	General Electric, Mark 3	1987/4/24	2026/9/29	N/A	N/A	N/A	1,085	8,611,998	82	
IL	Clinton Power Station	2	BWR	Exelon Nuclear	General Electric	1970/4/13	2009/12/22	2003/1/3	2004/10/28	2029/12/22	867	6,866,242	85	
IL	Dresden Generating Station	3	BWR	Exelon Nuclear	General Electric	1971/7/22	2011/1/12	2003/1/3	2004/10/28	2031/1/12	867	6,866,242	85	
IL	LaSalle Generating Station	1	BWR	Exelon Nuclear	General Electric	1982/9/4	2022/4/17	N/A	N/A	N/A	1,118	9,207,026	95	
IL	LaSalle Generating Station	2	BWR	Exelon Nuclear	General Electric	1984/4/20	2023/12/16	N/A	N/A	N/A	1,120	9,925,542	88	
IL	Quad Cities Generating Station	1	BWR	Exelon Nuclear	General Electric	1972/4/12	2012/12/14	2003/1/3	2004/10/28	2032/12/14	882	7,646,109	85	
IL	Quad Cities Generating Station	2	BWR	Exelon Nuclear	General Electric	1972/5/23	2012/12/14	2003/1/3	2004/10/28	2032/12/14	892	7,150,142	91	
KS	Station	1	PWR	Wolf Creek Nuclear Optg Corp	Westinghouse	1985/6/12	2025/3/11	2006/10/4	2008/11/20	2045/3/11	1,160	9,555,712	65	
LA	River Bend	1	BWR	LLC	Energy/Gulf States Louisiana	1985/12/3	2025/6/29	2015 ¹	N/A	N/A	974	8,363,163	84	
LA	Waterford	3	BWR	LLC	Combustion Eng.	1985/3/18	2024/12/18	2013 ¹	N/A	N/A	1,168	10,276,184	89	

MA	Pilgrim Nuclear Power Station	1	BWR	Entergy Nuclear Generation Co.	General Electric	1972/7/19	2012/6/8	2006/1/27	N/A	N/A	685	5,917.813	74
MD	Calvert Cliffs Nuclear Power	1	PWR	Calvert Cliffs Nuclear PP Inc	Combustion Eng.	1975/1/3	2014/7/31	1998/4/10	2000/3/23	2034/7/31	855	6,755.043	97
MD	Calvert Cliffs Nuclear Power	2	PWR	Calvert Cliffs Nuclear PP Inc	Combustion Eng.	1976/1/27	2016/8/31	1998/8/13	2000/3/23	2036/8/13	850	7,238.958	81
MI	Donald Cook	1	PWR	Indiana Michigan Power Co	Westinghouse	1975/2/10	2014/10/25	2003/10/31	2005/8/30	2034/10/25	1,009	9,643.241	78
MI	Donald Cook	2	PWR	Indiana Michigan Power Co	Westinghouse	1978/3/22	2017/12/23	2003/10/31	2005/8/30	2037/12/23	1,080	7,839.197	85
MI	Ferri	2	BWR	Detroit Edison Co	General Electric	1986/9/21	2029/3/20	N/A	N/A	N/A	1,106	7,737.864	82
MI	Palisades	1	PWR	Entergy Nuclear Palisades LLC	Combustion Eng.	1997/12/31	2011/3/24	2005/9/31	2007/1/17	2031/3/24	778	6,240.661	85
MN	Monticello	1	BWR	Minnesota	General Electric	1971/3/5	2010/9/8	2005/9/24	2006/1/18	2030/9/8	572	4,695.113	50
MN	Prairie Island	1	PWR	Minnesota	Westinghouse	1973/1/24	2013/8/9	2008/4/15	2011/6/27	2033/8/9	551	4,654.862	90
MN	Prairie Island	2	PWR	Minnesota	Westinghouse	1974/1/22	2014/10/29	2008/4/15	2011/6/27	2034/10/29	545	4,128.071	59
MO	Callaway	1	PWR	Union Electric Co	Westinghouse, 4 Loop	1984/10/24	2024/10/18	2011	N/A	N/A	1,190	8,996.033	77
MS	Grand Gulf	1	BWR	System Energy Resources Inc	General Electric	1984/10/20	2024/11/11	2012	N/A	N/A	1,251	9,643.241	86
NC	Brunswick	1	BWR	Progress Energy Carolinas Inc	General Electric, Mark 1	1976/1/24	2016/9/8	2004/10/18	2006/6/26	2038/9/8	938	6,808.445	92
NC	Brunswick	2	BWR	Progress Energy Carolinas Inc	General Electric, Mark 1	1975/4/29	2014/12/27	2004/10/18	2006/6/26	2034/12/27	920	8,000.043	73
NC	Harris	1	PWR	Progress Energy Carolinas Inc	Westinghouse	1987/1/19	2026/10/24	2008/11/16	2008/12/17	2046/10/24	900	7,080.615	83
NC	McGuire	1	PWR	Duke Energy Carolinas, LLC	Westinghouse	1981/9/12	2021/6/12	2001/6/12	2003/12/5	2041/6/12	1,100	8,835.731	82
NC	McGuire	2	PWR	Duke Energy Carolinas, LLC	Westinghouse	1983/5/23	2023/3/3	2001/6/14	2003/12/5	2043/3/3	1,100	10,014.695	95
NE	Cooper	1	BWR	Nebraska Public Power District	General Electric, Mark 1	1974/5/10	2014/1/18	2008/9/30	2010/11/30	2034/1/18	774	6,782.883	97
NE	Fort Calhoun	1	PWR	Omaha Public Power District	Combustion Eng.	1973/9/25	2013/6/9	2002/1/11	2003/1/14	2033/6/9	478	4,261.454	1
NH	Seabrook	1	PWR	Nextera Energy Seabrook LLC	Westinghouse	1980/5/29	2030/3/15	2010/6/1	N/A	N/A	1,247	10,910.055	100
NJ	Oyster Creek	1	BWR	Exelon Nuclear	General Electric	1969/9/23	2009/4/9	2005/7/22	2009/4/8	2029/4/9	615	4,601.395	106
NJ	Hope Creek	1	PWR	Exelon Nuclear	General Electric	1968/8/1	2026/4/11	2009/9/18	2011/7/20	2046/4/11	1,161	9,438.542	80
NJ	Salem Generating	1	PWR	Exelon Nuclear	Westinghouse	1976/12/25	2016/8/13	2009/9/18	2011/6/30	2038/9/13	1,174	8,776.596	88
NJ	Salem Generating	2	PWR	Exelon Nuclear	Westinghouse	1981/6/3	2020/4/18	2009/9/18	2011/6/30	2040/4/18	1,158	9,954.172	100
NY	Indian Point 2	2	PWR	Entergy Nuclear Indian Point	Westinghouse	1973/6/26	2013/9/28	2007/4/30	N/A	N/A	1,022	7,325.923	77
NY	Indian Point 3	3	PWR	Entergy Nuclear Indian Point	Westinghouse	1976/4/27	2015/12/15	2007/4/30	N/A	N/A	1,040	8,994.713	94
NY	James A Fitzpatrick	1	BWR	Entergy Nuc Fitzpatrick LLC	General Electric	1975/2/1	2014/10/17	2008/8/1	2008/9/8	2034/10/17	855	6,381.483	89
NY	Station	1	BWR	Nine Mile Point Nuclear Sta LLC	General Electric	1969/1/19	2009/8/22	2004/6/27	2006/10/31	2029/8/22	621	5,294.077	88
NY	Station	2	BWR	Nine Mile Point Nuclear Sta LLC	General Electric	1987/8/8	2006/10/31	2004/6/27	2006/10/31	2046/10/31	1,143	8,944.976	99
NY	R.E. Ginna Nuclear Power Plant	1	PWR	Plant, LLC	Westinghouse	1969/1/22	2009/9/18	2002/8/1	2004/5/19	2029/9/18	581	4,948.363	93
OH	Davis Besse	1	PWR	Company	Babcock&Wilcox	1977/8/28	2017/4/22	2010/8/30	N/A	N/A	894	5,185.092	95
OH	Perry	1	BWR	Company	General Electric	1966/12/19	2026/3/18	2014	N/A	N/A	1,240	10,619.711	73
PA	Beaver Valley	1	PWR	Company	Westinghouse, 3 Loop	1976/6/14	2016/1/29	2007/8/28	2009/11/5	2036/1/29	892	7,119.413	86
PA	Beaver Valley	2	PWR	Company	Westinghouse, 3 Loop	1987/8/17	2027/5/27	2007/8/28	2009/11/5	2047/5/27	885	7,874.151	97
PA	Limerick	1	BWR	Exelon Nuclear	General Electric	1985/4/13	2024/10/26	2011	N/A	N/A	1,130	9,046.943	101
PA	Limerick	2	BWR	Exelon Nuclear	General Electric	1989/9/1	2029/6/22	2011	N/A	N/A	1,134	8,879.131	94
PA	Peach Bottom	2	BWR	Exelon Nuclear	General Electric	1974/12/18	2033/6/8	2001/7/2	2003/6/7	2033/6/8	1,122	9,000.106	100
PA	Peach Bottom	3	BWR	Exelon Nuclear	General Electric	1974/9/1	2014/7/2	2001/7/2	2003/6/7	2034/7/2	1,112	9,759.275	85

PA PPL Susquehanna	1	BWR	PPL Susquehanna LL	General Electric	1982/11/16	2022/7/17	2006/9/13	2009/11/24	2042/7/17	1,185	8,294,358	87
PA PPL Susquehanna	2	BWR	PPL Susquehanna LL	General Electric	1984/7/3	2024/3/23	2006/9/13	2009/11/24	2044/3/23	1,190	10,221,221	81
PA Three Mile Island	1	PWR	Exelon Nuclear	Babcock&Wilcox	1974/6/19	2014/4/19	2008/1/18	2039/10/22	2034/4/19	865	6,633,750	73
SC Catawba	1	PWR	Duke Energy Carolinas, LLC	Westinghouse, 4 Loop	1985/1/22	2026/1/26	2001/6/14	2003/12/5	2043/1/25	1,129	9,889,074	96
SC H B Robinson	2	PWR	Duke Energy Carolinas, LLC	Westinghouse, 4 Loop	1986/3/18	2026/2/24	2001/6/14	2003/12/5	2043/12/5	1,129	9,075,005	86
SC H B Robinson	1	PWR	Progress Energy Carolinas Inc	Westinghouse	1970/9/26	2010/7/31	2002/6/17	2004/4/19	2030/7/31	724	3,593,896	85
SC Oconee	1	PWR	Duke Energy Carolinas, LLC	Babcock&Wilcox	1973/5/6	2013/2/6	1998/7/7	2000/5/23	2033/2/6	846	7,433,769	91
SC Oconee	2	PWR	Duke Energy Carolinas, LLC	Babcock&Wilcox	1973/12/5	2013/1/6	1998/7/7	2000/5/23	2033/1/6	846	6,730,749	82
SC Oconee	3	PWR	Duke Energy Carolinas, LLC	Babcock&Wilcox	1974/9/18	2014/7/9	1998/7/7	2000/5/23	2034/7/19	846	6,178,507	97
SC V C Summer	1	PWR	South Carolina Electric&Gas Co	Westinghouse	1982/11/16	2022/8/6	2002/8/6	2004/4/23	2042/8/6	966	8,487,079	93
TN Sequoyah	1	PWR	Tennessee Valley Authority	Westinghouse	1980/7/22	2020/9/17	2013 ¹	N/A	N/A	1,152	8,464,092	83
TN Sequoyah	2	PWR	Tennessee Valley Authority	Westinghouse	1981/12/23	2021/9/15	2013 ¹	N/A	N/A	1,126	9,536,672	90
TN Watts Bar Nuclear Plant	1	PWR	TXU Generation Co LP	Westinghouse, 4 Loop	1996/2/6	2035/1/19	N/A	N/A	N/A	1,123	9,738,457	90
TX Comanche Peak-1	1	PWR	TXU Generation Co LP	Westinghouse, 4 Loop	1980/4/24	2030/2/8	N/A	N/A	N/A	1,209	9,676,719	94
TX Comanche Peak-2	2	PWR	TXU Generation Co LP	Westinghouse, 4 Loop	1993/4/9	2033/2/2	N/A	N/A	N/A	1,180	10,331,748	95
TX South Texas Project	1	PWR	STP Nuclear Operating Co	Westinghouse	1988/3/30	2027/8/20	2010/10/28	N/A	N/A	1,202	9,324,107	91
TX South Texas Project	2	PWR	STP Nuclear Operating Co	Westinghouse	1989/4/11	2028/12/15	2010/10/28	N/A	N/A	1,280	9,202,674	59
VA North Anna	1	PWR	Virginia Electric & Power Co	Westinghouse	1978/4/17	2018/4/1	2001/5/29	2003/3/20	2038/4/1	903	6,719,934	89
VA North Anna	2	PWR	Virginia Electric & Power Co	Westinghouse	1980/8/25	2020/8/21	2001/5/29	2003/3/20	2040/8/21	903	6,619,528	85
VA Surry	1	PWR	Virginia Electric & Power Co	Westinghouse	1972/7/4	2012/5/25	2001/5/29	2003/3/20	2032/5/25	789	6,206,404	81
VA Surry	2	PWR	Virginia Electric & Power Co	Westinghouse	1973/3/10	2013/1/29	2001/5/29	2003/3/20	2033/1/29	799	6,966,033	101
VT Vermont Yankee	1	BWR	Yankee	General Electric	1972/9/20	2012/3/21	2006/1/27	2011/3/21	2032/3/21	620	4,782,473	98
WA Columbia Generating Station	2	BWR	Energy Northwest	General Electric, Mark 2	1984/5/27	2023/12/20	2010/11/20	N/A	N/A	1,131	9,241,133	80
WI Point Beach Nuclear Plant	1	PWR	LLC	Westinghouse	1970/11/16	2010/10/5	2004/2/26	2005/12/22	2030/10/5	512	3,954,388	84
WI Point Beach Nuclear Plant	2	PWR	LLC	Westinghouse	1972/8/2	2013/3/8	2004/2/26	2005/12/22	2033/3/8	515	4,336,287	93

(注) N/A=Not Available

原子炉タイプ: BWR 沸騰水型, PWR 加圧水型
(出所) NRC, Information Digest, 2014-2015 (NUREG-1350, Volume 26), 他

2. 34年ぶりの原発新設認可

オバマ政権は安全でクリーン^{iv}なエネルギーとして原子力発電を推進している。商用原子力発電所が立地する米国内31州のうち、オバマ大統領の地元イリノイ州は11基の原発を抱え原発の発電量は9619mwhと全米最大で、原発は州の総発電量の48%を賄っている。

米国ではブッシュ前政権時代「2005年エネルギー政策法」で原発向けに連邦政府債務保証枠185億ドルが確保されたが、オバマ大統領はさらに360億ドルの増額を議会に要求している。これを受けて米国では原子炉の新設・運転を認める一括運転許可（Combined Operating License：COL）の申請がNRC宛に相次いだ。

テネシー州では、テネシー川流域開発公社（TVA）がWEC社の加圧水型（PWR）原子炉であるワットパー原子力発電所2号機を建設中で、2015年12月に完成見込みである。1979年のスリーマイル島事故以来初の新設原発となる。

さらにNRCは、2012年2月に34

年ぶりに原発2か所（4基）の新設を認可した。新設認可の1件目はジョージア州のボーグル原子力発電所の3号機、4号機で、3号機は2016年、4号機は2017年に稼働予定である。ボーグル原子力発電所の新設計画の建設コストは140億ドルと見込まれているが、これに対してエネルギー省は83億ドルの債務保証の実施を決定している^v。

新設認可の2件目はサウスカロライナ州のV.Cサマー原子力発電所の2号機、3号機で、それぞれ2017年、2018年に稼働が開始される。新設2基の建設コストは98億ドルとみられている。

新設が認可されたこれら4基の原子炉にはいずれもウエスティングハウス（WEC）^{vi}社の加圧水型原子炉AP1000が採用される。AP1000はこれまでの加圧水型よりも小型で、かつ電源喪失時には冷却水を巡回させて自然冷却できる第3プラス世代の原子炉である。この第3プラス世代炉は、沸騰水型原子炉（BWR）や加圧水型原子炉（PWR）など従来の第2、第3世代の原子炉と異なり受動安

全の思想で設計されている。冷却系統の多重化、耐震性の向上など、より先進的な安全方策を導入しており、かつ全体が小型で建設費も節約できる。この分野では WEC の AP1000 のほかに、GE-日立^{vii}が ABWR（改良型沸騰水型炉）、アレバが EPR（欧州加圧型炉）を製品化している。2014

年 7 月現在 NRC には認可された上記 2 件のほか 16 件の COL が申請中である^{viii}（表 2）。一方、原発の運転ライセンス期間は「1954 年原子力エネルギー法」により当初 40 年と定められているが、NRC に申請し認可できればさらに 20 年の延長、すなわち最長 60 年の稼働が可能である^{ix}。

（表 2）新設原子力プラントの一括運転許可申請状況（2014 年 7 月 1 日時点）

所在地	申請企業	サイト名	炉数	原子炉タイプ	発電能力(MW)	COL申請状況	稼働(予定)時期
ジョージア州	サザン・カンパニー	ボーグル3号機、4号機	2	AP1000 (WEC)	2,400	2008/3/28申請 (2012/2/10承認)	3号機 2017年 4号機 2016年
サウスカロライナ州	サウスカロライナE&G	V.C.サマー2号機、3号機	2	AP1000 (WEC)	2,400	2008/3/27申請 (2012/3/30承認)	2号機 2017年 3号機 2018年
ペンシルバニア州	PPL ベル・ベント	ベルベント	1	米国型EPR (アレバ)	1,710	2008/10/10申請 (審査中)	2018~20年
アラバマ州	テネシー峡谷開発公社 (TVA)	ベルフォンテ3号機、4号機	2	AP1000 (WEC)	1,263	2007/10/30申請 (中断)	2022~23年
ミズーリー州	アムレン UE	キャラウェイ・プラント2号機	1	米国型EPR (アレバ)	1,125	2008/7/24申請 (中断)	na
メリーランド州	カルバートクリフ / ユニスター	カルバート・クリフ3号機	1	米国型EPR (アレバ)	1,710	2007/7/13申請 (審査中)	2017年
テキサス州	ルミナント	コマンチ・ピーク3号機、4号機	2	米国型EPR (アレバ)	3,400	2008/9/19申請 (中断)	2019~20年
ミシガン州	DTEエレクトリック (旧称 テトロイト・エジソン)	フェルミ3号機	1	ESBWR (GE-日立)	1,600	2008/9/18申請 (審査中)	na
ミシシッピ州	エンタジー	グランド・ガルフ3号機	1	ESBWR (GE-日立)	1,600	2008/2/27申請 (中断)	na
フロリダ州	デューク・エナジー (旧称 プログレス・エナジー・フロリダ)	レビー・カウンティ1号機、2号機	2	AP1000 (WEC)	2,400	2008/7/30申請 (審査中)	2024~25年
ニューヨーク州	ナインマイル・ポイント / ユニスター	ナインマイル・ポイント3号機	1	米国型EPR (アレバ)	1,710	2008/9/30申請 (撤回)	
バージニア州	ドミニオン	ノースアナ3号機	1	ESBWR (GE-日立)	1,700	2007/11/27申請 (審査中)	2022年
ルイジアナ州	エンタジー	リバー・ベント・ステーション3号機	1	ESBWR (GE-日立)	1,600	2008/9/25申請 (中断)	na
ノースカロライナ州	プログレス・エナジー	シャロン・ハリス2号機、3号機	2	AP1000 (WEC)	2,400	2008/2/18申請 (中断)	2020年
テキサス州	サウステキサス・プロジェクト (STPNOO)	サウステキサス・プロジェクト 3号機、4号機	2	ABWR (GE-日立)	2,712	2007/9/20申請 (審査中)	2016~17年
フロリダ州	フロリダパワー	ターキー・ポイント6号機、7号機	2	AP1000 (WEC)	2,400	2009/6/30申請 (審査中)	na
テキサス州	エクセルロン	ビクトリア・カウンティ1号機、2号機	2	ESBWR (GE-日立)	2,400	2008/9/3申請 (撤回)	
サウスカロライナ州	デューク・エナジー	ウィリアム・ステーツ・リーⅢ 1号機、2号機	2	AP1000 (WEC)	2,400	2007/12/12申請 (審査中)	2021~23年

（出所）原子力規制委員会（NRC）

2014年6月時点で100基の商用原発のうち72基が運転ライセンスの延長を認められている。原発新設に多大なコストがかかるため、減価償却が終わりつつある既存の原発を修理・維持しながら、将来的には運転期間を80年に延長したいと考えている電力会社も少なくない。しかし、現在の原発の耐用年数は最長60年を前提に設計されている。パーツを交換すれば技術的には延長可能ではあるものの、運転ライセンス80年への延長はまだ原発業界全体の流れにはなっていない。とはいえ当面は既存の原発をメンテナンスしながらライセンス期間の60年まで原発の運転を行っていくものと見られ、関連業界もメンテナンス需要に期待をかけている⁸。

3. 課題は安全性、経済性、政策支援

シェール革命で天然ガス火力発電所の価格競争力が高まっているとはいえ、地球温暖化への懸念から化石燃料を使い続けることへの不安もある。このため風力や太陽光など自然

エネルギーとともにCO₂排出ゼロの原発への期待はじわり高まっている。課題は安全性と経済性、そして政府の支援である。

まず安全性については、第4世代型の原子炉(GEN-IV)の開発が進められている。これは、燃料の効率的利用、核廃棄物の最少化、炉心損傷頻度の飛躍的低減や敷地外の緊急時対応の必要性排除など、より安全性・信頼性の向上を目標とする。

国際的な枠組みで開発を進めるため、米国、日本、英国、韓国、南アフリカ、フランス、カナダ、ブラジル、アルゼンチン、スイスの10か国で第4世代国際フォーラムが結成され、2030年までの実用化を目指している。また、第4世代型原子炉「進行波炉(TWR)」の開発を進める米国テラパワー社(会長ビル・ゲイツ)と、「4S」を開発中の東芝が次世代炉開発に向けての共同の取り組みも行われている。

2点目の経済性については、エネルギー省の試算がある。(表3)2019年に稼働を開始する発電所を比較すると、原発の発電コストは96.1^{ドル}

/1000kwh と、二酸化炭素貯留装置（CCS）付の改良型天然ガス発電所の 91.3 $\text{¢}/1000\text{kwh}$ を上回っているもの、原発建設への補助金（債務保証や投資税額控除）を配慮に入れた場合かろうじて逆転する^{xi}。発電コストだけをみれば、地熱、陸上風力、水力など再生可能エネルギーは原子力発電より割安であるが、発電量が小さく主要電源にはならない。

3 点目は政府の支援である。オバマ政権は発電所の環境規制を規定した大気浄化法（Clean Air Act）とは別に電気事業者に clean energy sources からの一定以上の発電を義務付けたクリーンエネルギー基準法（Clean Energy Standards Act : CES 2012）を提唱している。これは、天然ガス、再生可能エネルギー、1991 年以降に新設された原発、CO₂ 排出係数が 820gr/Mwh 未満の石炭火力を clean energy と定義づけ、2015 年より clean energy からの発電比率を 24% 以上とし、その後毎年その比率を 3% ずつ引き上げるもの。電力総供給に占めるクリーンエネルギーの比率を 2035 年までに 80% にするという

意欲的な内容であり、この法案が成立すると原発を含むクリーンエネルギーへの投資に弾みがつくことになるが、共和党の反対で法案成立のめどは立っていない。

また、原発建設に対する連邦政府債務保証枠 185 億ドルをさらに 360 億ドル増額し、545 億ドルとする案も財政支出拡大に反対する共和党の抵抗で実現できていない。原発の建設は巨額の費用を要し、ファイナンスが重要なポイントである。連邦政府債務保証は、何らかの理由で原発の建設コストが当初見積より大幅に上昇し、事業者が金融機関からの融資を返済できなくなった場合、金融機関の損失を税金で補填するというもの。従って、債務保証は NRC の COL 承認と対になる。東芝が参画するサウステキサス・プロジェクトは現在 COL 申請中であるが、パートナーである米電力大手の NRG エナジーが、これ以上の巨額な投資を継続できないとして 2011 年に撤退を決めている。

他方、原子力発電所で発生する核燃料廃棄物については、使用済み核燃料（SNF）処理施設をネバダ州ユ

ッカマウンテンに建設する計画であったが、地元ネバダ州知事や周辺住民の反対を受けて、オバマ大統領は大統領就任後の 2009 年にこれを白紙撤回した。バックエンド対策の代替案を検討するため設置された「米国原子力の将来に関するブルーリボン委員会」は、地層処分場の必要性を再確認するとともに、超深孔処分

の研究を行うこと、100 年程度の間貯蔵施設を設置することなどを 2012 年 1 月に提案した。

これを受けて、エネルギー省は① 2021 年までの中間貯蔵施設の試験プラントの操業開始、②2025 年までの大容量の中間貯蔵施設の操業開始、③2048 年までの地層処分場の操業開始—などの政府方針を示した。

(表 3) 電源別発電コスト比較

	稼働率 (%)	資本コスト	維持管理費		送電投資	均等化 総発電コスト	補助金	補助金を含む 総発電コスト	
			固定費	変動費(注2) (ドル/1000kwh)					
化石燃料 火力 発電	天然ガス 従来型コンバインド・サイクル(CO) 改良型CC(二酸化炭素貯留装置付) 石炭 従来型 改良型(二酸化炭素貯留装置付)	87.0	14.3	1.7	49.1	1.2	66.3		
		87.0	30.3	4.2	55.6	1.2	91.3		
		85.0	60.0	4.2	30.3	1.2	95.6		
	85.0	76.1	6.9	31.7	1.2	115.9			
原子力(改良型)	90.0	71.4	11.8	11.8	1.1	96.1	-10.0	86.1	
地熱	92.0	34.2	12.1	0.0	1.4	47.9	-3.4	44.5	
バイオマス	83.0	47.4	14.5	39.5	1.2	102.6			
再生可能 エネルギー	風力	35.0	64.1	13.0	0.0	3.2	80.3		
	洋上風力	37.0	175.4	22.8	0.0	5.8	204.1		
	太陽光	25.0	114.5	11.4	0.0	4.1	130.0	-11.5	118.6
	太陽熱	20.0	195.0	42.1	0.0	6.0	243.1	-19.5	223.6
	水力	53.0	72.0	4.1	6.4	2.0	84.5		

(注1) 発電コストは、2019 年に稼働予定の発電所を対象とし、運転期間中の建設・運転コストを現在価値に割引いた年間コストを 2012 年基準で実質化した均等化発電原価 (levelized cost)

補助金は 1992 年および 2005 年エネルギー政策法もとづく投資税額控除

(注2) 燃料費は維持管理コストの変動費に含まれる

(注3) 数値は全米平均であり、実際の発電コストは立地場所で異なる

(出所) Annual Energy Outlook 2014, April, 2014

2011 年末現在、米国 35 州には 67,000 トン以上の使用済核燃料が廃炉された原子炉を含み 74 ヲ所の原子力サイトで湿式および乾式のかたちで一時保管されたままである。今後使用済核燃料は年間約 2,000 トンの割合で増加する。恒久的な使用済み核燃料地層処分場の設置が求められている。

今後の原発の稼働に影響を与えるのは、原発の稼働能力、新規の原発許可数、将来の稼働コスト、代替エネルギー価格の動向、エネルギー政策などである。景気拡大や製造業の国内回帰で米国内の電力需要は増加の一途を辿っている。エネルギー省では、総発電に占める原子力発電の比率は、天然ガス火力発電の増加の影響を受けるものの、2040 年まで概ね 19% 台の現状を維持していくと予測している。

米国では原子力発電は重要な電力源として世論調査で 65% の支持を得ている。また 70% の人が原発は安全に確実に管理されていると回答している^{xii}。米国原発業界の正念場はこれからである。

注

- i 送電系統に接続されている商用原子力発電所の数。このほか米国内には研究・試験用原子炉が、大学などを中心に 35 基ある。
- ii 2014 年末時点での稼働年数は 40 年以上が 31 基、30~39 年が 35 基、20~29 年が 33 基、20 年未満が 1 基。
- iii 石炭需要の後退によって石炭価格が下がり、他方厳冬など気象条件で天然ガス価格が急騰する時期もある。熱量等価でみると石炭は天然ガスの半分程度にとどまっている。大方の電力会社は石炭火力発電所と、天然ガス火力発電所の両方を保有し、原料価格の変動をみながら両発電所の稼働率を調整している。天然ガス価格が 5.5^d\$/100 万 BTU を超えると PRB (モンタナ州やワイオミング州の Powder River Basin) 炭や Illinois Basin 炭を使う新設石炭ガス火力発電がコスト的に有利となる。
- iv 原子力発電の燃料として使われるウランは、核分裂という物理的な反応によって熱を発生させるので、酸素を必要とせず、二酸化炭素を出さない。
- v 米国の電力会社は、融資保証が受けられない場合、たとえ金融市場に資金があっても巨額な費用を市場から調達す

ることに消極的である。他方、原子力発電所向けの融資保証については、事前に徴収される保証料が割高であると指摘も出ている。

vi ウェスティングハウス (WEC) は、1998 年英国原子燃料会社 (BNFL)、2006 年には東芝へ売却され、現在東芝グループの一部となっている。本社はペンシルバニア州。

vii ゼネラル・エレクトリック (GE) 社は 2000 年に日立・東芝と共同で、核燃料合弁企業のグローバル・ニュークリア・フュエル (GNF) 社を設立。2006 年には日立製作所と GE 双方の原子力部門を統合し、日立 GE ニュークリア・エナジーを設立した。

viii ただし、ブルーリボン委員会報告に基づく DOE による具体的な実施計画と NRC による使用済み核燃料処分への

対応が可能となるまで、新規の COL の発行は停止されている。(審査プロセス自体は継続)

iv NRC による審査は新設の場合 30~60 ヶ月、運転期間延長で最低 30 ヶ月かかる。

x 原発は、一度受注すれば、その原発が稼働を終えるまでの数十年間、原発の修理、保守、グレードアップなどの仕事ができ、こうしたメンテナンスでも相当な利益をあげることができるといわれている。

xi エネルギー省の試算には温室効果ガス排出による外部費用が計上されていない。

xii Nuclear Energy Institute (2014 年 10 月 28 日)