経　　営

電力中央研究所報告

米国の電力市場改革と原子力発電の収益性
－収益の見通しに関する総合評価－

研究報告：Y17005

2018年3月

電力中央研究所

CRIEPI
Central Research Institute of
Electric Power Industry

米国の電力市場改革と原子力発電の収益性
－収益の見通しに関する総合評価－

服部　徹[*1]

キーワード：原子力発電
電力市場
収益性
米国
リスク

Key Words：Nuclear Power
Electricity Market
Profitability
United States
Risk

Electricity Market Reforms and Profitability of Nuclear Power Plants in the U.S.
-A Comprehensive Evaluation of Revenue Potential-

Toru Hattori

Abstract

This report discusses the economic impact of electricity market reforms on the profitability of nuclear power generation in the United States. The existing nuclear power plants were thought to be competitive in liberalized wholesale electricity market, where they have been treated equally with other types of power plants. Competitive pressure from the market also facilitated efficiency improvement among the existing nuclear power plants. Although it was difficult to build new reactor, the U.S. nuclear power generators expanded capacity through uprates. In recent years, however, nuclear power plants suffer from the decline in wholesale power prices and some of them are forced to retire early. Market designs for wholesale power and capacity have been in the process of reform to accurately reflect the system's need and these reforms are expected to increase the wholesale and capacity prices. However, the increase in the level of price and economic impacts for the baseload power plants seem to be limited. In some states, zero emission credits (ZEC) have been introduced to support the existing nuclear power plants based on their value of avoiding social cost of carbon, and they indeed help the existing nuclear power plants. Although there have been criticisms that this support scheme distorts market competition, it has been pointed out that this is a cost-effective measure for reducing greenhouse gas emission. In 2017, the Department of Energy proposed grid resiliency pricing and issued a notice of proposed rulemaking. While FERC rejects this proposal, it initiated a new procedure to investigate grid resilience issues. However, it is unlikely that efforts to improve grid resiliency recognize additional value attributed to nuclear power plants.

[*1]社会経済研究所　事業制度・経済分析領域　領域リーダー　副研究参事

©CRIEPI

背　　景

電力の自由化を進めてきた米国においては、原子力発電が市場で十分な収益を上げることができずに、早期閉鎖に追い込まれる例が見られる。一方で、米国の卸電力市場や容量市場の制度設計は今も改善に向けた見直しが行われている。また、低炭素化に貢献する価値やベースロード電源として安定供給に寄与する価値を適切に評価する必要性も議論されている。これらの実現により、原子力発電の収益が改善する可能性もある。

目　　的

米国の卸電力市場や容量市場の制度設計の見直しによる価格上昇の可能性や、低炭素電源およびベースロード電源として、原子力発電が環境や安定供給に寄与する価値が認められる可能性について考察し、米国の原子力発電の収益の見通しを総合的に評価する。

主な成果

1. 卸電力市場の価格形成の見直しとその影響

近年、米国の卸電力市場では、主に運用の柔軟性を持つ電源へのインセンティブを改善するために、市場での価格形成に関する見直しが行われ[注1)]、それにより、PJM では、卸電力価格が現在の水準から$3.5/MWh 上昇するとしている。原子力発電の収益にとって、卸電力価格の水準は重要であるが、平均的な発電費用の水準（図 1）と現在の市場からの収入（図 2）を踏まえると、収益の改善効果は限定的である。

2. 容量市場の制度設計の見直しとその影響

米国北東部の容量市場では、容量オークションで落札した電源に対するリクワイアメント[注2)]の強化を含めた制度設計の見直しが続いている。これにより容量価格の上昇が見込まれ、燃料途絶リスクが小さく、リクワイアメントの達成が容易な原子力発電の収益の改善につながるとの期待もあったが、実際の価格水準はいったん上昇した後、低下が続いており、今のところ収益の改善にはつながっていない（図 3）。

3. ゼロ・エミッション・クレジットの導入とその影響

いくつかの州で既設原子力発電所の環境価値に基づいて導入されたゼロ・エミッション・クレジット（ZEC）には、経済的な理由から早期閉鎖のリスクがあった発電所を存続可能にするほどの収益改善効果がある（図 4）。市場の競争を歪めるなどの理由で、米国内では批判もあるが、二酸化炭素の排出削減の費用対効果は高いとの指摘もある。

4. 電力系統のレジリエンス（頑健性）に基づく費用回収策の提案と今後の展望

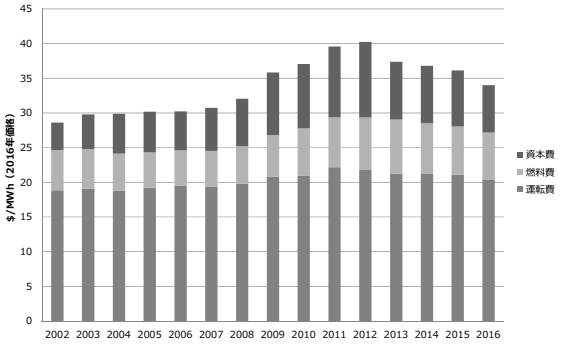
エネルギー省（DOE）は、電力系統のレジリエンスに対する貢献に基づいて、ベースロード電源の費用回収を認める制度を提案したが、レジリエンスの考え方が明確ではなく、また、市場の活用を否定する内容だったことから、市場関係者の理解を得られず、

©CRIEPI

連邦エネルギー規制委員会もこの提案を退けた。レジリエンスの強化に関する検討は継続されるが、市場運営者らは既に必要な対策を進めていると考えており、レジリエンスの観点から原子力発電に追加的な価値を認める新たな制度が導入される見込みは小さい。

今後の展開

ベースロード電源市場や容量市場、非化石価値取引市場など、わが国の原子力発電が関わる市場間の整合性や、市場とエネルギー政策の整合性のあり方について検討する。



出所：NEI

図 1　米国の既設原子力発電の発電費用の推移

米国の既設原子力発電の発電費用（減価償却費を含まない）は、安全対策の強化のための投資などで増加したが、2012 年以降は低下傾向にある。

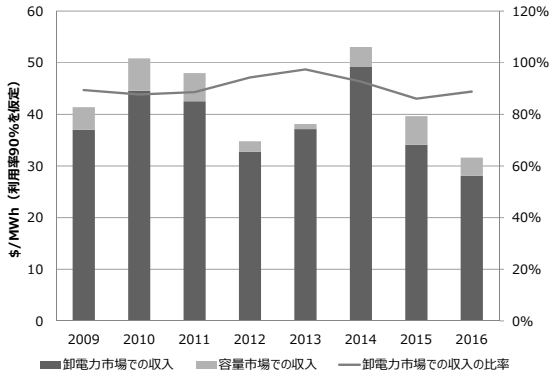


図 2　PJM におけるベースロード電源の市場からの収入の内訳（発電電力量 1MWh 当たり）

原子力発電のようなベースロード電源が市場で獲得する収入の大部分は卸電力市場での売電収入である（年間の設備利用率を 90%と仮定）。

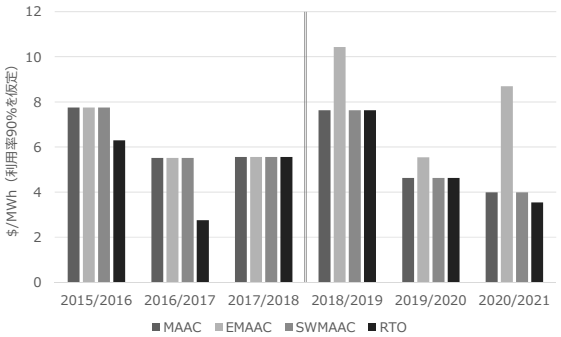


図 3　PJM のエリア別容量価格の推移（年間の利用率 90%と仮定した場合の発電電力量当たり）

容量市場では、2018/2019 年確保分以降、リクワイアメントを強化したことなどもあり、価格はいったん上昇したものの、その後は下落に転じている。

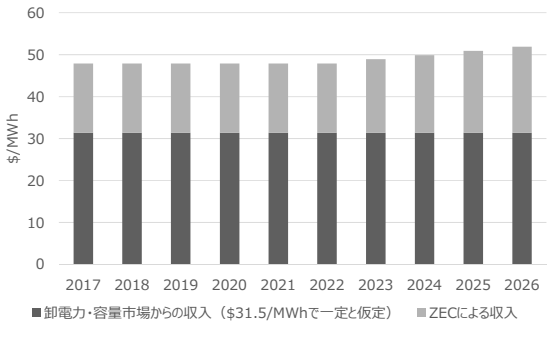


図 4　イリノイ州の ZEC の収入を加えた原子力発電の総収入の推計

ZEC の価格は、連邦政府が推計する炭素の社会的費用に基づいて算出されている。卸電力市場と容量市場の収入単価が$31.5/MWh を超過した場合には、超過分が差し引かれる。

注1）需給ひっ迫時に人為的な価格スパイクを生じさせる「不足時料金」などを含む。
注2）容量オークションで落札した供給力が、確保期間中に負う義務のこと。

関連報告書：
[1]Y14007「欧州における競争環境下の原子力発電の維持に資する経済的手法の有効性と課題」（2015.04）
[2]Y13011「米国における電力自由化後の供給力確保に関する制度の比較分析」（2014.05）
[3]Y12020「米国の卸電力市場の制度設計と課題－短期の市場の効率性と長期の供給力の確保－」（2013.05）

©CRIEPI

目　　次

1. はじめに 1

2. 電力自由化後の米国における原子力発電の動向 1
2.1 自由化後の電力市場と原子力発電 2
2.2 自由化後の原子力発電の効率化と費用 3
2.3 原子力発電の収益性の変化と資産価値 5

3. 卸電力市場からの収入 8
3.1 これまでの価格動向 8
3.2 PJM における卸電力の価格形成の見直し 9
3.3 予想される影響 11

4. 容量市場からの収入 12
4.1 容量市場のリクワイアメントに関する新たな制度 12
4.2 需要曲線の見直し 13
4.3 容量市場の価格動向 14

5. 環境価値に基づく収入 15
5.1 ZEC の導入・検討事例 15
5.2 ZEC の影響と評価 17

6. 電力系統のレジリエンスとベースロード電源の価値 18
6.1 DOE の規則策定提案の背景と概要 18
6.2 DOE の提案に対する批判的見解 20
6.3 FERC の最終判断と今後の展望 23

7. まとめと今後の課題 24

参考文献 25

©CRIEPI

1. はじめに

東日本大震災後、わが国のエネルギー政策は見直しを余儀なくされた。2014 年 4 月に閣議決定されたエネルギー基本計画では、原子力発電への依存度を可能な限り低減させることとなったが、同時に、原子力発電を重要なベースロード電源と位置づけており、安全の確保を大前提としつつ、安定供給、環境適合、効率性という、エネルギー政策の目標を達成するために、原子力発電の比率を一定程度保つこととしている。しかし、安全性の向上や信頼の回復といった課題はもとより、現在進められている電力システム改革によって、原子力発電の事業環境は大きく変わり、わが国でその比率を一定以上に維持することが厳しくなる状況も考えられる。

電力システム改革では、電気事業における競争を通じた効率化を促す観点から、電力市場の自由化を進めているが、海外において、電力の自由化を進め、競争環境下で民間の電力会社が原子力発電を維持・活用してきた地域があるのが米国である。しかし近年は、主にガス価格の下落に伴う卸電力価格の低下により、既設の原子力発電所が経済的に厳しい状況に置かれている。一方で、自由化後の市場の制度設計は試行錯誤を続けており、近年も卸電力市場や容量市場で様々な制度改革が行われているところである。その背景の一つには、現在の市場の設計は、原子力発電を含む様々な電源が安定供給に貢献する価値を十分に評価していないという問題意識がある。また、温暖化対策や電力系統の頑健性（レジリエンス）への貢献に基づいた、州政府や連邦政府による政策支援も打ち出されている。こうした制度設計や政策支援が、原子力発電の収支に与える影響を理解することは、わが国でエネルギー政策と整合性のある電力システム改革のあり方を考える上で有益である。

本報告では、米国における自由化後の電力市場が、原子力発電の収益性や投資環境に与えた影響を踏まえつつ、近年の市場改革や政策支援が原子力発電の収益性に与える影響について考察し、競争環境下での原子力発電の収益の見通しについて総合的に評価していく[1]。

本報告の構成は以下のとおりである。はじめに、1990 年代以降の米国の電力自由化と、それが原子力発電に与えた影響について振り返り、特に効率化や設備形成に関する動向を紹介する。その上で、原子力発電の収入に影響を与える卸電力市場や容量市場の制度設計と、それらの 2010 年以降の改革について説明し、今後の収益性に与える影響について考察を行う。また、2016 年以降の州レベルでの温暖化対策を反映した支援策や、2017 年に連邦政府が打ち出した、電力系統の頑健性に基づくベースロード電源向けの支援策についても、今後の展望を踏まえつつ、収益性に与える影響について考察する。最後に、米国の経験から、自由化後の原子力発電の事業環境整備の必要性について考察したことをまとめる。

2. 電力自由化後の米国における原子力発電の動向

Nuclear Energy Institute（NEI）によると、米国では、2017 年現在、30 の州で 99 の原子炉（うち 65 基が PWR）が運転中である[2]。原子力発電所を所有しているのは 80 社で、運転しているのは 23 社である。合計出力は約 100GW で、過去 10 年間の全米の発電電力量のシェアは約 20%である。現在運転中の原子力発電所は、全て 1990 年代の電力の自由化が始まる前に建設が決まっていたも

[1] 服部 (2015)では、欧州を対象として同様の課題について検討している。

[2] Nuclear Energy Institute のウェブサイトを参照。http://www.nei.org/Knowledge-Center/Nuclear-Statistics/US-Nuclear-Power-Plants（最終アクセス日：2018 年 1 月 15 日）また、立地箇所については、例えば、米国原子力規制委員会のウェブサイトを参照。http://www.nrc.gov/reactors/operating/map-power-reactors.html（最終アクセス日：2018 年 1 月 15 日）

©CRIEPI

のである。

以下では、電力自由化後の米国において、原子力発電にはどのような変化がもたらされたのかについて述べる。

2.1 自由化後の電力市場と原子力発電

2.1.1 米国の電力の自由化と発電事業

米国で電力の自由化が本格的に進んだのは、1990 年代以降である[3]。それまでは、従来のわが国と同様に、主に民間の垂直統合型の電力会社が、地域独占・料金規制の下で電力供給を担ってきた。しかし、発電分野での競争の導入が検討されるようになり、90 年代には、連邦エネルギー規制委員会（Federal Energy Regulatory Commission, FERC）によって、米国大で卸電力市場の自由化が進められた。中でも、電力会社の系統運用部門を分離して、独立系統運用者（Independent System Operator, ISO）や地域送電機関（Regional Transmission Organization, RTO）を設立した地域では、それらの組織（以下、ISO/RTO とする）が、整備された卸電力市場を運営し、特に発電分野の競争を促した。一方、小売電力市場は、各州が自由化するかどうかを決定しており、現在は 14 の州とワシントン D.C.で小売の全面自由化が実施されている。残りの州では電力会社による地域独占が維持され、料金規制も残っている。

自由化による競争を促すため、多くの小売自由化州では、発送電分離の一環として、垂直統合型の電力会社に発電所の売却を促した。電力会社も自由化への対応として、これに応じ、主に北東部において多くの発電所が売却された。その際、原子力発電所も売却の対象となり、1997 年以降、20 基以上の原子力発電所が売却された[4]。特に、州の規制当局（公益事業委員会）が、送配電設備を所有する電力会社に対し、発電の所有権分離を強く促していた州（主に北東部）では、全て、規制を受けない発電事業者に売却されている[5]。所有権分離を求められなかった地域でも、法的分離によって発電を別会社化し、原子力発電所を移管したりしている[6]。

2.1.2 自由化地域と原子力発電

本報告では、自由化後の米国の原子力発電事業の収益を左右する要因を詳しく見ていくために、米国で運転している原子力発電のうち、特に、卸電力市場での競争に参加し、小売市場が自由化されている地域に注目する。

米国で、整備された卸電力市場を運営している ISO/RTO は 7 つあり、それぞれの容量でみた電源構成は図 1 に示すとおりである。このうち、本報告で分析の対象とするのは、北東部の PJM、NYISO（New York ISO）、ISONE（ISO New England）である。これら 3 つの ISO/RTO のエリア内では大半の州が小売の全面自由化を実施しており、それぞれ集中型容量市場を運営している。したがって、すでに小売全面自由化を実施し、今後、容量市場の創設を予定しているわが国にとって、参考になると考えられる。また、これら 3 つのエリアは、容量でみた原子力発電の比率が高いところでもある。

---

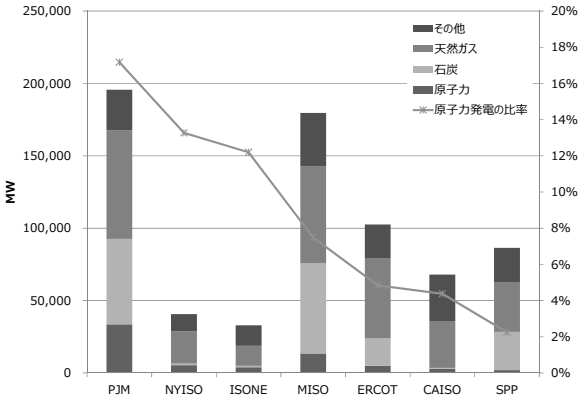
[3] 以下、米国の電力自由化と市場の制度設計などについては、服部(2012, 2013)を参照。

[4] このうち 13 基が 1999 年から 2001 年の間に売却された。

[5] 所有権の変更の場合は、原子力規制委員会（NRC）へ報告しなければならず、買い手は未使用の核燃料を別途買い取る他、廃炉のための積立金を引き継ぐこととされていた（NRC, 2010）。なお、廃炉費用の積立金の状況については、自由化に伴う原子力事業者の経営への影響を懸念して、NRC が、2 年おきの報告を義務付けている（NRC, 1997, 2004）。

[6] 例えば、Exelon や元 TXU の Energy Future Holdings などがある。

©CRIEPI



出所：Market Intelligence のデータより作成

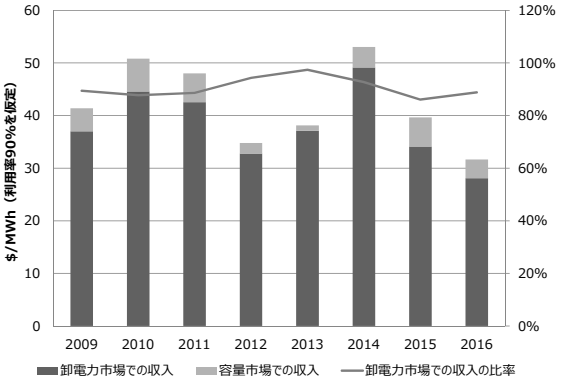
図 1　米国の ISO/RTO における電源の容量と内訳

主にカリフォルニア州を管轄とする CAISO（California Independent System Operator）と、南西部の SPP（Southwest Power Pool）は、エリア内の州の小売市場が全面自由化されておらず、基本的に発電事業は規制料金での費用の回収が認められているため、本報告の調査分析の対象外とする。また、テキサス州を主なエリアとしている ERCOT（Electric Reliability Council of Texas）には容量市場がなく、中西部の MISO（Midcontinent Independent System Operator）には、容量市場は存在するが、参加は任意のため、本報告では限定的に扱うものとする。

2.1.3 原子力発電が収入を得る市場

一般に、自由化後の発電事業者の収入は、基本的に市場価格で決まってくる。米国北東部の自由化地域で発電事業者が収入を得られるのは、大きく分けて、卸電力市場と容量市場である。短期的な価格変動は、先物取引や相対契約で回避できるものの、長期的に見れば、市場価格を上回る価格で売り続けることはできないと考えられる[7]。

原子力発電のようなベースロード電源にとって、収入の大部分を占めるのが、卸電力市場からの収入、すなわち kWh を売ることによる収入である。もう一つは、供給力（kW）を容量市場で売ることによる収入である。例えば、PJM において、原子力発電の容量が得る発電電力量（MWh）当たりの収入は、年間の利用率を 90%とすると、図 2 のようになる。



出所：PJM のデータより作成

図 2　PJM におけるベースロード電源の市場からの収入とその内訳

自由化後の、ISO/RTO が運営する卸電力市場において、電源が発電できるかどうかは、基本的にはメリットオーダー、すなわち、競争下で、発電の短期限界費用を反映する入札価格に基づいて決まる。卸電力市場での取引において、原子力発電に対する特別扱いはないが、既存の原子力発電は、限界費用が安いため、日々の卸電力取引の入札においてほぼ確実に落札することができた。その結果、原子力発電は、自由化後もベースロード電源として運用されてきたのである。

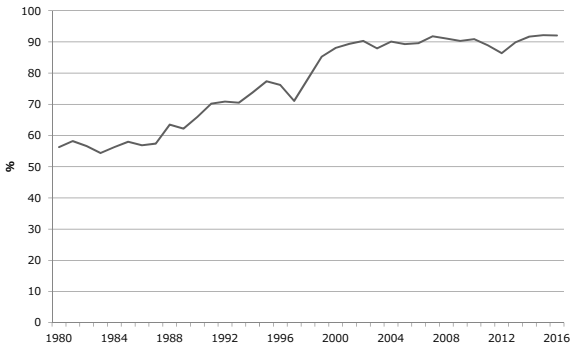
2.2　自由化後の原子力発電の効率化と費用

電力市場における競争の中で、電源には効率化のインセンティブが働くと考えられる。米国の原子力発電の場合には、設備利用率を高めることで、発電電力量当たりの費用単価を下げ、効率化を進めたとされている。図 3 に示すように、自由化以前の設備利用率は 60～70%台だったのが、1990

[7] 一部、PPA（Power Purchase Agreement）を結んでいる発電所もあるが、限定的である。また PPA の詳細も不明である。

©CRIEPI

年代に入って、エネルギー政策法（EPACT、1992 年）や FERC Order 888（1996 年）による送電網の開放が進み、いくつかの州で小売自由化が進んだ 90 年代後半以降は 90%前後にまで高まった。当時、業界全体で効率性を高める努力があり、規制の合理化も行われた他、原子力事業者の合併が進んだこともあり、利用率の向上につながったといわれている。利用率の向上に見られる効率化のすべてが自由化の影響とは言えない面があるものの、自由化も直接的ないしは間接的な要因として働いた可能性は否定できない。

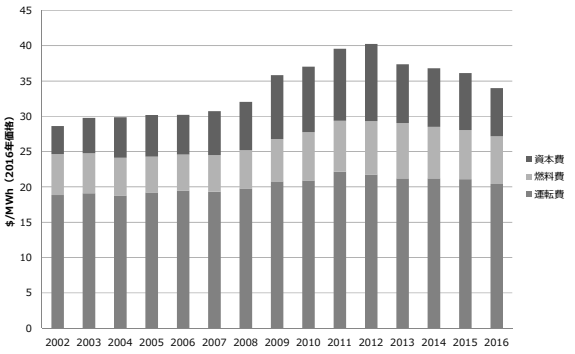


出所：NEI のデータより作成[8]

図 3　原子力発電所の利用率の推移

実際、様々な要因を考慮した計量経済学的分析では、少なくとも 2000 年代前半までは、自由化によって原子力発電の効率化が進んだことが明らかにされている。Zhang (2007) は、73 の原子力発電所を対象に、1992 年から 1998 年のデータを用いて、1990 年代の州レベルでの小売自由化に向けた検討状況が及ぼした影響を分析している。計量経済学的分析の結果、自由化以外の様々な外的な要因を考慮しても、自由化が進んだ地域の方が、そうでない地域よりも、利用率や発電費用で見た効率化が進んでいることが示されている。例えば、自由化の計画を公表した州では、利用率が平均で 5.5%上昇し、その後の規制当局による自由化の決定によって 7.3%上昇したとしている。また、発電費用は、自由化の決定によって、11～23%削減されたとしている。Davis and Wolfram (2011)も、1970 年から 2009 年までの原子力発電所の月次のパネルデータ分析により、規制緩和（自由化）と事業者の買収・合併によって、運転停止期間が短縮し、運転費用の効率性が 10%向上したことなどを示している。

ただし、米国全体では、2000 年代に入ってからの原子力発電の発電費用は増加した。2002 年以降の既設原子力発電所の発電費用[9]を 2016 年価格で実質化した場合の推移は、図 4 に示すとおりである。



出所：NEI (2017a)

図 4　米国の既設原子力発電の費用の推移（2016 年価格）

費用の水準は 2012 年にピークを迎えているが、その主な要因は資本費の増加である。2012 年までの資本費の増加は、主に設備の出力増強（uprates）によってもたらされてきたが、安全規制への適合のための投資も増加していた。2001 年 9 月 11 日の同時多発テロ後の安全対策の強化に加え、近年では福島第一原子力発電所の事故を受けた安全対策などで、2012 年以降も大幅な削減にはなっていない。燃料費が発電の費用全体に

[8] NEI のウェブサイトのデータに基づく。
http://www.nei.org/Knowledge-Center/Nuclear-Statistics/US-Nuclear-Power-Plants/US-Nuclear-Generating-Statistics
（最終アクセス日：2018 年 1 月 15 日）

[9] 運転・維持に必要な費用で、減価償却費は含まれない。

©CRIEPI

占める割合はそれほど大きくないが、2009 年以降はウラン価格の高騰で増加している。しかし、2012 年以降は、主に資本費の低下によって、平均費用は着実に下がってきている。なお、2016 年時点で、米国の原子力発電の燃料費、資本費、運転費を合計した発電のコストは、$34/MWh であった。サイトで単一のユニットの場合と複数のユニットの場合で、費用は異なる（表 1）。

表 1　米国の既設原子力発電の発電費用（2016 年）

（単位：$/MWh）

	発電所数	燃料費	資本費	運転費	可変費計	総費用
全米	60	6.76	6.82	20.42	27.17	34.00
規模（同一サイト内の原子炉の数）						
単一	25	6.77	8.37	25.83	32.60	40.97
複数	35	6.75	6.34	18.75	25.50	31.85
運転者						
Single	12	7.18	8.51	21.05	28.23	36.74
Fleet	48	6.63	6.33	20.24	26.87	33.20

出所：NEI (2017a)

図 2 の PJM におけるベースロード電源の収入と単純に比較すると、近年の既設原子力発電の収益性は厳しく、特に単一ユニットの原子力発電所が非常に厳しいということが推察される。

なお、新設の原子力発電の費用については、年均等化発電費用（Levelized Cost of Energy, LCOE）を見るが、Lazard 社が推定したデータによると、新設の原子力発電の LCOE は、$112～$183/MWh の範囲とされている（Lazard, 2017）。他の新設電源の LCOE は、例えば、ガス・コンバインドサイクルで $42～$78/MWh、陸上風力で $30～$60/MWh、石炭火力で $60～$143/MWh となっている。これらの推定値は、環境外部性や系統の信頼度への影響を考慮していないが[10]、現状の市場ので得られる収入だけでは、原子力発電の新設を促すことはかなり難しいといえる。

2.3　原子力発電の収益性の変化と資産価値

効率化による費用の削減も考慮する必要はあるものの、原子力発電の収益性は、基本的には、市場価格によって決まってくる。収益性が高まれば、それは新規の投資を促すが、逆に、収益性が低下すれば、耐用年数を迎える前の閉鎖もあり得る。

米国が自由化に向かっていた 1990 年代には、原子力発電は競争の中で十分な収益を上げることができないと考えられ、その資産価値は低く評価されていた。自由化に伴う発送電分離の中で、発電設備が売却された際、原子力発電所の売却価格は、kW 当たりの単価が他の電源と比べても安く、結果的に簿価を大幅に下回ることが多かった（EIA, 1999）。このことは、自由化によって、過去に規制下で投資した費用が競争下で回収不能となる「ストランディドコスト」の問題が発生していたことを意味する[11]。

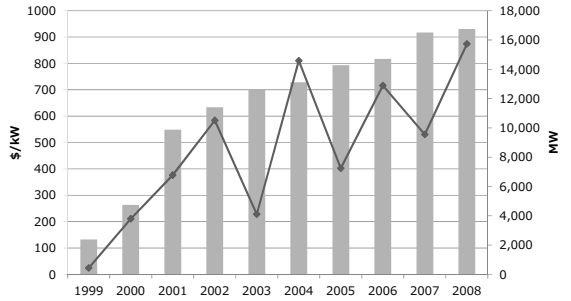
しかし、その後、2000 年代に入って天然ガス

[10] なお、Lazard (2017)の推定結果については、他にも、自己資本比率を 40%という仮定を置いており、NEI (2016)は、連邦政府の債務保証などを利用すれば、他人資本比率をより高くすることで、資本コストを低く抑えることができるとしている。例えば、実際に米国で建設中の原子力発電所の LCOE は、Lazard の推定方法では $124/MWh となるが、この方法で資本コストを抑えれば、$80～$85/MWh まで低くなるとしている。なお、PJM (2016b)によると、現在建設中の原子力発電（Vogtle 3 &4）の kW 当たりの投資額は$6,700 である。

[11] 米国では一般に、自由化に伴うストランディドコストの全額回収が認められて、それは規制部門の送配電料金に上乗せされる競争移行料金（Competition Transition Charge, CTC）を通じて全ての需要家が負担した。回収額をどのように決めるのかについての詳細は州によって異なっていたが（NEI, 2001）、多くの場合、電力会社にはできる限りその額を軽減する努力が求められた。なお、回収期間も州によって異なり（5 年～15 年）、その証券化（Securitization）を認める州もあった。

©CRIEPI

の価格が上昇すると、卸電力価格も上昇し[12]、原子力発電のように限界費用の安い電源の収益性が高まった。その結果、当初は発電事業者に安く売却されていた原子力発電所も、資産価値が高まり、2000 年代に入ると、図 5 に示すように[13]、その売却価格は上昇するようになった[14]。



出所：NEI のデータより作成
注：折れ線グラフが売却価格（左軸、$/kW）、棒グラフが売却規模の累積値（右軸、MW）を表す。

図 5　原子力発電所の売却価格（kW 当たり）と売却規模（累積値）の推移

理論上、価格が平均費用を大きく上回って利潤を得られるような状況では、発電事業者は、設備投資を行って規模を拡大しようとする。2000 年代に入って、原子力発電の短期の収益性は高まったものの新規投資は行われてこなかった。原子力発電所の新規投資を考える場合には、将来の市場価格の見通しとともに、投資コスト（建設費）を考えなければならないが、原子力発電所の建設費が高くなり、採算が取れないリスクがあったためと考えられる。実際、これまでに建設された米国の原子力発電所の建設費を比較すると、新しく建設された発電所ほど建設費が高くなる傾向にあった（Davis, 2012）。

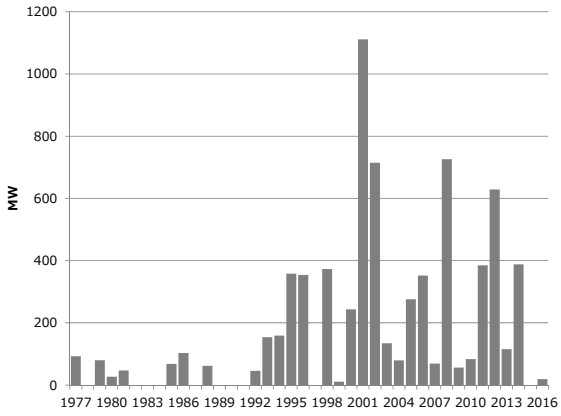
世界的に温暖化問題が注目されるようになり、低炭素電源としての原子力発電の役割に期待が高まると、いくつかの建設計画が持ち上がるようになって、「原子力ルネッサンス」の到来などとも言われていたが、その多くは規制州での計画であった。2005 年のエネルギー政策法でエネルギー省に権限が与えられた低炭素電源（革新的技術）に対する債務（借入）保証の供与については、原子力発電所も対象として含まれていたが[15]、自由化された地域での建設を促すまでには至っていない。

自由化州での新規投資は進まなかった一方で、既存設備の出力増強（uprates）は、最近まで、積極的に行われてきた。NEI のデータによると[16]、1977 年以降、6,900 MW の増強が行われたが、特に 90 年代後半の自由化以降に増えていることがわかる（図 6）。そのため、自由化後の高収益が原子力発電の出力の増加をもたらしたという可能性は否定できない。

[12] 卸電力市場の価格は、落札される電源の中で入札価格の最も高い電源（限界電源）の入札価格で決まり、その当時は多くの場合、ガス火力や石油火力の限界費用を反映した入札価格で決まっていたためである。
[13] NEI のウェブサイトのデータより作成。
http://www.nei.org/Knowledge-Center/Nuclear-Statistics/US-Nuclear-Power-Plants/US-Nuclear-Plant-Sales
（最終アクセス日：2018 年 1 月 15 日）
[14] 例えば、2002 年に小売自由化を開始したテキサス州では、その直前の 2001 年にストランディドコストを推定したが、当時すでに、ガス価格の上昇で電力価格の上昇が予想されたため、特に原子力発電設備の資産価値が上昇し、ストランディドコストは発生しないとされ、逆に超過分を需要家に還元すべきとされた（服部, 2012）。

[15] ただし、総額 185 億ドルの上限がある。これまでに、ジョージア州の Vogtle 発電所に供与されたが、ジョージア州は規制州であり、こうした債務保証が自由化州においても有用かどうかは議論の余地がある。
[16] NEI のウェブサイトのデータより作成。
http://www.nei.org/Knowledge-Center/Nuclear-Statistics/US-Nuclear-Power-Plants/US-Nuclear-Industry-Yearly-Power-Uprates（最終アクセス日：2018 年 1 月 15 日）

©CRIEPI



出所：NEI のデータより作成

図 6　原子力発電の出力増強の実績

しかし、2009 年以降、リーマンショックによる需要の落ち込みに加え、シェールガス革命により、天然ガス価格が下落すると、それに伴い卸電力価格も大きく下落した。限界費用の安い原子力発電は卸電力市場において引き続き落札し、運転は継続できる状況にあったものの、売電収入は大きく減少することになり、巨額の固定費の回収が難しくなることが予想されるようになった。新規投資はもとより[17]、既設炉の維持も難しくなってきたのである。

価格が低下して平均費用を下回る水準になったとしても、平均可変費用を上回っている限りは、経済学でいうところの短期[18]の意思決定としては、継続して発電するのが合理的となる。原子力発電の場合、平均可変費用は小さいため、ほとんどの時間帯で価格がその水準を上回り、発電することが合理的となる。さらに価格が平均費用を上回っていれば正の利潤を得られるが、たとえ価格が平均費用を下回って利潤が負になったとしても、平均可変費用を上回っている限り、発電するのが経済合理的である。実際、原子力発電の平均可変費用は非常に小さく、直ちに発電を止めることにはならない。なお、原子力発電の場合、起動と停止に伴う費用が非常に大きく、短い時間に価格が平均可変費用を下回ったとしても、継続して運転する方が経済的に望ましい。

しかし、一方で、価格が低下する局面において、事業者は長期の意思決定として、すでにある設備を耐用年数が来る前に廃止したりすることを含め、設備の規模に関する問題も考える必要がある。ほとんどの時間帯で市場価格が平均費用を下回る場合には、発電事業者は、市場からの退出を検討することになる。ここでの意思決定においては、過去に投資して発生した費用は埋没費用であるので考慮せず、これから発電設備を維持することで生じる費用であり、将来の売電（および容量市場のある地域では供給力の提供）によるキャッシュフローとの比較で意思決定を行う。近年、卸電力市場や容量市場の価格が低迷していることを理由に、いくつかの原子力発電所が廃炉を決めているが[19]、その背後では、このような意思決定が働いていると考えられる。

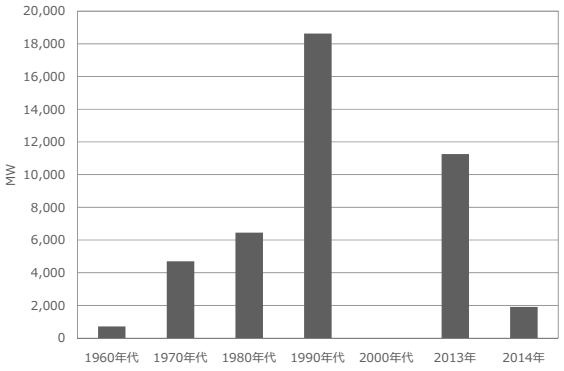
1990 年代の最後の廃炉は 1998 年であり、その後はしばらく廃炉のない状況が続いたが、2013 年、2014 年と廃炉が相次いだ（図 7）。また、廃炉を検討するとの発表を行っている原子力事業者も存在する（NEI, 2016）。

[17]例えば、テキサスの卸電力市場では、発電事業の収入は基本的には卸電力の価格で決まっているが、近年の市場価格に基づく典型的な原子力発電の収入は、価格が比較的高かった 2011 年でも、せいぜい$270/kW-年であり、年間で$280～$390/kW-年の費用回収が必要とされる新規の発電所を建設するために必要な収入には満たないと考えられている（Potomac Economics, 2013）。一方で、Heffron (2013)が行った、専門家への聞き取り調査では、「米国の原子力発電の投資が進まない最大の理由は原子力発電の経済性の問題である」という仮説には過半数が否定的な見解を示しており、経済性以外の理由（連邦政府の行政面での問題点[Lack of public administration improvement at federal level]）も存在する可能性が指摘されていることに留意する必要がある。

[18] 経済学では、発電事業のように、固定費が存在し、発電に必要な投入要素である設備の規模などを変化させることができないような時間軸を「短期」と呼ぶ。そのような短期においては、価格の変動に合わせて発電量を調整することで利潤の最大化を図ることになる。

[19]Nuclear Energy Institute のウェブサイト参照。http://www.nei.org/Knowledge-Center/Nuclear-Statistics/US-Nuclear-Power-Plants/Decommissioning-Status-for-Shut-Down-US-Nuclear-Po（アクセス日 2018 年 1 月 15 日）

©CRIEPI



出所：NEI のデータより作成

図 7　米国で廃炉となった原子力発電の設備容量

こうした原子力発電所の早期閉鎖の実施や計画の公表は、原子力事業者にとって厳しい判断であったと推測されるが、州および連邦の政策当局にも強い危機感を与えることとなった。原子力発電の廃止は、卸電力価格の上昇や[20]、立地地域を中心に雇用機会が失われることを意味する他、二酸化炭素の排出量の増加をもたらしうるからである。また、原子力発電のようなベースロード電源を失うことで、電力系統の信頼度、すなわち安定供給にも影響を与える可能性も懸念された。そして、そもそも米国の卸電力市場や容量市場において適切な価格設定がなされていないのではないかとの懸念が高まる一つの要因ともなった。

そこで、次章以降、米国の最近の電力市場改革について概観し、それが原子力発電にもたらす影響を評価するとともに、二酸化炭素を排出しない電源としての価値に基づいて、いくつかの州で導入された支援策とその評価、そして、電力系統の頑健性に貢献するベースロード電源としての価値に基づいて、連邦政府が提案した制度改革とその評価について、議論する。

3.　卸電力市場からの収入

米国では、基本的には、地点別限界価格（Locational Marginal Price, LMP）と呼ばれる卸電力の市場価格が売電収入を決める。発電事業者が小売事業者と相対契約を結ぶことはあるが、相対契約の価格は年単位で見れば、多少の遅れはあるものの、LMP に連動していると考えられる。

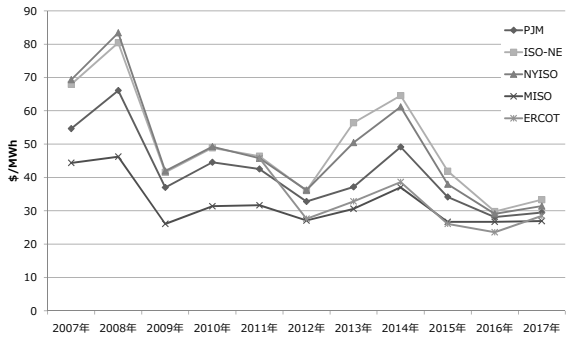
米国の ISO/RTO が運営している卸電力市場は、前日市場とリアルタイム市場から成り、いずれも LMP で取引される。LMP は、系統制約を考慮した経済負荷配分（Security Constrained Economic Dispatch, SCED）で計算される。その価格水準は、基本的には、需要と供給によって決まる。

3.1　これまでの価格動向

米国の自由化された卸電力市場における価格は、2009 年以降、リーマンショックによる需要の落ち込みに加え、シェールガス革命で、天然ガス価格が下落したことにより、軒並み大きく下落した（図 8）。その後、2014 年には、米国北東部を寒波が襲い、需給がひっ迫して価格が高騰したこともあり、年平均価格も上昇した。その後は再び下落しており、2016 年は、どの市場でも約 $30/MWh の水準となっている。近年、価格が上昇しない理由としては、他にも、需要の伸びが鈍化していることや、エリアによっては風力発電の増加などの影響も考えられる。

[20] 例えば、Woo, et al. (2014)は、2013 年にカリフォルニア州 San Onofre 発電所の廃炉が、カリフォルニアの卸電力市場 CAISO のリアルタイム市場の価格を$6～$9/MWh 程度上昇させたと推定している。ただし、この価格の上昇は、需要の削減と、再生可能エネルギーの増加による価格の低下により、実際には相殺された可能性を示している。Davis and Hausman (2015)も同発電所の廃炉の影響を試算し、ガス火力の費用が増加したことに加え、送電制約の発生により、市場を非効率にした可能性を示唆する結果を得ている。

©CRIEPI



出所：Market Intelligence のデータより作成
注：価格は、各 ISO/RTO の代表的なエリアの価格

図 8　米国の卸電力市場の前日価格（24 時間平均）の推移

なお、燃料としてのガス価格が低下したことによって、CCGT（Combined Cycle Gas Turbine）はより多く発電する機会を得て、もともとピークあるいはミドル電源であったのが、近年ではベースロード電源として運用されるまでになっている。このことは、同じベースロード電源である原子力発電や石炭火力発電との競争を激化させている。

競争が進展し、価格が低下することは、消費者にとっては望ましいことであり、自由化が目指していたところでもある。しかし、米国の ISO/RTO が運用する卸電力市場で決まる価格については、必ずしも電力系統が必要とする供給力や調整力の価値を適切に反映していないとする問題が認識されていた。とりわけ、後述する価格計算上の理由により、本来の需給を反映した適切な価格よりも、実際の価格は低くなっていた可能性が指摘されている（FERC, 2014）。こうした状況を受け、FERC は価格形成（price formation）に関する規則改定を ISO/RTO に指示している。もし、卸電力価格の低下が制度設計の不備によって生じているのであれば、原子力発電の収益性の悪化に伴う早期閉鎖は効率性の観点からも望ましいとは言えない可能性もあり、早急に見直しがなされる必要がある。以下では、PJM で進められている、卸電力市場の改革の概要と、期待される効果について見ていく。

3.2　PJM における卸電力の価格形成の見直し

PJM では、卸電力市場における価格形成（price formation）の見直しと shortage pricing などを柱とする市場改革を検討している。以下、PJM(2017b)に基づいて、それぞれの概要について述べる。

3.2.1 価格形成の見直し

PJM では、SCED による LMP の計算を前日市場では 1 時間ごと、リアルタイム市場では 5 分ごとに行っている。具体的には、電源ごとの入札価格や技術的制約条件などに基づいて、大規模な制約条件付最適化問題を解くことによって計算している。系統制約の条件の下で、通常は、需要を満たす電源の中で、入札価格の最も高い電源が限界電源となり、その電源の入札価格が市場価格となる。これを限界費用価格形成原理という。一般に、このような価格形成は、一定の前提の下、効率的な資源配分を実現し、卸電力市場の場合は、最適な経済負荷配分をもたらすことになる。こうした価格の下で、電源は短期の利潤を最大化し、設備投資や廃止の意思決定も効率的に行われると考えられる。

限界費用価格形成原理による最適な資源配分が実現するための前提の一つは、「凸性の条件（convex condition）」が満たされていることである。具体的には発電の平均費用と限界費用が発電量とともに、やがて上昇するという状態にあるということである。しかし、最低出力制約など技術的な制約のために、最低出力以下ではかえって平均費用が増加するような、運用の柔軟性に欠ける電源は、凸性の条件を満たさない。このような凸性を満たさない電源が存在する場合、限界費用で価格が設定されると、電源は費用を回収できず、その埋め合わせをするための追加的収入がなければ、取引が成立しない（市場に参加しない）ことになる。PJM では、このような状態が生じた時

©CRIEPI

には、入札価格に満たない市場価格で供給する発電事業者に対し、市場参加者全体で負担する uplift を支払っていた。また、地点別限界価格の計算において、PJM では、凸性の条件を満たさない電源は、限界電源として、その入札価格で地点別限界価格を設定できないようにしていた。言い換えると、限界電源となれるのは、運転制約の少ない柔軟な電源のみであった。このような LMP の計算を restricted LMP と呼ぶ。したがって、例えば、本来は、原子力発電のような柔軟性のない電源が限界電源になるような場合、原子力発電の入札価格は地点別限界価格とはならず、より低い価格に設定されることになっていた。従来は、原子力発電が限界電源になるようなことが発生する状況は少なかったが、近年は需要の伸び悩みと供給力の余剰から、頻繁に生じるようになり、問題として顕在化したのである。

もっとも、柔軟性のない電源は、その入札価格に応じて uplift を受け取れるため、それ自体は問題ではないように見えるが、問題は、このような状況が、他の電源にも、柔軟性のなさを装うことで、uplift を受け取る機会を得ようとするインセンティブを与えてしまうことであり、こうしたことが、価格をさらに低下させることにつながりかねないということである。

そして、現在、PJM が導入を検討しているのが、extended LMP という計算方法である[21]。これは、制約条件を緩和して最適化の近似解を得る方法で[22]、これにより、柔軟性のない電源も限界電源として地点別価格を設定することができるようになる。

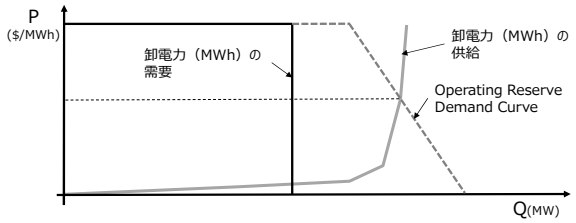
[21] MISO では導入済みである。

[22] 具体的には、凸緩和と呼ばれる手法を用いる。ただし、これを厳密に実行するのは計算コストが高くなるため、実際には、ユニット・コミットメントに関する整数制約を緩和する（integer relaxation）ことで近似解を得る方法を採用する。詳細は PJM (2017b)を参照。

3.2.2 不足時の価格設定

PJM では 2012 年に、予備力が不足する時の価格設定方法（Shortage Pricing）を導入した。これは、FERC が 2008 年に定めた Order 719 で各 ISO/RTO に導入を求めたもので、需給ひっ迫が生じて、予備力が不足するような状況となった際に、卸電力の価格と予備力の価格を人為的に引き上げるための仕組みである。このような仕組みがない状況では、需要側資源の参加を促すことができないという問題意識が背景にある。

この仕組みでは、予備力の不足度合いによって供給支障が生じる確率（Loss of Load Probability）の関数を表す Operating Reserve Demand Curve（ORDC）を卸電力（kWh）の需要に加味して、卸電力価格を引き上げる（図 9）。なお、理論上、ORDC の縦軸は、LOLP と停電費用（Value of Loat Load）の積である。



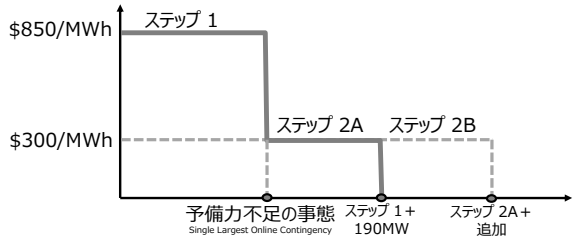
出所：Hogan (2017)に基づき作成

図 9　ORDC を用いた卸電力の価格設定

PJM で用いられている ORDC は図 10 に示すとおりである。予備力がより多く確保されている場合には（すなわち、図の横軸の右側に行くほど）、ORDC による価格の上乗せは小さい。PJM では、現在、10 分以内で提供できる同期発電機による予備力（10-minute synchronized reserve）の過不足で ORDC を設定している。そして、エネルギーとしての kWh と 10 分以内で提供できる一次予備力（10-minute primary reserve）および synchronized reserve の同時最適化を通じて、予備力が不足する際に、「人為的な価格スパイク」を引き起こすようにするのである（図のステップ

©CRIEPI

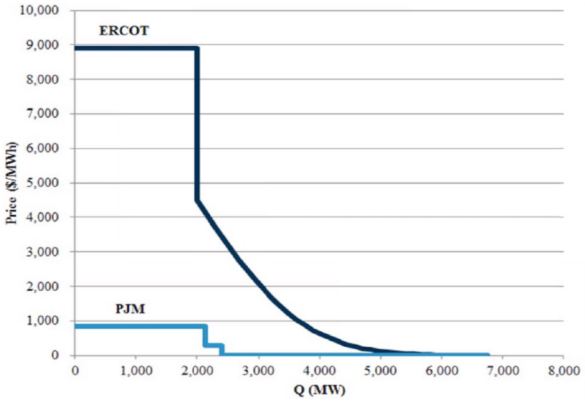
1)。ステップ 2A は、そのような状態となる少し手前の段階で、価格を少しだけ上乗せする。ステップ 2B は PJM の判断で上乗せすることがあり得る範囲である。



出所：PJM(2017b)

図 10　PJM の Shortage Pricing に用いる ORDC

後述する容量市場が存在する市場においては、人為的な価格のスパイクは不要との見方もできるが、PJM (2017b) は容量市場への過度な依存を避けるためには必要不可欠としている。さらに PJM は、この Shortage Pricing の詳細設計を変更して、より効果的な仕組みにする必要があるとしている。特に、現在の ORDC の上限は、過去の費用に基づいて$850/MWh で設定されているが、この仕組みによって回避できる停電費用（Value of Lost Load）に基づいて設定する方向で検討中である。PJM と同様に、ORDC を導入している ERCOT では、$9,000/MWh に設定している（図 11）。



出所：Hogan and Pope (2017)

図 11　PJM と ERCOT で設定されている ORDC の比較

3.3　予想される影響

卸電力市場の価格形成の見直しや Shortage Pricing によって、卸電力価格はどの程度上昇するのかについて、PJM (2017b) ではシミュレーションを行っている（表 2）。それによると、発電電力量で重みづけした LMP は MWh 当たり $3.5 上昇する。その結果、発電事業者全体の kWh の収入は増加する。Uplift は減少するが、kWh の収入の増加を打ち消すほどの大きさにはならない。しかし、この卸電力価格の上昇は、容量市場の需要曲線を通じて、容量価格を引き下げる効果をもたらすと考えられる。シミュレーションでは、容量市場で支払うことになる費用が現状の $70 億から $48～$58 億になると見込んでいる。結果的に、消費者が支払うコストの上昇率は、2～5%に抑えられ、kWh のコストの増加分ほどには増加しないとしている。

表 2　卸電力市場の改革のシミュレーション結果

（単位は地点別価格以外、百万ドル）

	現状	改革後
発電電力量で重みづけした地点別価格($/MWh)	$26.00	$29.50
kWh のコスト	$20,600	$23,300
Uplift	$190	$110
追加コスト	-	$20
容量市場のコスト	$7,000	$4,800-$5,800
総コスト	$27,790	$28,320-$29,230

出所：PJM (2017b)

発電電力量で重みづけした卸電力価格の上昇分が $3.5/MWh ということは、ベースロード電源の収入を決める 24 時間平均価格の上昇分はより小さい可能性がある。PJM のシミュレーションは、電源別の影響を明らかにしていないが、いずれにしても平均費用が $40/MWh の原子力発電の収支を劇的に改善するほどの影響ではないといえる。

©CRIEPI

なお、PJM で行われているような卸電力市場改革は、もともと、系統に接続するすべての発電所の情報を一元的に管理した上で市場を運営するプールモデルに特有の問題を改善するものであることに留意する必要がある。したがって、エネルギーの取引と調整力の取引を別々に行い、エネルギーの取引は卸電力取引所で、地域間連系線の制約以外は系統の制約を特段考慮せずに行われる日本には、直接当てはまる問題ではない。しかしながら、（ある意味、それがゆえに）実時間に近い段階で発生する需給ひっ迫時に、いかに適正な価格を設定して、需給バランスをとっていくのかは、今後の重要な制度設計の課題と言えよう。

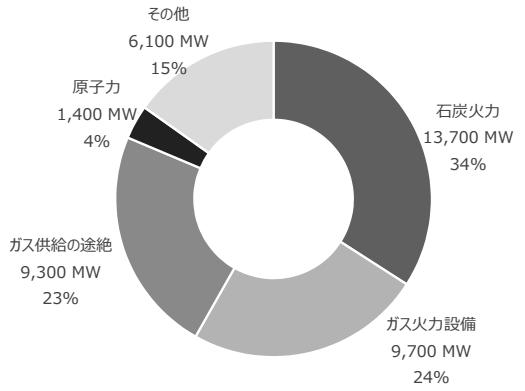
4. 容量市場からの収入

米国で卸電力市場を運営している ISO/RTO では、安定供給に必要な供給力の確保のために、容量市場を運営しているところがある。特に、エリアの中に小売市場を全面自由化した州が含まれ、集中型容量市場を運営しているのが、ISO New England、New York ISO、PJM の 3 つである。

集中型容量市場では、予め需要曲線が設定され、定期的に開催されるオークションで、将来確保される容量（kW）の価格が決まる。すでに見たように、原子力発電にとって、容量市場から得られる収入の割合は決して大きくはないが、わが国でも創設予定の容量市場において、どのような課題が認識されてきたかを理解することは重要である。以下では、3 年先の容量をオークションで確保する PJM の容量市場（Reliability Pricing Model）を例に、特に価格に影響を与える制度改革の内容を紹介するとともに、近年の価格動向について分析する[23]。

4.1 容量市場のリクワイアメントに関する新たな制度

米国東海岸の PJM の管内では、2014 年の、特に 1 月 5 日から 8 日にかけて、Polar Vortex と呼ばれる厳しい寒波に見舞われ、発電設備の事故停止が相次いだ。PJM (2014) によれば、1 月 7 日には、PJM 全体の 22%に相当する、40,200 MW の電源が事故停止となった。事故停止した電源の要因の内訳は図 12 に示すとおりである。



出所：PJM (2014)

図 12 PJM 管内における 2014 年 1 月 7 日の電源の事故停止の要因の内訳

こうした経験を踏まえ、PJM では、Capacity Performance（CP）と呼ばれる、落札した容量が容量の確保期間中に満たすべき要件（リクワイアメント）を強化する新しい仕組みを導入した。需給ひっ迫時に、燃料の途絶により供給力が不足するような事態を避けるための仕組みである。導入当初は移行期間が設けられたが、2017 年に実施された 2020/2021 年確保分のオークションから完全に移行している。

4.1.1 Capacity Performance の概要

CP は、基本的には、需給ひっ迫時（Performance Assessment Hours）に、一定の発電や予備力の提供ができなかった場合のペナルティを課すとともに、より多く発電した場合にはボー

[23] 米国の容量市場については、服部(2013)、服部・遠藤(2014)を参照。

©CRIEPI

ナスを支払う、という Pay for Performance とも呼ばれる仕組みである。また、容量市場で落札できなかった電源も、需給ひっ迫時の発電に対して報酬を得ることができる。

需給ひっ迫時の系統全体の供給力に対する需要（予備力としての待機分を含む）の割合を BR（Balancing Ratio）とし、需給ひっ迫時の当該設備の利用率（予備力を含む）を A（Availability）とすると、BR>A（不足）の時にペナルティの対象となり、その額は PPR×(BR–A)で決まる。ただし、PPR は、Performance Penalty Rate [$/MWh]で、NetCONE（年額）の 30 分の 1 である。30 分の 1 としているのは、需給ひっ迫の発生が年間 30 時間という見込みに基づいている。なお、年間のペナルティの総額には上限（NetCONE の 1.5 倍）が設けられている。

容量市場で落札していた供給力が、BR を上回る比率で発電していた場合のボーナスの金額は、CPBR×(A–BR)で決まる。ただし、CPBR は、Capacity Performance Bonus Rate [$/MWh] で、回収したペナルティの総額をボーナスの対象となる供給力で除した値を用いる（PJM, 2016a）。これは PPR より低く設定されることになる。容量市場で落札していない供給力の場合、ボーナスの金額は CPBR×A となる。

4.1.2 予想される影響

需給ひっ迫時に実際に発電を求めるというリクワイアメントの強化により、容量市場の価格は上昇することが期待される。これは、一つには、ペナルティを支払うリスクに対するプレミアムを入札価格に織り込む必要があるためである。また、リクワイアメントに対応するため、発電所の信頼度や柔軟性を高めることで生じる追加的費用を入札価格に織り込む必要があるためでもある。さらに、容量市場で落札できなくても、需給ひっ迫時に発電することで報酬を得ることができるためともいえる。実際、CP 導入後、燃料の供給途絶により発電できない場合はペナルティの対象になることなどから、発電事業者は、Firm Fuel Supply への投資など、需給ひっ迫時にも確実に発電できるようにするための追加投資などを行っているとされる（PJM, 2016d）[24]。原子力発電所のように、既に燃料供給が確保されていることで、年間を通じて発電が可能な電源にとっては、CP による容量市場の価格の上昇分がプレミアムとなる。

ただし、容量市場における価格上昇の程度は、年間に需給ひっ迫の状態がどのくらいの頻度で生じるのかという予測にも依存する。市場参加者の大多数が、そういう状態は年間で 30 時間より少なく、滅多に生じないと予測していれば、価格はほとんど上昇しないことになる。実際、Performance Assessment Hours が、PJM 管内全体を対象に発動されたのは、2014 年には約 30 時間だったものの、2014 年から 2016 年の平均では 14 時間であり（PJM, 2016c）、2015 年以降は、ほとんど発動されていないというのが実態である。

4.2 需要曲線の見直し

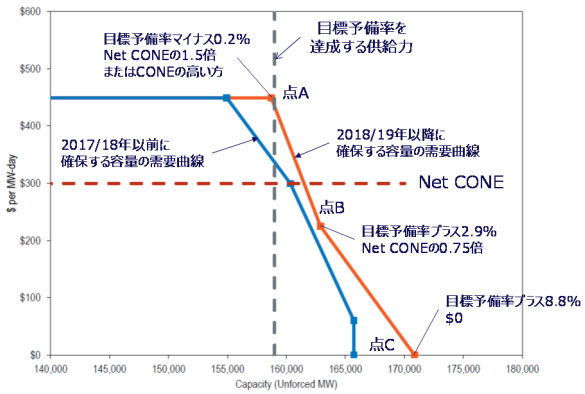
リクワイアメントの強化と同時期に行われた容量市場の制度設計の変更として、需要曲線の見直しがある。PJM の容量市場の需要曲線は、目標とする予備率、最大確保容量、NetCONE（Net Cost of New Entry）、上限価格の水準などから決まるようになっている。NetCONE はガスタービンでの発電原価から、過去 3 年間の卸電力市場・アンシラリーサービス（AS）市場からの（燃料費を差し引いた後の）収入の平均値を差し引いて計算する。この計算に必要な CONE とエネルギー市場および AS 市場からの収入は、毎年 5 月に行われる入札の 3 カ月前となる 2 月に公表される。容量市場の価格が NetCONE を上回れば、系統大

[24] ただし、PJM の予備的な調査結果であり、実際に CP の導入を契機とする変化が生じているのかどうかは、今後の調査結果を待つ必要がある。

©CRIEPI

で電源の新規投資を促すことができる水準といえる。

2018/2019 年確保分からは、需要曲線の形状が、原点に対して凸となるように変更になっている（図 13）。



出所：Monitoring Analytics (2016)に基づき作成

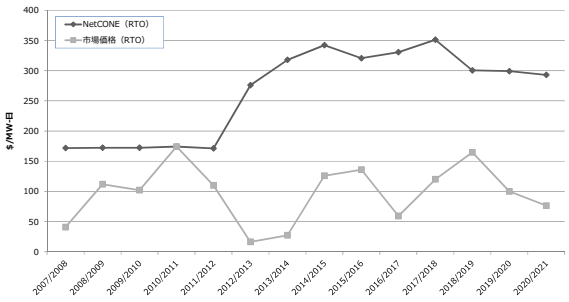
図 13　PJM における新たな需要曲線の形状

こうした需要曲線の設定によって、供給力が不足の時は価格が上がりやすく、逆に供給力に余裕のある時は価格が下がりにくくなっている。結果的に、供給力の極端な変動を防ぐことが期待されている。

いずれにしても 2018/2019 年以降に確保する容量のオークションでは、価格が高まることが期待される。

4.3　容量市場の価格動向

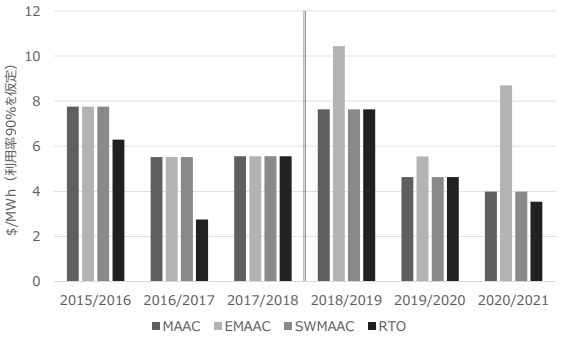
それでは、実際の価格水準を見てみよう。すでに述べたように、容量価格の水準を評価するには、NetCONE が一つの基準となるため、図 14 では、市場分断で分断されなかった地域全体（“RTO”）の容量価格と NetCONE の推移を示している。容量市場の価格が毎年大きく変動していることに加え、NetCONE との関係では、2010/2011 年確保分においてほぼ一致する水準だったことを除き、基本的には大きく下回る水準となっている。



出所：PJM のデータより作成

図 14　PJM の NetCONE と容量価格の推移

これは、市場分断される地域別に見ても同じ傾向となっている。CP の導入を開始し、移行期間 1 年目となった 2018 年には、容量価格は期待された通り上昇した。その後、CP に 100%移行していく中で、さらなる価格の上昇が期待されたものの、実際には価格は低下した（図 15）。一部の地域を除けば、CP100%移行後の価格は、CP 導入以前の水準をも下回っている。



出所：PJM のデータより作成

図 15　PJM のエリア別容量価格の推移

もっとも、原子力発電の収入全体に占める容量市場の収入の割合は小さく、たとえ、容量市場の価格が下落しても、その影響は限定的ではある。原子力発電のようなベースロード電源にとって重要なことは、卸電力市場で十分な利益が得られない場合でも、容量市場の収入と合わせることで収益を確保できるかどうかである。しかし、2019/2020 年を対象とするオークションでは、

©CRIEPI

Exelon の 3 基の原子力発電所が容量市場で落札できなかったことも報じられており[25]、そもそも容量市場からの収入を得られないケースもある点に留意が必要である。

5. 環境価値に基づく収入

現在の米国の電力市場では、原子力発電の価値は、それが発電する電力量と供給力としての容量でしか評価されない。そうした中で「経済的な理由」による廃炉が相次いだ場合、原子力発電による低炭素化への貢献といった価値も失われることになる[26]。

他方で、トランプ政権になって、米国は、パリ協定からの離脱を表明するなど、温暖化対策には消極的となっている[27]。もっとも、少なくとも連邦政府においては、温暖化対策としての原子力発電の必要性については以前から必ずしも重要視されてこなかった。例えば、再生可能エネルギーに適用される連邦の政策的措置（例えば、生産者税控除）は原子力発電に適用されていない。オバマ政権は原子力発電を重要な低炭素電源として維持する姿勢を打ち出していたが、2013 年 6 月の大統領の「気候変動へのアクションプラン」や同時に発表された大統領覚書でも、原子力発電に関する議論はほとんどなかった。トランプ政権となって、国としての温暖化対策に消極的になったと見られているが、低炭素電源としての原子力発電の価値は以前から顧みられなかったといえる。

しかしながら、州レベルでは、低炭素化の手段としての原子力発電に、その価値を認め、経済的に支援しようという動きがある。電力市場を自由化しているニューヨーク州やイリノイ州では、原子力発電のゼロ・エミッション電源としての価値を補償する制度を導入し、早期閉鎖のリスクがあった原子力発電所の維持につなげている。同様の維持策は、コネチカット州でも導入され、オハイオ州などでも検討されている。

以下では、まず、ゼロ・エミッションの価値に基づく補償を行う仕組みについて、個別の事例を見た後で、そうした仕組みの導入が原子力発電の収益性にもたらす影響や、制度的課題について考察する。

5.1 ZEC の導入・検討事例

5.1.1 ニューヨーク州

原子力発電の発電シェアが約 30%のニューヨーク州では、Clean Energy Standard（CES）という制度の中で、2016 年 8 月に既設の原子力発電を対象とするゼロ・エミッション・クレジット（Zero Emission Credit, ZEC）が導入されている[28]。ニューヨーク州は、2030 年までに温室効果ガスの排出量を 1990 年比で 40%削減するという目標を掲げており、その実現のために CES が導入された。CES は、既設の原子力発電を対象とする ZEC と、Renewable Energy Standard[29]と呼ばれる再生可能エネルギーの普及策から成っている。

対象となる既設の原子力発電[30]のゼロ・エミッション電源としての価値を反映する ZEC は、州の小売事業者に市場シェアに応じて買い取ることが義務付けられる。州内の 3 つの既設原子力発電所（FitzPatrick, Ginna および Nine Mile Point）は

[25] World Nuclear News “Illinois rallies as nuclear plans fail in capacity auction” (2016 年 5 月 26 日)
[26] 例えば、Richards and Cole (2017)による最近の試算でも、全ての原子力発電所が 80 年間運転を継続することによる 2050 年時点の二酸化炭素の排出量は、早期閉鎖のシナリオと比べて 10%低く、また、2050 年までの累積の排出量は 5.5%低くなることが示されている。
[27] トランプ政権下の米国の温暖化政策については、例えば、上野(2017a, b)を参照

[28] State of New York Public Service Commission (2016)を参照。
[29] 州内の小売事業者に対し、新規の再生可能エネルギー（再エネ証書を含む）の調達を義務付けるとともに、経済的に維持できない再生可能エネルギーに対する支援策を含む。
[30] Indian Point 発電所は対象外である。

©CRIEPI

州のエネルギー研究開発機構である NYSERDA（New York State Energy Research and Development Authority）と 12 年の契約を結び、ZEC の価値を受け取る。ZEC の価値は連邦政府が計算した炭素の社会的費用等に基づいて 2 年ごとに決まる。1 期目（Trench 1）の 2 年間に適用される ZEC の価値については、炭素の社会的費用としてトン当たり$42.87 から、米国東部の排出量取引制度である RGGI（Regional Greenhouse Gas Initiative）による期待収入として、トン当たり $10.41 を差し引いて、MWh 当たりに換算すると、発電電力量 1MWh 当たり $17.48 となる。その後、2 期目以降の ZEC の価格については、炭素の社会的費用に基づく環境価値は決まっているが、卸電力市場や容量市場の価格変動を考慮して 2 年ごとに見直しされる。具体的には卸電力市場と容量市場からの収入の合計が $39/MWh を上回った分については、ZEC の価格から差し引かれることになっている。これらの情報をもとに、卸電力市場と容量市場の収入が、$39/MWh で変わらないとして、対象となる原子力発電所が今後 12 年間で得られる発電電力量当たりの収入を計算したのが図 16 である。

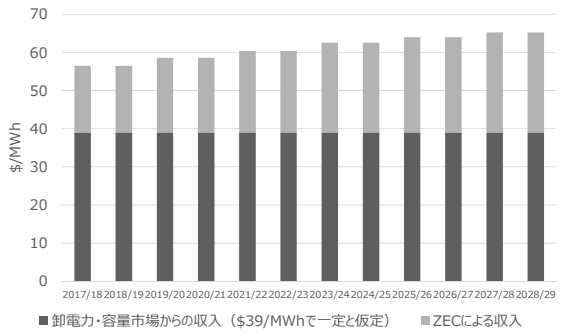


図 16　ニューヨーク州の ZEC の収入を加えた原子力発電の総収入の推計

卸電力価格と容量価格の合計が、$39/MWh を超えた場合は、その分 ZEC の収入が減額となるため、図で示している ZEC の金額は、ZEC の上限として解釈することができる。

5.1.2 イリノイ州

原子力発電の発電シェアが 50%弱のイリノイ州では、2016 年 12 月に成立した Future Energy Jobs Act の下で、既設原子力発電所に ZEC が付与されることとなった[31]。州内で、需要家軒数が 10 万軒以上の小売事業者にクレジットの購入が義務付けられる。対象となる既設原子力発電所（Clinton 発電所、Quad Cities 発電所）は、州の電力調達機関である IPA（Illinois Power Authority）と 10 年の契約を結ぶ。ZEC の価格は、炭素の社会的費用に基づく一定額に、その後の市場からの収入の変動分を調整して決まる基本的な構造は、ニューヨーク州と同じである。具体的には、最初の 5 年間（2017 年 6 月～2022 年 5 月）は、炭素の社会的費用に基づいて発電電力量 1MWh あたり$16.50 となるが、卸電力市場と容量市場の収入予測値[32]の合計と$31.40/MWh の差分を調整する。2023 年以降は、ZEC の価格は、$1 ずつ増額されることになっている。これらの情報をもとに、卸電力市場と容量市場の収入が、$31.40/MWh で変わらないとして、対象となる原子力発電所が今後 10 年間で得られる発電電力量当たりの収入を計算したのが図 17 である。

[31] イリノイ州では、Future Energy Jobs Act の前に、Low Carbon Portfolio Standard (LCPS)という名で同様の制度を導入しようとしていたものの、実現できなかったという経緯がある。イリノイ州では、同じベースロード電源の石炭火力の比率も高く、LCPS に対する反対意見も多かった。このことで、同州の原子力発電を所有する Exelon は 3 基の原子力発電所の閉鎖を検討したとされる。

[32] PJM のイリノイ北部エリアの前日市場価格の平均値と PJM および MISO の容量価格の平均値に基づき算出する。

©CRIEPI

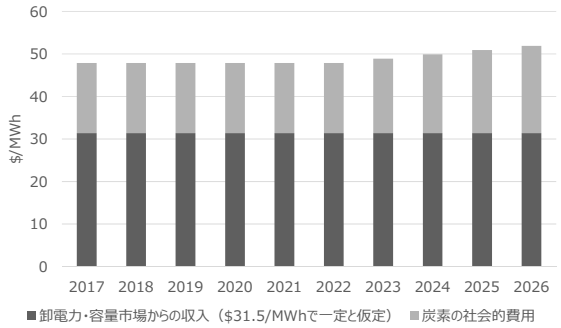


図 17　イリノイ州の ZEC の収入を加えた原子力発電の総収入の推計

ただし、ZEC による小売料金の上昇は 2009 年比で 2.015%に抑えることとなっている。また、イリノイ州の ZEC は再生可能エネルギーも対象となっている。

5.1.3 コネチカット州

コネチカット州では、既設原子力発電所（Millstone 発電所）に、州が実施する排出ゼロ電源のオークションへの参加資格を与える法案 SB1501 が 2017 年に可決・成立した（An Act Concerning Zero Carbon Procurement）。このオークションには再生可能エネルギー等も参加する。ただし、同州の Millstone 発電所は、現状でも十分に利益を出せる状態にあるとする報告もあり、今後どのような展開となるかは不透明である。

5.1.4 オハイオ州

オハイオ州では、Zero-Emissions Nuclear Resource（ZENR）に関する法案（HB178）が審議されていたが、2017 年までに、可決に向けた目立った進展はない[33]。法案の中で、クレジットの価格は $17/MWh にされ、家庭用需要家が毎月負担するコストは $2.50、業務用需要家は 1 カ月 $3,500 または支払いの 5%の少ない方を負担することとされていた[34]。

[33] World Nuclear News “Mixed progress for Ohio legislation” (2017 年 5 月 19 日)
[34] World Nuclear Association のウェブサイトを参照。 http://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-t-z/usa-nuclear-power.aspx （最終アクセス日：2018 年 2 月 2 日）

5.2　ZEC の影響と評価

ニューヨーク州やイリノイ州で導入された ZEC の価値は、基本的には、米国政府の推定する炭素の社会的費用から、卸電力市場や容量市場で得られる収入の変化を調整した値に基づいて設定される。そして、小売事業者に ZEC の買い取りを義務付けることで、既設の原子力発電に追加的な収入を与える制度である[35]。その価値は導入当初の価値で発電電力量 1MWh 当たり $16.50～$17.48 と、かなり大きな収入源になると言える。実際、ZEC の付与で、閉鎖の予定を撤回した原子力発電所もある。また、Haratyk (2017) の分析でも、ZEC がなければ費用回収困難だった原子力発電所で利益を出すことが可能となることが示されている。

しかし、一方では、原子力発電のみを対象とする支援策であるとして、市場関係者や火力電源が主体の事業者などから批判もある。ZEC は、個別の州のエネルギー政策の実現のためではあるが、米国では、発電事業者は州を跨いだ卸電力市場での競争に晒されるため、ZEC がそのような競争を歪めるとの批判がある[36]。これは米国特有の事情で、広域的な市場の一部の範囲で支援が行われているためでもある。実際、ニューヨーク州とイリノイ州のそれぞれの ZEC について、競争を不当に阻害しているとして、火力発電事業者などが訴訟をおこした。しかしながら、裁判所は、これらの訴えを退け、州には、環境適合の観点から、独自の電源構成を追求する権限を認められるとの

[35] わが国でも、非化石電源比率 44%という目標を達成するため、小売事業者に非化石電源からの調達比率を義務付けるとともに、その過不足を調整するための非化石価値取引市場の創設が予定されている。この市場では、FIT 電源に加え、原子力発電もその価値を得る資格が付与されることになっている。しかし、その価値はあくまで市場で決まる点で、ZEC とは異なる。
[36] PJM の市場監視を行う Monitoring Analytics も批判している。Monitoring Analytics (2017a)を参照。

©CRIEPI

判断を下している。

もっとも、自由化された電力市場において、特定の電源に対する政策支援は、常に批判の的になる。Lovins (2017) は、既設の原子力発電所を維持するよりも、廃止して、節約した運転費用をエネルギー効率に再投資した方がより温室効果ガスの排出量をより多く削減できるとしている[37]。また、脱炭素を進めるための制度としては、発電所に対する支援ではなく、カーボンプライシングが望ましいと主張している。Lovins (2017) 自体は定量的な評価を示していないが、他の温暖化対策と比較して費用対効果がすぐれているかどうかは今後の課題となるだろう。Murphy and Berkman (2016) は、ニューヨーク州の既設の原子力発電所がすべて廃炉となった場合、同州の温室効果ガスの排出量を増加させないために必要な再生可能エネルギーの導入にかかる費用と、既存の原子力発電所を維持するための ZEC を比べると、ZEC の方が、需要家が負担する費用は少なく、排出削減の費用対効果は高いことを示している[38]。

また、ZEC については、その単価が、連邦政府が推定した炭素の社会的費用に基づいて決まり、市場で決まるものではないことに留意する必要がある。ニューヨーク州でもイリノイ州でも、導入後の ZEC の価値は、卸電力市場や容量市場の価格変動分を調整することになっており、市場での収入が基準を上回れば、その分、ZEC の価値は下がるようになっている。しかし、卸電力や容量の市場価格が下がっても、ZEC には一定の価値が保証されているという意味で、価値が変動するリスクは限定的になっている。

他方で、ニューヨーク州もイリノイ州も、基本的には ZEC の期間をあらかじめ区切っており、既設炉の維持のための施策ではあっても、これにより新設を促す狙いは示されていない。

6. 電力系統のレジリエンスとベースロード電源の価値

原子力発電や石炭火力発電が経済的な苦境に陥る中で、2017 年に注目されたのが、米国エネルギー省（Department of Energy, DOE）によって提案された、電力系統のレジリエンス[39]に貢献するベースロード電源の価値とそれに基づく制度改革である（DOE, 2017b）。以下では、DOE から検討を指示された連邦エネルギー規制委員会（FERC）がどのような結論を下したかを振り返りつつ、レジリエンスの価値に基づく原子力発電の収支改善の可能性について検討する。

6.1 DOE の規則策定提案の背景と概要

6.1.1 規則策定提案の経緯

DOE 長官は、2017 年 9 月 28 日に、FERC に対し、Grid Resiliency Pricing Rule と呼ばれる規則策定の提案について検討し、結論を出すよう指示した（Notice of Proposed Rulemaking, NOPR）。通常、市場の設計に関する規則の策定は、FERC が行う

[37] ニューヨーク州もイリノイ州も、二酸化炭素の排出量を抑制するために、ZEC によって既設の原子力発電所を維持するとしているが、Tsai and Gülen (2017)は、当該地域で見ると、必ずしもそうはならない可能性も示している。例えば、イリノイ州の ComEd ゾーンにある、Quad Cities 発電所が、ZEC によって 2025 年まで稼働し続けても、その発電電力量の大半は PJM の他のエリアで消費され、ComEd ゾーン内の火力発電所の発電電力量は減少しないことをモデル分析によって示している。また、ニューヨーク州については、FitzPatrick 原子力発電所が稼働し続けて、より規模の大きい Indian Point 発電所が閉鎖する現実のケースに比べ、FitzPatrick が閉鎖し、Indian Point 原子力発電所が運転を継続する方が二酸化炭素の排出削減量をより多くできることを示している。

[38] Haratyk (2017)も、既設の原子力発電所の維持に必要となる支援の額は、風力発電などの再生可能エネルギーに対する支援の額よりも小さいとしている。

[39] レジリエンス（resilience）は、「頑健性」、「回復力」などと訳されるが、後述するように具体的には定義されていないこともあり、本報告では、参照する文献において、resilience が用いられている場合は「レジリエンス」、resiliency が用いられている場合は「レジリエンシー」を用いて説明する。いずれも同じ意味である。

©CRIEPI

が、今回は DOE 組織法（DOE Organization Act）403 条に基づく DOE から FERC に対しての指示であり、これまでに数回しか発動されていない。

DOE が提案した規則とは、FERC が認可した ISO/RTO[40]が、電源の持つ信頼度やレジリエンシーの向上に資する属性の価値を評価した料金設定を行うための規則である。DOE は FERC に対し、今回の NOPR が連邦官報に掲載された後、60 日以内に（2017 年 12 月 11 日までに）、DOE の提案に対する最終的な対応として、(1)提案を（そのまま、あるいは一部修正の上）最終規則として成立させる、もしくは、(2)提案をそのまま暫定的な最終規則として成立させる（その後に再度パブリックコメント等の機会を設けた上で修正する余地を残しておく）、のいずれかを求めていた。ただし、提案を拒否することも可能であり、FERC には、大きく 3 つの選択肢があったといえる。

6.1.2 規則策定指示の背景

レジリエンスに関する規則策定の指示の背景には、「燃料供給が確保された（Fuel-Secure）」電源が相次いで廃止に追い込まれている状況がある。DOE は、2017 年 8 月に公表した、電力市場と信頼度に関する報告書（DOE, 2017a）において、信頼度にとって重要な電源が失われかねない問題について詳しい分析を行っており、以前から懸念を示していた。特に注目する理由として、2014 年の大寒波（Polar Vortex）によって、米国北東部の電力系統のレジリエンシーに問題が露呈したことを挙げている。その当時の状況については本報告の 4 章でも説明しているが、ガス火力への依存度を高めていた PJM 管内で、パイプラインによるガス供給に支障が生じて多くの電源が稼働不可能になり、廃止予定だった電源を急きょ稼働させるなどして対応せざるを得なかった一方で、原子力発電が高い利用率で安定供給に貢献したことなどを DOE も指摘している。

しかし、燃料供給が確保された電源がもたらすレジリエンシーの価値は、現在の卸電力市場において十分に評価されていないとし、そうした電源の経済的理由による早期閉鎖は、電力系統の信頼度とレジリエンシーに対する脅威となっているという、北米信頼度協議会（North American Reliability Corporation, NERC）による警告（NERC, 2017）を踏まえ、電力系統の信頼度やレジリエンシーを高める属性を明確に定義し、それらを評価する市場あるいは規制的手段を確立することが急務であるとした。

DOE は、電源の多様性を維持することで消費者利益がもたらされることや、電力系統にとって価値のある電源の喪失の可能性を議会も危惧していることにも触れた上で、FERC も問題は認識しており、何を直ちに実行すべきかを判断するのに必要な情報を持っているとした。また、ISO/RTO に対しても、ここ数年、同じような問題意識をもって、価格設定方法の見直しに取り組んでいることにも言及しつつも、レジリエンシーの確保に向けたこれまでの取り組みは不十分であり、オンサイトで燃料を供給できる電源の廃止をくい止めるために、早急な対策が必要だとしたのである。

6.1.3 DOE が提案した規則の概要

DOE が提案する規則は、ISO/RTO が運営する卸電力市場において、電力系統の信頼度とレジリエンシーのために必要とされる、燃料供給が確保された電源の費用回収（株主資本コストを含む）を認めるというものである。具体的には、FERC の規則（Chapter I of title 18, subchapter B, Code of Federal Regulations）の条文に Pricing eligible grid reliability and resiliency resources と題するパラグラフを追加し、対象となる電源の定義、適用範囲、認められるべき対価と補償されるべき費用などについて定めることとしている。

[40] テキサスの ERCOT は FERC の管轄ではないため、対象外となる。

©CRIEPI

(1) 対象となる電源の要件

対象となる電源は、以下の要件を満たすものとした。

・FERC が認可した ISO/RTO の管轄エリアに立地
・必要なエネルギーとアンシラリーサービスを提供可能
・緊急時や極端な気象条件、天災または人災の際にも電源を運転可能とする 90 日間のオンサイトの燃料備蓄
・連邦および州の様々な法律を遵守
・州などによる総括原価方式の料金規制の対象[41]となっていない

(2) 適用範囲

FERC が認可した ISO/RTO のうち、エネルギー市場と容量市場を運営し、前日市場およびリアルタイム市場による価格設定を行っている ISO/RTO に適用される。

(3) 信頼度とレジリエンシーの対価

ISO/RTO は、(1)上記の対象となる電源が発電した電力（electric energy）の購入と、(2)対象となる電源の費用と株主資本コストの回収のために公正かつ合理的な対価の設定を行う[42]。公正かつ合理的な対価とは、信頼度やレジリエンシー、オンサイトの燃料供給など、電力系統の運用に提供される便益とサービスの価値を完全に補償し、費用と株主資本に対する報酬の回収を確実にする、価格設定を含む[43]。

(4) 信頼度とレジリエンシーの費用

運転費用、燃料費用、資本費用、および株主資本と投資に対する適正な利益を含む。

規則策定の検討の指示を受けた FERC は、最終判断に向け、その後、関係者からの意見を受け付けることとした。

6.2 DOE の提案に対する批判的見解

6.2.1 関係者の反応

DOE の提案に対しては、その発表直後から、様々な業界団体（風力事業者、石油業界など）から反対の意見表明が相次いでいた。メディアでも「石炭火力と原子力を救うための提案」などと報じられており、トランプ政権の政治的思惑なども取り沙汰された。経済学者は明確に反対の立場をとり、例えば、石炭火力も原子力も 10 年前は市場で大きな利益を得ていたことを挙げ、現在の苦境に対して再規制のような支援をすべきではないと主張する学者もいた（Bushnell, 2017）。FERC の歴代の委員長らも反対の意見を表明していた（Bipartisan Former FERC Commissioners, 2017）。この間、取材に応じた FERC の委員の中でも、否定的な見解が見られたが、NOPR 発表当時の委員長からは暫定的な救済策も提案されていた。

最終判断を行う FERC に対して寄せられた意見の大半は批判的なものであった[44]。しかも、潜在的な受益者となる石炭火力発電所や原子力発電所を所有する発電事業者にも、問題提起には賛同しつつも、DOE の提案を明確には支持せず、反対の意思表示をしていた事業者があった。これは、政府による市場への介入に対する警戒や、補助金を巡る悪循環などに対する懸念があったためと考えられる。

DOE が提案した規則の影響を最も大きく受けるのが、卸電力市場や容量市場を運営する ISO/RTO であり、とりわけ、原子力発電と石炭火

[41] ISO/RTO のエリア内で、小売市場が自由化されていないバージニア州（PJM）などが該当する。
[42] (1)の観点から、（卸電力市場で）発電した電力を購入するのは、直接的には小売事業者や（規制料金で供給を受けている場合は）配電事業者になると考えられるが、それは、最終的には需要家も負担する可能性があることを意味していると考えられる。
[43] 具体的な対価の回収方法、価格設定方法については、明示されていない。
[44] 例えば、10 月 24 日に S&P Global が配信した記事では「DOE の提案に対するコメントが殺到、多くは批判的」「FERC に多数のコメント、反対論が広がり、早期の実現は困難に(RTO Insider, 10/24)」

©CRIEPI

力発電の容量の多い PJM である（Cerebi, et al, 2017）。その PJM も、DOE の提案に関して、信頼度とレジリエンシーの向上という目標には同意を示しながらも、PJM 自身が、すでにステークホルダーとレジリエンシーについて議論してきており、競争的な市場は信頼度を効率的に確保するために機能してきていると主張した。解決すべき問題として、すべての電源が、提供している信頼度の価値に見合う対価を得ていないという状況があるが、PJM は、競争的な市場の活用を続ける方が、DOE の提案よりも優れた解決策であり、市場は、目標を効率的に達成するために必要な規律も提供できるという考えを示した。また、PJM は自ら取り組んでいる卸電力市場の改革について説明しつつ、DOE の目的を達成するための、地域の違いを反映した対応の手順も提示するとした（PJM, 2017a）。解決策は地域の違いを尊重すべきであり、すべての ISO/RTO に適用される画一的な規則の策定は最善の策ではないとの考え方による。

一方で、原子力事業者は、基本的には DOE の提案を支持する意見を表明した。NEI (2017b, c) は、原子力発電が持つ信頼度やレジリエンシーに係る属性を適切に評価されるべきであるとの DOE の目標を支持し、そうした目標達成のために重要な原子力発電の早期閉鎖が続出しないよう、少なくともそのような価値が認められる仕組みが導入されるまでの間は、発電原価に基づく費用の回収が必要であるとした。NEI は、現在の電源構成がガス火力に偏りつつあることを踏まえ、レジリエンシーの要素として電源（燃料）の「多様性」の重要性を主張している。なお、州レベルで導入した ZEC などを念頭に置いて、そうした他の支援策を尊重し、阻害しないよう求めている。原子力事業者大手の Exelon (2017a, b) も、基本的には DOE の提案の精神を支持しつつも、ISO/RTO が進めている価格形成の見直しを早急に進めるべきとの主張に重きを置いている。

他にも、石炭火力発電・原子力発電の比率が高い FirstEnergy や PSEG といった電力会社、これら電力会社と取引のある企業、労働組合、石炭業界、石炭産業に依存する州の議員などは DOE の提案を支持する立場を表明していた。DOE の提案に対する批判が多いことを踏まえ、そうした批判は問題への対応が急務であることを無視しており、時間切れとなった場合は、非常に多くの石炭火力発電と原子力発電が永久に失われることが懸念されるとした。また、市場への悪影響を過大評価しているとし、現在の市場設計も技術中立的とは言えないとの主張を行った。また、FirstEnergy は、一つの方法として、発電事業者が、毎月、発電原価から、市場で獲得できる収入を差し引いた金額を受け取れる方式の契約（resiliency support resources agreement, RSR agreement）を提案していた（FirstEnergy Service Company, 2017）。

6.2.2 批判的見解に示されていた論点

以下では、批判的見解に示された論点を PJM (2017a) のコメントを中心に整理する。

(1) レジリエンシーとその要件

DOE の提案については、「レジリエンシー」が明確に定義されていないという問題が指摘されていた。提案の内容からすると、わが国で議論されていた「稀頻度リスク」への対応に近い概念と考えられるが、そもそも、明確に定義しうるかも疑問とされている。レジリエンシーの定義が明確ではないため、現状の評価やそれに影響を与える要因の分析もできないことが問題視されている。Polar Vortex 以降、PJM などでは様々な対応策がとられているにもかかわらず、「FERC や ISO/RTO による対応は不十分」としているが、そのような主張の根拠も示されていない。レジリエンシーの程度を定量的に評価するための方法（測り方）が示されていないためでもある。

とりわけ批判の対象となったのが、DOE が対

©CRIEPI

象となる電源の要件として具体的に示した、90日間のオンサイトの燃料備蓄の要件である。これがレジリエンシーの確保・向上に必要な根拠は、DOE の提案には示されていなかった[45]。この要件は原子力発電所や石炭火力発電所にとっては十分に実現可能であるが、ガス火力の備蓄は通常数日間（Cerebi, et al, 2017）であり、明らかにガス火力発電所は対象外と言える。加えて、90 日間の燃料備蓄の要件は石炭火力にとっても厳しいもので、意味のある要件ではないとの指摘もある[46]。

また、今回の提案は、電力系統のレジリエンシーのためとしつつ、電源に焦点を当てている。しかし、発電所が稼働できても、送配電網が損壊していれば、供給力として機能しないとの批判もある。電源に関しても、オンサイトの燃料備蓄以外の手段（例えば、複数の異なる燃料を利用できる「デュアルフュエル」など）との比較もなされていない。レジリエンシーの状況は地域によっても異なるが、今回の提案では地域性は特に考慮されていないとの指摘もある。

(2) 市場を歪める影響

次に、燃料備蓄の要件等を満たす電源が発電原価の回収を可能にするというルールは、米国が、これまでに長い時間をかけて整備してきた（特に北東部の）卸電力市場の市場原理と相反するとの批判である[47]。今回の提案は、特定の電源に対する補助にほかならず、市場価格を歪める恐れがある。そうなると、本来、競争力のある電源を市場から追い出してしまうことになる。

このような意見は、石炭火力発電所を所有する大手発電事業者からも表明されている（例えば、Dynegy (2017)）。

PJM (2017a) は、詳細制度設計に改善の余地はあるものの、卸電力市場と容量市場で、十分な供給力は確保できており、競争的な市場がイノベーションや適応力を促すという側面があるとしている。これまでに廃止に至った電源も、小規模で、老朽化した（すなわち非効率な）発電所が大半で、早期閉鎖が大半というわけではなく、市場が効率化を促すという機能を果たしているとする[48]。

市場メカニズムから、規制的な手段に変更していく場合の実務的な問題に関する指摘もある。コストの回収に必要な金額を決定するには、発電所を個別に査定する必要があるが、対象となる電源は 300 以上あり、しかも自由化された市場の電源は、すでに発電所毎の費用情報を提出していない状況にあるため、そうした情報の提供を新たに求める必要がある。そのような負担をかけてまで、規制に戻す必要性を疑問視しているのである。

(3) 費用対効果

仮にレジリエンシーの向上が必要だと認められたとしても、その費用対効果を疑問視する意見もある。そもそも DOE は、レジリエンシーの規則で生じる費用については何も示していない。規則により確保されたレジリエンシーの価値が費用の増加を上回ると言えるかが重要となるが、そのような費用便益分析も実施していない。

必要な費用については、外部の専門家が、試算を行っており、いずれも最大ケースでは相当の費用の増加が見込まれている。例えば、PJM の市場監視組織は、10 年間で最大 2,880 億ドルに上る

---

[45] DOE の指示文書内に根拠は示されていないものの、IEA の石油の国際協調備蓄制度は、各国に使用量の 90 日分の備蓄を義務付けている。下記のウェブサイトを参照。
https://www.iea.org/netimports/explanations/methodology/
（最終アクセス日：2018 年 2 月 1 日）

[46] DOE (2017a)でも、2014 年の大寒波の際は、ベルトコンベヤーが動かず、石炭も凍結して、石炭火力発電所は稼働できていなかったことを指摘しているほか、ハリケーンのような災害の場合には、貯炭場が水浸しになり、使用不可能になることも考えられる。なお、現時点で、実際の備蓄日数が 90 日未満の石炭火力も少なくない。

[47] PJM(2017a)は、市場メカニズムの活用を基本とすることが連邦議会のスタンスであり、これとも矛盾すると指摘している。

[48] このことを裏付けるデータは Goulding (2017)においても示されている。

©CRIEPI

と推定している（Monitoring Analytics, 2017b）。また、Shawhan and Picciano (2017) は、25 年間で最大 2,630 億ドルとしている。さらに、Orvis, et al. (2017) は、年間最大で 106 億ドル、Cerebi, et al (2017) は、年間最大で 112 億ドルとそれぞれ推定している。

(4) 検討期間

DOE は FERC の判断までの期間を 60 日以内としたが、この期間について DOE は、FERC がすでにこの提案に関連する課題について取り組んできたこともあり、意見などを受け付ける時間として十分と判断していた。しかし、PJM を含む利害関係者のコメントにおいては、ルールの策定のために与えられた時間が短すぎるといった指摘がなされていた。米国の行政手続法（Administrative Procedure Act）に基づいて求められる、意見の提出に実質的な機会（meaningful opportunity）を与えるものではなく、実際、最初のコメントの締め切りまでは、連邦官報掲載後、13 日間しかなかった。これまでの例で、市場の規則の変更には 2 年程度を要することからすれば、異例の短さである。

FERC も、12 月 11 日に予定されていた DOE NOPR に対する判断の期限の延長を願い出て、12 月 8 日に、DOE が 30 日間の延長を認め、新たな期限は 2018 年 1 月 10 日となった。FERC の委員長は、FERC に寄せられたコメントが 1,500 を超え、吟味に時間がかかると主張した[49]。

6.3 FERC の最終判断と今後の展望

FERC は 2018 年 1 月 8 日に、DOE の提案を検討する手続きの終了を表明するとともに、ISO/RTO におけるレジリエンスを評価するための新しい手続きの開始を表明した（FERC, 2018）。その概要については、既に丸山 (2018) が紹介しているが、以下では、あらためて決定内容を振り返り、今後の展望について考察する。

6.3.1 FERC の最終判断の概要

(1)DOE の提案の拒否

FERC は、DOE が提案したルールによる料金制度の変更を ISO/RTO に求めるのに必要とされる、連邦動力法 206 条が定める法的要件が満たされておらず、提案を検討する手続きを終了する以外に選択の余地はないとした。具体的には、FERC がそのような求めをするためには、(a)現行の料金（ここでは市場で決まる卸電力価格を意味する）が、不公正（unjust）で、非合理的（unreasonable）で、不当に差別的または優遇的（unduly discriminatory or preferential）であることを示した上で、(b)その是正案が、公正かつ合理的で、不当に差別的でも優遇的でもないことを示す必要がある。しかし、DOE の提案やこれまでの事実関係から、特定の電源（石炭火力や原子力）の廃止がレジリエンスや信頼度に関して問題となるという主張については、現行の料金（市場価格）が、不公正ないしは非合理的という根拠を示していない上、レジリエンスに対する脅威となるような、過去もしくは計画された発電所の廃止があることを示せていない、とした。また、提案の要件（例えば、90 日間のオンサイトの燃料備蓄）を満たす特定の電源が、その必要性や費用に関わらず、発電原価を得られるようにするとの変更は、それが公正かつ合理的であり、不当に差別的でも優遇的でもないことを示していない。例えば、90 日間のオンサイトの燃料備蓄の要件は、特定の電源にしか満たせず、レジリエンスにとって有用な属性を持っているかもしれない他の電源等を排除している。

(2)レジリエンスに関する追加的な調査

DOE の提案そのものは退けた一方、FERC は、今後もレジリエンスの課題に関しては警戒しなけ

[49] 一方で、DOE 長官は、そのコメントの多さが、燃料の確保された電源を維持するための制度改革を急ぎ進める必要を示していると主張していた。

©CRIEPI

ればならないとして、引き続き、レジリエンスに関する対応を重視する姿勢を示した。具体的には、電力系統のレジリエンスに影響を及ぼし得る様々な変化が生じている中、ISO/RTO におけるレジリエンスの課題をさらに調査し、①電力系統のレジリエンスの意味や要件についての共通理解を図るとともに、②各 ISO/RTO が自地域のレジリエンスをどのように評価しているかを理解し、③FERC として何らかの対策をとることが現時点で適切か否かを見極めることとした。このため、FERC は ISO/RTO に、自地域のレジリエンスに関する情報を 60 日以内に提出するよう求めた。

FERC は、レジリエンスについて、「破壊的事象に持ちこたえ、その規模や期間を減じる能力のことで、そのような事象を予測し、吸収し、それに適応し、それから迅速に復旧する機能を含む」という理解の仕方を示し、コメントを求めている。また、現在、自系統のレジリエンスをどのように評価しているか、そして、レジリエンスに対する脅威をどのように軽減しているかについて、それぞれ個別の質問に回答するよう求めている。

6.3.2 今後の展望

ISO/RTO は、レジリエンスの強化にはすでに取り組んでおり、先に紹介した卸電力市場の改革や容量市場の改革によって十分達成されるとして、今後、レジリエンスの評価を軸として大きな制度改革が行われる見込みは小さい。特に、域内に、原子力発電を多く抱える PJM については、本報告でも紹介したような卸電力市場の改革や容量市場の改革で、すでに十分対応しているか、あるいはこれから対応することになっているとして、レジリエンスの観点から原子力発電に追加的な価値を認め、原子力発電の収支を大きく改善するような、新たな制度改革の必要性を訴える可能性は小さいと考えられる。

7. まとめと今後の課題

本報告では、米国の電力市場と原子力発電の収益性に関する最近の動向を踏まえ、卸電力市場や容量市場の設計、および、原子力発電が社会に提供する価値に基づく政策的支援の課題について考察した。米国とわが国では、卸電力取引の基本的な枠組みが異なるため、必ずしもすべてが参考になるわけではないが、容量市場や非化石価値取引市場の創設が予定される中、それらの影響を評価する上で、貴重な事例を提供している。

米国では、競争が進展する中でガス価格の低下による卸電力価格の低迷に直面したことに加え、需要の伸び悩みもあって、原子力発電については、新増設はもとより既設の発電所を経済的に維持することも難しくなっている。卸電力市場や容量市場の適切な制度設計は困難であり、米国でも試行錯誤が続いている。最近でも ISO/RTO が様々な改革を実施しているが、本報告で見た通り、これらの改革によって、原子力発電のようなベースロード電源が受けられる恩恵は限定的である。

原子力発電は、温室効果ガスの大幅な削減には有効な手段であることから、いくつかの州では低炭素電源としての原子力発電の価値を評価し、卸電力市場での競争との関係では微妙な問題を抱えつつも、ZEC の導入で既設炉の維持を図ろうとしている。実際、ZEC は既設炉の維持に有効であると考えられる。市場の競争を歪めるなどの理由で、米国内では批判もあるが、温室効果ガスの排出削減の費用対効果は高いとの指摘もある。

2017 年に DOE が提案した、レジリエンスに基づくベースロード電源の価値評価については、FERC が提案を退ける一方で、レジリエンスについては引き続き調査する意向を示した。しかし、ISO/RTO はレジリエンスの強化にはすでに取り組んでおり、先に紹介した卸電力市場の改革や容量市場の改革によって十分達成されるとして、今後、レジリエンスの評価を軸として大きな制度改革が

©CRIEPI

行われる見込みは小さい。

このように、現在の米国においては、ZEC を導入した一部の州を除き、少なくとも平均的な既設の原子力発電所を経済的に維持することは難しくなりつつある。これまでを振り返れば、卸電力価格が高いときもあり、温暖化対策への貢献が評価されなくても問題はなく、むしろ原子力発電にとっては有利な状況にもなるが、ひとたび卸電力価格が低迷すると、発電費用の大部分を占める固定費の削減の余地が限られていることもあり、耐用年数を迎える前に廃炉を迫られる可能性も生じる。しかし、このまま廃炉が進み、新増設も進まなければ、民間で原子力発電を推進、維持するというオプションが失われることになり、そうしたことに対する危惧は少なからず存在する。

市場原理を活用し、競争を通じて効率化を達成していくことは重要であるが、電力市場がエネルギー政策の目標を達成するために必要と考えられている選択肢を半永久的に失うリスクも考慮する長期的な視点が必要となる。自由化後の競争環境下における原子力発電について、少なくとも米国の事例は、中長期的な卸電力価格の変動リスクへの対応が必要なことを示している。実際、米国でも、新規の原子力投資を促すために、英国が導入した FIT-CfD[50]のような、政府との長期契約が必要ではないかとの議論もあったが（Kee and Zoli, 2014）、少なくとも連邦政府が事業者と 10 年を超える長期契約を結ぶことは認められていない[51]。今後、州レベルで、原子力発電の新増設を見込んだ新たな施策が打ち出されるのかどうかは現時点では定かではないが、引き続き、米国の動向を注視する必要がある。

わが国では、電力システム改革を進める中、安全を大前提として、安定供給と環境適合、効率性の 3 つのエネルギー政策の目標を達成するために、原子力発電を含む様々な電源が、政策目標の達成に貢献する価値を適正に評価する市場の設計が重要となる。米国には、今も料金規制の残る州があり、国全体では様々な制度の中で維持活用を図っていくことが可能だが、わが国では国全体でシステム改革を進めていることから、より慎重に制度設計を進めていく必要があると言える。最終的に、政府の介入なしに、市場参加者が合理的に行動した結果として、エネルギー政策の目標が達成されるのが理想である。しかしながら、再生可能エネルギーなどの一部の電源に対する補助を続けることで市場が適切に機能することを妨げ、結果的に、電力供給のコストを割高にしている可能性がある。原子力発電を長期に亘って安定的に稼働させ、経済的なベースロード電源として活用していく方がエネルギー政策の目標をより安価に達成できるという可能性も排除できない。そうであるならば、原子力発電という手段を半永久的に失いかねない状況を放置せず、長期的視点に立った対応策を講じる必要がある。

[50] 英国の FIT-CfD では、35 年間、一定の価格（Strike price）が保証され、市場価格との差額が補てんされる（市場価格が上回れば差額を払い戻し）。

[51] General Services Administration; FAR Part 41-Utility Contracting Authority による。

参考文献

[1] Bipartisan Former FERC Commissioners (2017). “Comments of Bipartisan Former FERC Commissioners,” Docket No. RM18-1-000.

[2] Bushnell, J. (2017). “To Save Coal, Will Trump Kill Electricity Competition?” Energy Institute Blog. https://energyathaas.wordpress.com/2017/10/16/to-save-coal-will-trump-kill-electricity-competition/（最終アクセス日：2018 年 2 月 16 日）

[3] Cerebi, M., J. Chang, M. Chupka, S. Newell, and I. Shavel (2017). “Evaluation of the DOE's Proposed Grid Resiliency Pricing Rule,” Brattle

©CRIEPI

Group

[4] Davis, L.W. (2012). "Prospects for Nuclear Power," *Journal of Economic Perspective*, Vol.26, No.1, 49-66.

[5] Davis, L.W. and C. Hausman (2015). "Market Impacts of a Nuclear Power Plant Closure," Working Paper, WP 248, Energy Institute at Haas.

[6] Davis, L.W. and C. Wolfram (2011). "Deregulation, Consolidation, and Efficiency: Evidence from U.S. Nuclear Power."

[7] DOE (2017a). "Staff Report to the Secretary on Electricity Markets and Reliability," August.

[8] DOE (2017b). "Grid Resiliency Pricing Rule," 18 CFR Part 35, Docket No. RM17-3-000.

[9] Dynegy (2017). "Comments of Dynegy Inc.," Grid Reliability and Resiliency Pricing, Docket No. RM18-1-000.

[10] EIA (1999). "Changing Structure of the Electric Power Industry 1999: Mergers and Other Corporate Combinations."

[11] Exelon (2017a). "Comments of Exelon Corporation." Grid Reliability and Resilience Pricing, Docket No. RM18-1-000.

[12] Exelon (2017b). "Reply Comments of Exelon Corporation." Grid Reliability and Resilience Pricing, Docket No. RM18-1-000.

[13] FERC (2014). "Staff Analysis of Operator-Initiated Commitments in RTO and ISO Markets," Price Formation in Organized Wholesale Electricity Markets, Docket No. AD14-14-000

[14] FERC (2018). "Order Terminating Rulemaking Proceeding, Initiating New Proceeding, and Establishing Additional Procedures," 162 FERC, 61,012.

[15] FirstEnergy Service Company (2017). "Comments of FirstEnergy Service Company et al in Support of the Grid Reliability and Resilience Pricing Notice of Proposed Rulemaking," Docket No. RM18-1-000.

[16] Goulding, A.J. (2017) "Secretary Perry's Grid Resiliency Pricing Rule: On Market Interventions and Minimizing the Damage."

[17] Haratyk, G. (2017). "Early nuclear retirements in deregulated U.S. markets: Causes, implications and policy options," *Energy Policy*, 119, 150-166.

[18] Heffron, R.J. (2013). "Nuclear energy policy in the United States 1990–2010: A federal or state responsibility?" *Energy Policy*, 62, 254 – 266.

[19] Hogan, W.W. (2017). "Electricity Market Design Price Formation and the Green Agenda," Energy Policy Roundtable in the PJM Footprint #7, Kleinman Center for Energy Policy, Universtiy of Pennsylvania, September 27.

[20] Hogan, W.W. and Pope, S.L. (2017). "Priorities for the Evolution of an Energy-Only Electricity Market Design in ERCOT," FTI Consulting.

[21] Kee, E. and E. Zoli (2014). "Rescuing U.S. Merchant Nuclear Power: Advancing National Security, Economic, Energy, and Environmental Imperatives," *Electricity Journal*, 8-17.

[22] Lazard (2017). "Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis – Version 11.0," November.

[23] Lovins, A.B. (2017). "Do coal and nuclear generation deserve above-market prices?" *Electricity Journal*, 30, 22-30.

[24] Monitoring Analysis (2016). "Analysis of the 2019/2020 RPM Base Residual Auction," The Independent Market Monitor for PJM, August 31.

[25] Monitoring Analytics (2017a). "Motion for Leave to File Amicus Curiae Brief," Case No. 1:16-cv-8164(VEC).

[26] Monitoring Analytics (2017b). "Comments of the Independent Market Monitor for PJM," Docket No. RM18-1-000.

[27] Murphy, D. and M. Berkman (2016). "Preserving

©CRIEPI

Upstate Nuclear Saves New York Consumers Billions, Compared with Additional Renewables Beyond CES Goals," Brattle Group.

[28] NEI (2001). "Stranded Cost, Decommissioning: Provisions of Commission Order or Legislative Statute," Nuclear Energy Institute.

[29] NEI (2016). "Nuclear Energy Institute Comments for the Department of Energy's Quadrennial Energy Review," July 1.

[30] NEI (2017a). "Nuclear Cost in Context," White Paper.

[31] NEI (2017b). "Rulemaking Comments of the Nuclear Energy Institute." Grid Reliability and Resiliency Pricing, Docket No. RM18-1-000.

[32] NEI (2017c). "Reply Comments of the Nuclear Energy Institute." Grid Reliability and Resiliency Pricing, Docket No. RM18-1-000.

[33] NERC (2017). "Synopsis of NERC Reliability Assessments: The Changing Resource Mix and the Impacts of Conventional Generation Retirements," in NERC letter to Secretary of Energy Rick Perry, May 9.

[34] NRC (1997). "Final Policy Statement on the Restructuring and Economic Deregulation of the Electric Utility Industry," Federal Register, Vol.62, No. 160, United States Nuclear Regulatory Commission, 44071-44078.

[35] NRC (2004). "Effects of Electric Utility Market Deregulation, Backgrounder," United States Nuclear Regulatory Commission.

[36] NRC (2010). "Reactor License Transfers," Fact Sheet, Office of Public Affairs, United States Nuclear Regulatory Commission.

[37] Orvis, R., A. Goggins, B. Pierpont, M. Wenzel, L. Sanchez and D. Posner (2017). "The Department of Energy's Grid Resilience Pricing Proposal: A Cost Analysis," Energy Innovation/Climate Policy Initiative.

[38] PJM (2014). "Problem Statement on PJM Capacity Performance Definition," PJM Staff Draft Problem Statement

[39] PJM (2016a). "Capacity Performance / Performance Assessment Hour Education," May 2.

[40] PJM (2016b). "Resource Investment in Competitive Markets," May 5.

[41] PJM (2016c). "Expected Number of Performance Assessment Hours Used in Non-Performance Charge Rate," Problem / Opportunity Statement, July 28.

[42] PJM (2016d). "Capacity Performance Driven Investments." October.

[43] PJM (2017a). "Initial Comments of PJM Interconnection, L.L.C. on the United States Department of Energy Proposed Rule." October 23.

[44] PJM (2017b). "Proposed Enhancements to Energy Price Formation." November 15

[45] Potomac Economics (2013). "2012 State of the Market Report for the ERCOT Wholesale Electricity Market."

[46] Richards, J. and W.J. Cole (2017). "Assessing the impact of nuclear retirements on the U.S power sector," *Electricity Journal*, 30, 14-21.

[47] Shawhan, D. and P. Picciano (2017). "Costs and Benefits of Saving Unprofitable Generators: A Simulation Case Study for US Coal and Nuclear Power Plants," Working Paper, RFF WP 17-22, Resources for the Future.

[48] State of New York Public Service Commission (2016). "Order Adopting a Clean Energy Standard"

[49] Tsai, C-H., and G. Gülen (2017). "Are zero emission credits the right rationale for saving economically challenged U.S. nuclear plants?" *Electricity Journal*, 30, 17-21.

©CRIEPI

[50] Woo, C.K., T. Ho, A. Olson, R. Jones, M.Chait, I. Horowitz, and J. Wang (2014). “Electricity-market price and nuclear power plant shutdown: Evidence from California,” *Energy Policy*, 73, 234-244.

[51] Zhang, F. (2007). “Does Electricity Restructuring Work? Evidence form the U.S. Nuclear Energy Industry,” *Journal of Industrial Economics*, Vol.55, No.3, 397-418.

[52] 上野貴弘(2017a).「トランプ新政権と温暖化対策」SERC Discussion Paper 16002 (ver.3)

[53] 上野貴弘(2017b).「トランプ大統領のパリ協定脱退表明について」SERC Discussion Paper 17001(ver.2)

[54] 服部徹(2012).「米国における発送電分離が電気事業に与えた影響－主要な自由化州を対象とした事例調査－」電力中央研究所報告 Y11036

[55] 服部徹(2013).「米国の卸電力市場の制度設計と課題－短期の市場の効率性と長期の供給力の確保－」電力中央研究所報告 Y12020

[56] 服部徹(2015).「欧州における競争環境下の原子力発電の維持に資する経済的手法の有効性と課題」電力中央研究所報告 Y14007

[57] 服部徹・遠藤操(2014).「米国における電力自由化後の供給力確保に関する制度の比較分析」電力中央研究所報告 Y13011

[58] 丸山真弘(2018).「なぜ FERC は石炭火力や原子力に対する DOE の提案を退けたのか？」電気新聞ゼミナール 1 月 31 日

©CRIEPI

電力中央研究所報告

〔不許複製〕

編集・発行人 一般財団法人 電力中央研究所
社会経済研究所長
東京都千代田区大手町1-6-1
電話　03（3201）6601（代）
e-mail src-rr-ml@criepi.denken.or.jp

発行･著作･公開 一般財団法人 電力中央研究所
東京都千代田区大手町1-6-1
電話　03（3201）6601（代）

ISBN978-4-7983-1652-9