

電力経済研究

特集「電力システム改革における制度設計のリスク」

No.61 (2015.3)



RI 電力中央研究所
社会経済研究所

「電力経済研究」の再刊にあたって

本誌（旧「社会経済研究」）は、2012年6月に発行した第60号をもって休刊とし、そのあり方を見直してきました。この度、その名称を再度、「電力経済研究」と改め、再出発することに致しました。ここに、見直しの経緯と本誌の趣旨をご説明いたします。

電気は社会経済を支える基盤のエネルギーであり、電気事業のあり方は人々の生活や経済活動に大きな影響を及ぼしています。このため、電気事業と社会、経済との関わりを明らかにする研究や経済的観点から技術の意義、価値を確認する研究を確かな学術基盤に基づき行うことは、どのような時代であっても社会から求められています。私ども社会経済研究所は、専ら電気事業に関わる社会科学的研究を行う活動を展開しており、私どもが得た成果は研究報告書として刊行するほか、内外の学術論文誌などにも発表してきております。

電気事業に関わる研究成果を広く収録する場を提供することは、私どもの使命の一つと捉え、1972年に「電力経済研究」を発刊しました。以来、電力需要、電気料金、電気事業の生産性、発電技術の経済評価など電気事業にまつわる諸問題に関する研究成果、研究動向などを収録し、電力・エネルギーに関わる社会科学的研究の実態、実相を広く紹介してまいりました。

2007年11月刊行の第55号からは、エネルギー・電力分野における社会科学、政策科学研究に関わる学術成果を掲載する方針のもと、掲載を論文に絞り、所内外から投稿を募り、査読体制も強化し、名称を「社会経済研究」と改めました。所内の編集者に加え、外部識者にもゲストエディターをお願いし、6つの号を刊行してまいりました。しかし、一般的な名称を付したことで、電気事業の課題との接点をもった投稿論文を十分に得ることができませんでした。

このため、再出発に当たっては、電気事業、電力産業に関わる社会経済・制度問題を扱うことを明示するため、誌名を「電力経済研究」に復すことにします。時宜に叶う社会的な関心の高いテーマを選定し、私どもの研究者を編集責任者に据え、電気事業に密接に関連する課題指向型、問題解決型の論文を集め、発刊します。扱うテーマによっては、編集責任者が外部の研究者に寄稿を依頼することもあります。当面の間は、広く一般に投稿論文を募ることは致しません。

「電力経済研究」は、電気事業の諸課題に日ごろから関心をお持ちの方々に対し、理論的・実証的な研究ではどのように問題や課題を捉え、どのような施策や制度が望ましいとするかをお伝えします。読者の皆様が将来の電気事業の姿を考えるための一つの媒体として、「電力経済研究」をご利用いただければ、誠に幸いです。

2015年3月

一般財団法人 電力中央研究所
理事 社会経済研究所長
大河原 透

特集「電力システム改革における制度設計のリスク」

本特集のねらい	服部 徹	
容量メカニズムの選択と導入に関する考察 －不確実性を伴う制度設計への対応策－	服部 徹	… 1
米国 PJM エネルギー市場における市場支配力監視の設計と課題 －局所的市場支配力の緩和策と市場評価－	井上 智弘	…17
自由化後の電力長期契約をめぐる競争上の課題 －EU 競争法の適用事例を通じた検討－	佐藤 佳邦	…39
電力の小売競争への規制介入の問題 －英国の差別価格の制限が競争に及ぼした影響－	澤部 まどか	…57

本特集のねらい

電力システム改革は、わが国の電力供給システムに一層の競争を導入し、安定供給の維持と効率性の向上を実現すべく市場原理の活用を図っていくものである。同じような理念の下、海外でも電力市場の整備と競争の導入が進められてきたが、それは必ずしも十分な成果を上げているとは言い難く、所期の目的を達成できずに当初の理念とは異なる方向に進んできているという現状すらある。少なくとも、その制度設計においては試行錯誤が続いている。

競争の導入や市場原理の活用は、理念として否定されるべきものではない。しかし、電力という財の需要と供給の様々な特徴ゆえに、現実の制度設計は様々な課題に直面してきた。これまでの規制の下での問題を解決するために、競争を促し、市場原理を活用すべく導入した制度が、かえって混乱をもたらし、効率化が進まない上、安定供給に懸念が生じることすらある。そうなれば、いったい何のための改革だったのかと、否定される必要のない改革の理念すら否定される可能性がある。

我々は、電力システム改革の制度設計には様々なリスクが潜んでいるとの認識の下、それらを明らかにし、いかに対応すべきかを考え、調査研究に取り組んできた。最終的な目標は電力システム改革における「制度設計のリスクマネジメント」を確立することであるが、まだ道半ばである。しかし、先行する海外の事例や経験を理論的に捉え直すことで、わが国の電力システム改革がこれから直面しうる問題を想定し、個々の制度設計にどのようなリスクが潜んでいるかを明らかにすることはできる。今回の特集は、そうしたリスクのいくつかについて検討した論文で構成されている。

自由化された発電分野で十分な供給力を確保するための容量メカニズム、卸電力市場における市場支配力に対する監視、市場参加者間の長期契約に対する競争法の適用、小売市場における差別価格に対する規制当局による制限、という4つのテーマは、一つの問題を解決するために導入される制度や仕組みが、また別の問題を引き起こすことになり、不安定な改革が延々と続いていくリスクを扱っている。十分に掘り下げられなかった部分も今後の課題として多々残されているが、これらの論文が今後の議論の参考になれば幸いである。

2015年3月

編集責任者
社会経済研究所
服部 徹

容量メカニズムの選択と導入に関する考察 —不確実性を伴う制度設計への対応策—

On Choice and Implementation of Capacity Mechanism
—Coping with the Uncertainty associated with the Institutional Design—

キーワード：容量メカニズム，供給力確保，卸電力市場，制度設計

服 部 徹

電力システム改革で創設が検討されている容量市場を含む容量メカニズムの制度設計は，電力の自由化や再生可能エネルギーの導入を進めてきた諸外国でも試行錯誤が続いている。本稿では，電力市場における競争の導入や再生可能エネルギーの大量導入に伴い，十分な供給力を効率的に確保する仕組みとしての容量メカニズムの必要性を巡る議論について振り返り，主に欧米で検討されてきた様々な容量メカニズムの制度設計の課題を整理する。どのような容量メカニズムを導入すべきかについては，期待されるメリットと注意すべきリスクのうち，何を重視するかによって絞り込むこともできるが，いずれにおいても，所期の目的を達成せず，かえって別の問題をもたらすリスクが大きいことを踏まえて，一つの仕組みから別の仕組みへの移行や廃止の選択肢を考慮に入れた柔軟な導入プロセスを提示する。

1. はじめに
2. 容量メカニズムの必要性
3. 容量メカニズムの選択肢
 - 3.1 戦略的予備力
 - 3.2 容量支払
 - 3.3 容量確保義務
 - 3.4 容量オークション
 - 3.5 信頼度オプション
4. 容量メカニズムの選択肢の比較評価
 - 4.1 容量メカニズムの類型化
 - 4.2 容量メカニズムの定性的な比較評価
 - 4.3 定量的な比較による補足
5. 容量メカニズムの導入過程に関する考察
6. 結語

1. はじめに

電力市場を自由化し，競争による効率化を進めようとする際に懸念される問題の一つとして，安定供給を維持するために十分な供給力を確保できるのか，という問題がある。発電設備の投資の意思決定は市場原理に委ねられることになるが，効率性を追求する過程において，需要に見合う供給力が不足して大停電が生じるリスクが小さくないからである。近年は，電力市場を自由化する一方で，政府の支援を受けた再生可能エネルギー電源が大量に導入されつつあることが，問題を複雑にしている。

こうした問題への対応策として，海外でも導

入されたり，導入の検討がなされたりしているのが，「容量メカニズム」である。これは，供給力に応じた一定の報酬を発電事業者等に与えることで，競争下でも十分な供給力が保たれるようにするための仕組みである。わが国でも，容量市場をはじめとする容量メカニズムの導入が検討され，電力システム改革小委員会制度設計ワーキンググループにおいて海外事例の概要が紹介されている。十分な供給力を確保する見込みが立たない場合のセーフティネットとしては，広域的運営推進機関が実施する電源入札制度が提案されたが，中長期的に十分な供給力を確保する容量メカニズムの導入については，今後も議論が続くと予想される。

しかし、容量メカニズムについては、その必要性を疑問視する議論も多く、競争下で十分な供給力を確保するという目的を果たそうとして、電力市場に新たな問題を引き起こす可能性も指摘されている。また、実際に導入するにしても、どのような容量メカニズムが望ましいのかは、必ずしも明確にはなっていない。その制度設計に関しては、電力自由化の経験が長い海外でも試行錯誤が続いており、一つの問題への対処がまた別の問題を生み出すという状況も見られる。

本稿では、容量市場を含む、様々な容量メカニズムの制度設計を概観し、それぞれの課題を整理しながら、望ましい容量メカニズムの選択について考察する。また、容量メカニズムの導入に伴うリスクを踏まえて、それらを管理しながら望ましい制度への移行を目指すという「制度改革のリスクマネジメント」の考え方に沿った導入プロセスの試案を提示する。具体的には、いくつかの容量メカニズムをどのような順番で検討していくことが望ましいのかを示す。

以下、第2節では、容量メカニズムの必要性についての最近の議論の背景を簡単に振り返る。第3節では、様々な容量メカニズムの枠組みを紹介し、それぞれの特徴や課題を整理していく。次に、第4節で、容量メカニズムの選択肢を比較し、望ましい容量メカニズムの選択について考察する。第5節では、容量メカニズムの導入過程のあり方について検討する。最後に、第6節で本稿での議論をまとめ、結論を述べる。

2. 容量メカニズムの必要性

電力自由化、またはわが国で進展する電力システム改革における容量メカニズムの必要性については、すでに議論がなされているところ

であるが¹、本稿でも簡単に振り返っておく。

もともと、自由化された卸電力市場においては、需給ひっ迫が生じて供給力が不足する事態が予想されれば、卸電力の価格が上昇し、それが電源の投資インセンティブを与えるものと考えられてきた。このような考え方を Energy-Only Market (EOM) と呼ぶ²。卸電力市場では、通常、価格は短期限界費用で決まるが、発電設備のように短期的には最大出力が限られている場合、需給ひっ迫が生じる状態では、価格は限界費用を超えて高くなる必要がある。最終的には停電を回避するための価値 (Value of Lost Load) まで上昇する必要がある。これにより、市場に参加する電源の固定費の回収が可能となる。

しかし、このような極端に高い価格は、政治的に許容できないことや、限界費用を超えた価格設定には、市場支配力の行使が疑われるため、海外の卸電力市場では入札価格に一定の上限を設けているところが多い。ところが、こうした上限を設けることによって価格が抑制されれば、電源の固定費の回収は難しくなる。実際、自由化された電力市場においては、効率的な電源でも固定費の回収ができないという「ミッシング・マネー」の問題が生じているとされてきた。その結果、中長期的に十分な供給力を確保することが難しくなるのである。

ただし、ミッシング・マネーの問題は他にも様々な要因によって生じうる。近年、特に欧米で注目されているのは、再生可能エネルギー電源の大量導入に伴うミッシング・マネーの問題である。実際に、欧州各国では、設備容量で見た供給力が不足しているという状態ではなく、

¹ 例えば、服部(2008, 2013)、山本・戸田(2013)を参照。

² 実際に自由化した電力市場の中でも、米国のテキサスでは、このような考え方が今も支配的で、現に、容量メカニズムは導入されていない。服部・遠藤(2014)を参照。

単純に設備容量で見れば、むしろ供給力は余剰となっている³。それにもかかわらず、欧州各国が将来の供給力の確保に懸念を抱いているのは、発電電力量が自然条件に左右される再生可能エネルギー電源のシェアが高まることで、その他の従来型電源のミッシング・マネーに伴う問題が深刻化するからである⁴。すなわち、限界費用がゼロに近い再生可能エネルギー電源の発電電力量が多いときには、既存の電源は市場で落札できず、稼働率が下がるため、収益性が悪化する。しかし、バックアップ電源として必要な火力電源などが、そのまま市場からの撤退を余儀なくされれば、再生可能エネルギー電源の発電電力量が少なくなった時に、供給不足に陥る恐れがあるためである⁵。

競争市場において、供給力が余剰の状態にあれば⁶、価格が低下して非効率な発電所の撤退を促すことは自然なことである。しかし、再生可能エネルギー電源は、固定価格買取制度などの政策的支援によって導入されてきた電源である。特に近年、欧米諸国が容量メカニズムに注目するのは、エネルギー政策がもたらしたミッシング・マネーの問題を解決するためであり、電力市場そのものの問題を解決するためだけではないことに留意する必要がある。

このような背景のもとで容量メカニズムが必要とされる一方で、その導入は不要との議論もある。ミッシング・マネーの問題が発生するのは、価格に上限規制があるためであり、本来、価格の上昇は、デマンドレスポンス（需要の価

格に対する反応による）によって抑制され、供給力不足もより効率的に解消できる、という意見がある。もともと、現時点では、卸電力市場がまだ発展途上の段階にあり、多くの国でデマンドレスポンスを最大限に活用することができていない。そのため、当面は容量メカニズムを導入するが、いずれは廃止して、EOMで十分な供給力が確保できる状況を目指すべきとの意見も示されている。

容量メカニズムを不要とする議論として、容量メカニズム自体が電力市場に複雑さをもたらす、別の新たな問題を生み出すことにしかならない、という意見もある。こうした課題については、以下で個別に論じていくが、容量メカニズムの導入は、それだけ慎重な検討が求められる課題だと言える。

3. 容量メカニズムの選択肢

容量メカニズムと称されるものにはいくつかの異なる仕組みがある。米国では「容量市場」が主流だが、欧州では、少なくとも「戦略的予備力」、「容量支払」、「容量確保義務（分散型容量市場）」、「容量オークション（集中管理型容量市場）」、「信頼度オプション」といった仕組みの導入ないしは導入の検討がなされている。すなわち、容量メカニズムには、いくつかの選択肢がある。以下では、これらの概要を説明する。

3.1 戦略的予備力

「戦略的予備力（Strategic Reserve）」は、緊急時に稼働させる予備力としての電源を事前に競争入札で確保しておく制度である。スウェ

³ Cervigni and Niedrig (2011)を参照。

⁴ 特にドイツにおける再生可能エネルギーの大量導入が卸電力市場に与える影響については、古澤(2013)を参照。

⁵ Cervigni and Niedrig (2011)などを参照。

⁶ 欧州でも、ドイツなどでは、2008年までには、積極的な設備投資が行われていた。これは、電力の価格に加え、排出権（EU-ETS）の価格も高くなるとの予想が市場参加者の間で存在したためである。Matthes, et al. (2012)を参照。

ーデンやフィンランドで導入されている他⁷、ドイツなどでも導入が検討されている。これは、基本的には石油などの「備蓄」と同様の制度であり、必要な時に確保した容量を市場に放出するというものである。したがって、この仕組みで確保される電源は、あくまで緊急時（予想外の需給逼迫時）に使うための電源であり、普段は市場に投入しないのが原則である。戦略的予備力そのものは市場の外（out-of-market）で調達される電源であり、これが仮に卸電力市場に頻繁に投入されれば、卸電力市場での価格形成を歪めることになる。そこで実際に利用するのは必要最小限にとどめ、普段の市場価格に影響を与えない工夫がなされる⁸。

戦略的予備力は、卸電力市場での価格に委ねるEOMの枠組みを最大限に活用しつつ、万が一に備えた電源を確保しておくことで安定供給に支障をきたさないようにする制度である。その仕組みは単純で、導入も比較的容易と考えられるが⁹、確保する容量は政府や規制当局が決定し、系統運用者が調達する、という意味で、中央での管理を必要とする制度である。また、通常は、効率的な調達のために競争入札を行う。戦略的予備力として落札した電源¹⁰は、一定の条件を満たす電源の中では効率的な電源ということになるが、その効率的な電源を緊急時以外に市場に投入できないことは、かえって非効

率となる。したがって、戦略的予備力は、新規電源の投資を確保するというよりも、実質的には、老朽化して経済性の観点から廃止を余儀なくされるような電源を維持しておくために利用されることになる¹¹。

戦略的予備力が、実際に卸電力市場に与える影響を最小限にすることができるかどうかは、様々な条件次第であるといえる。まず、戦略的予備力として確保すべき容量をどのように決めるかという問題がある¹²。緊急時のみに活用する電源を多くすれば、それだけ追加的な費用が必要となるが、少なければ、戦略的予備力だけで安定供給を確保することが難しくなる可能性が高まる。また、確保した戦略的予備力をどのような条件で市場に投入するか¹³、という問題もある。卸電力価格が十分に高くなった場合に限って投入されるのであれば、卸電力市場の価格を歪めることはほとんどないが、頻繁に投入されると、市場で競争する電源の収益が損なわれる。

また、戦略的予備力は、一部の電源を対象に、設備を維持する費用を手当てする制度である。しかし、十分な供給力が確保されている状態は戦略的予備力の容量だけでもたらされるものではない。その意味では公平性に欠ける仕組みでもある。特に戦略的予備力の確保のために特定の電源を優遇することになれば、多くの既存のピーク電源が戦略的予備力としての立場を

⁷ 北欧では、戦略的予備力を導入する場合のガイドラインが定められている（Nordel, 2009）。スウェーデンの戦略的予備力は Peak Load Reserve (PLR) と呼ばれている。

⁸ 例えば、スウェーデンで戦略的予備力を市場に投入する場合は、直前の価格で最も高い価格をわずかに上回る価格で投入される。なお、戦略的予備力を投入する市場は Elspot と呼ばれる前日市場や当日市場、レギュレーション市場のいずれでも可とされている。

⁹ CREG (2012) を参照。

¹⁰ スウェーデンで戦略的予備力として確保している電源の大半は石油火力だが、需要側の資源（産業用需要家の負荷削減）も含むものとされている（Svenska Kraftnät, 2007）。

¹¹ Cervigni (2013) を参照。

¹² スウェーデンでは、送電系統運用者（TSO）である Svenska Kraftnät (SvK) に、市場だけでは十分な供給力が確保できない時に投入できる電源として確保しておくことが義務付けられている。2003 年以降、戦略的予備力で確保するのは最大で 2GW までとされている（NordREG, 2009）。ちなみにスウェーデンの最大電力は約 25GW である。

¹³ スウェーデンにおいては、戦略的予備力が投入される時期は 11 月から 3 月までとされている。最近では、2009 年の 12 月 17 日と 2010 年の 1 月 8 日、2 月 22 日に戦略的予備力が市場に投入されている（NordREG, 2010）。

求め、それが実現しなければ撤退するという脅しが可能になってしまうと、系統運用者は結果的にさらに多くの戦略的予備力を調達しなければならなくなる¹⁴。

3.2 容量支払

「容量支払 (Capacity Payment)」とは、設備容量 (kW) に対して、あらかじめ決めていた価格を発電電力量 (kWh) に対する対価とは別に支払う制度である。この制度は、現在、スペインやアイルランド、イタリア、ギリシャなどで導入されている。

容量支払はミッシング・マネーに相当する部分を補うための支払いを直接行うものである。価格を決めて、確保される供給力は市場に委ねるアプローチであるが、支払額が適正であれば、適切な投資インセンティブが与えられ、十分な供給力が確保される。この容量支払は、理論上は、ピーク時に稼働するすべての電源に支払われるべきものであるが、運用によって、例えば新規電源のみを対象とするといったこともできる¹⁵。設備容量に対する支払いには、単純に年間を通して一律に支払う方法と、需給ひっ迫時に発電した電源あるいは発電できる状態になっていた電源に、需給ひっ迫の度合いに応じて支払う方法がある¹⁶。前者の場合、ピーク時に発電可能な状態にしておくインセンティブは与えられない¹⁷。

¹⁴ CREG (2012)を参照。

¹⁵ そうすることによって必要な容量を確保するための総支払額 (費用) を削減できるように見えるが、既存の電源を有効に活用するインセンティブが失われ、長期的には非効率となる可能性がある。スペインでは、新規および既存の両方が対象となっているが、支払われる額 (MW 当たり) は両者で異なる。CREG (2012)を参照。

¹⁶ Cervigni (2013)を参照。

¹⁷ スペインの容量支払制度では、発電事業者は実際に給電したか否かに関わらず設備容量に応じて一定の収入を得られる

容量支払制度は、電源などの容量に対して支払う価格さえ決めれば良いという点で、単純な制度であり (ACER, 2103)、導入自体も容易と考えられる。しかし、その価格を適正に定めることは容易ではない。十分な供給力を確保するために必要な支払い額は、目標とする時点での需要に対する供給力にも依存する。供給力が余っている時には、容量支払いの必要はないが、より多くの供給力を追加する必要がある時には、高い価格を支払う必要がある¹⁸。事前に決めた価格で実際に確保される供給力がどれくらいになるのかは不確実であり、必要な供給力が確保されなかったり、逆に余剰が発生したりする恐れがある。また、そもそも価格設定の透明性をどう確保するかという課題がある。それを政府や規制当局が決める場合、容量支払いを負担する消費者側は、支払額の削減を求める一方で、投資家や事業者は、増額を求めるため、支払額の決定に、政治の恣意的な判断が入り込むリスクが生じる。さらに、容量支払制度では、支払う対象を特定の電源、例えば、新規電源に限定することも可能であるが、このこと自体も規制当局の恣意的な判断を招き、市場を歪める要因となる。

3.3 容量確保義務 (分散型容量市場)

「容量確保義務 (Capacity Obligation)」とは、

ようになっている (10 年間)。なお、容量支払のためのコストを需要家が購入電力量に応じて uplift (料金上乘せ) で支払う場合、デマンドレスポンスに必要なインセンティブが働かないという問題もある。

¹⁸ スペインの容量支払制度では、電源別に定める一定額の支払に加え、系統予備率に応じて MW 当たりの単価 (Investment Incentive) が変化して支払われる。つまり、予備率が低く容量確保の必要性が高いほど支払いが高くなるように設定されている (Federuci and Vives, 2008)。しかし、これも一定の仮定のもとに設定されているに過ぎず、市場で決まる価値を反映したものではない。

最終需要家に電気を販売する小売事業者等にクレジット化（証書化）した設備容量の確保を義務付けた上で、その過不足を取引できるようにする制度である。容量の価格は、自由な取引を通じて形成される。これは、広い意味での容量市場に含まれる制度ともいえるが、後述する容量オークション（集中型容量市場）との比較で、「分散型容量市場（Decentralized Capacity Market）」と呼ばれることがある。容量の取引が主に相対取引で行われる場合には、「相対契約型容量市場（Bilateral Capacity Market）」と呼ばれることもある。分散型容量市場は、米国のカリフォルニアで運用されている制度であり、フランスでも導入の準備が進められている。ドイツでは、電力会社の事業者団体が提案している¹⁹。

容量確保義務の基本的な考え方は排出権取引のCap & Tradeと同じである。導入のためには、「容量」という財を定義し、容量に対する需要を創出する必要がある。多くの場合、小売事業者には、自社の最大需要に応じた容量を確保する義務が課せられる。実際に容量の確保が求められる期間中に、需要に見合う容量を確保できていなければ、ペナルティを支払うことになる。分散型容量市場では、このペナルティの水準が、供給力確保の有効性を左右する。ペナルティの額が小さく、容量を確保せずに、ペナルティを支払うリスクを負う方が合理的な場合、証書の価格は低迷し、十分な供給力は確保できなくなる。したがって、ペナルティの額の設定をどのようにするかが重要な制度設計の課題となる。

容量の確保は、その容量が実際に供給可能な状態となっていて初めて確保されたことになる。すなわち、証書に価値を持たせるためには、

確保期間中に供給可能な状態になっていることを確認できるようにする必要がある。そこで、容量の確保期間に実際には供給力の提供ができなかった場合には、容量を提供する事業者にペナルティが課せられる。このペナルティの水準が低いと、容量が確実に提供されることが保証されなくなる。一方で、ペナルティの額（容量提供者にとっての損失）が際限なく大きくなるリスクがあると、容量の市場価格も上昇することになる。

また、分散型容量市場では、容量の取引が事業者同士に委ねられることで、取引の透明性に欠けることが指摘される。さらに、取引相手を自ら探すなどの手間がかかり、取引費用も増加する。このことが規模の小さい事業者には特に不利に働くことで、競争を阻害する可能性も指摘されている。このような問題を軽減するために、取引可能な容量のクレジットあるいは証書は、事業者間の相対取引（OTC）だけでなく、取引所取引での取引により、過不足を調整できるようにすることも考えられる。これは、卸電力や排出権の取引を扱う電力取引所において、容量の証書を商品として取引対象にすれば可能となる。

3.4 容量オークション（集中管理型容量市場）

「容量オークション（Capacity Auction）」とは、容量確保義務と同様、小売事業者等に容量確保義務を課すが、将来確保すべき容量を定めて、発電事業者等を定期的に開催される競争入札に参加させ、その入札で決まった価格を適用するという制度である。これは、「容量市場」として知られる仕組みであるが、最近では、先に述べた「分散型容量市場」と区別して、「集中（管理）型容量市場」とも呼ばれている。このような容量オークションは、米国北東部の市場では以前から運用されているもので、英国で

¹⁹ BDEW (2013)を参照。その解説については、後藤・古澤・服部(2014)を参照。

も導入されている。

容量オークションは基本的には市場全体の供給力を対象とする制度であり、それによって競争を促進するというメリットもあるが、対象を一定の条件を満たす新規の電源と、老朽化で採算のとれなくなった既存の電源に限定する「特定容量市場 (Focused Capacity Market)」も提案されている (Matthes, et al. 2012)。

容量オークションを実施するためには、様々なパラメータを事前に外的に与えなければならぬ。結果的に複雑な制度設計になることはよく知られているが、それは様々な不具合を生み出す原因ともなり、運用経験の長い米国でも制度設計の変更が繰り返されている。

例えば、容量オークションでは、確保すべき供給力 (予備率) を事前に決める必要がある。需要家や小売事業者にはもともと容量に対する需要が存在しないが、一定の容量を確保する義務が小売事業者に課せられることにより、容量に対する需要が生まれることになる。しかし、確保すべき容量を少しでも上回れば、容量の価値はただちにゼロとなり、極端な価格変動が生じる。そこで、最近の容量市場においては、容量に対して傾きを持つ需要曲線を設定し、価格の変動がスムーズになるような工夫がなされている。この需要曲線は目標とする予備率において、ある特定の種類の電源の固定費を回収できる水準に設定される。ただし、その電源をどのように決めるべきかという問題がある。

容量の確保にあたっては、それをいつ確保するか、すなわち、容量オークションの開催時期をどうするか、ということも事前に検討する必要がある。これは、言い換えると、容量を確保する時期までの間隔 (リードタイム) をどの程度の長さにするべきか、という問題である。投資家にとっては、長期にわたる収入の見通しが立てやすい方が望ましく、期間が短いと、必要な容量の予測はより正確にできる一方で、新規

電源が参加しにくくなり、競争が働かないと考えられる²⁰。容量の確保を義務付ける契約期間をどの程度にするべきかという問題もある。1年程度の短期であれば取引はしやすいが、発電事業者から見れば、より長期の方が収入の見通しが立てやすい (投資リスクを軽減する) といえる²¹。

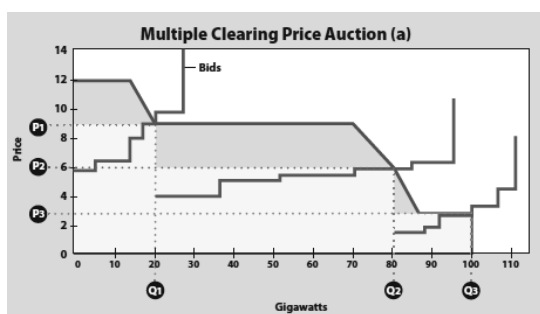
なお、基本的には1 MWの供給力に対しては、それがどのような電源であっても同じ価格を支払うのが容量市場であるが、近年は、柔軟性の高い運用能力 (起動停止の早さなど) を持った電源が必要となる中で、そのような電源を十分に確保できないのではないかと懸念が生じてきた。そのため、特に再生可能エネルギーの導入に積極的な地域においては、十分な供給力の確保よりも、柔軟性の確保に向けた制度設計を求める議論が高まっている²²。そのために必要なのは、単なる容量のための市場 (Capacity Market) ではなく、電源の運用能力のための市場 (Capability Market) だとも言われている。具体的には、容量市場において、柔軟性の高い電源のための枠をあらかじめ設定しておくということが考えられる。それを発展させた考え方として提案されているのが「分割された容量市場」というものである。これは図1に示すとおり、需要曲線を複数 (図では3つ) の部分に分け、それぞれに条件を満たす電源が入札することで、複数の価格が設定される市場である。この中で、最も柔軟性の高い電源は、

²⁰ 米国の PJM や ISO-NE の容量市場では3年先、イギリスでは4年先の容量を確保することになっている。

²¹ 英国では、既存の電源には原則として1年契約、大幅な改修を要する電源には3年、新規電源には最長で15年の長期の契約ができるようになってきている。Matthes, et al. (2012) が提唱している「特定容量市場」では、既存の電源に対しては1年もしくは4年の契約で、新規の電源に対しては、10年から15年の契約とすることが提案されている。

²² Gottstein and Skillings (2012)を参照。

需要曲線の最も価格の高い部分をめぐって入札することになる。



出所：Hogan and Gottstein (2012)

図1 分割された (Apportioned) 容量市場

Perez-Arriaga (2013)は、このような柔軟性の確保のための制度設計は市場に複雑さをもたらすだけだとして、その有効性に懐疑的である。また、Bertsch, et al. (2013)は、欧州の電力市場を対象に、最適電源構成モデルを用いて、競争的な電力市場においては、野心的な再生可能エネルギーの導入目標 (2050年に発電電力量のシェア75%) の下でも、全体として十分な供給力を確保する過程で、必要な柔軟性が確保されることを示している。すなわち、容量メカニズムは必要だとしても、その中で特に柔軟性を確保するための追加的なインセンティブは必要ないことを示している。

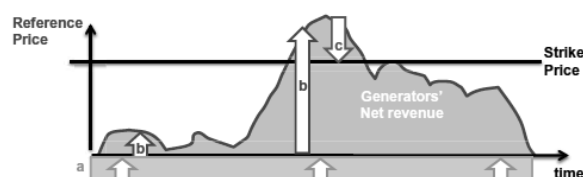
3.5 信頼度オプション

「信頼度オプション (Reliability Option)」とは、発電所を金融商品のオプション (将来、一定の価格で証券などを買ったりする権利) と見立てた仕組みである。実際にコロンビアの電力市場で用いられているが²³、欧州では、英国の他、オランダでも、一時、導入が検討されていた²⁴。

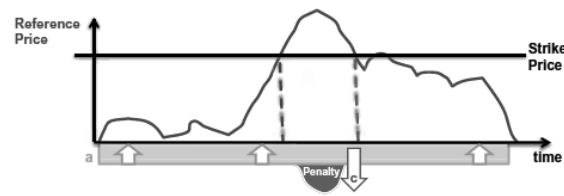
²³ Cervigni and Niedrig (2011)を参照。

²⁴ Vázquez, et al. (2003)を参照。

これは供給力の提供者に一定のオプションプレミアムを予め支払い、卸電力の指標価格 (Reference Price) が一定の行使価格 (Strike Price) を上回るような需給逼迫時に、その行使価格で発電することを求めるものである。図2の(i)において、プレミアムとなる収入はaの部分である。発電事業者は、卸電力市場で落札して発電することで、図2の(i)のbで示されるとおり、卸電力価格に基づく収入を得る。ただし、卸電力価格が行使価格 (Strike Price) を上回った場合には、図2の(i)のcで示されるように、上回った分を払い戻す。発電事業者は、卸電力が高騰した場合に発電して得られる収入の一部を放棄する見返りとして、発電電力量に関係なく一定のプレミアムを得ているのである。ただし、卸電力価格が行使価格を上回っている状態の時に発電していなければ、図2の(ii)のcで示されるように、上回った分をペナルティとして支払う義務を負う。これにより、発電事業者には、価格高騰時に発電するインセンティブが与えられることになる。



(i) 発電した場合



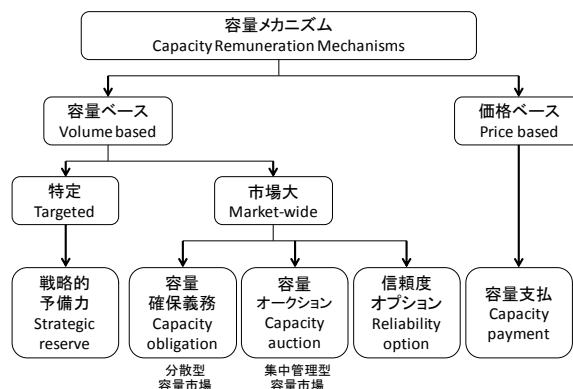
(ii) 発電しなかった場合

出所：DECC (2011)

図2 信頼度オプションの仕組み

金融商品のオプションについては、市場参加者のニーズで様々な契約が可能であるが、信頼

度オプションの場合には、標準的な契約を事前に定める必要がある²⁵。行使価格についても事前に定める必要がある。金融オプションであれば、市場での取引を通じてプレミアムが形成されるが、信頼度オプションでは、プレミアムの金額も事前に定める必要がある。また、指標価格については、流動性の高い市場での価格とする必要がある²⁶。



出所：ACER (2013)

図3 容量メカニズムの分類の例

4. 容量メカニズムの選択肢の比較評価

4.1 容量メカニズムの類型化

これまでに説明してきた容量メカニズムは、いくつかの軸で分類することが可能である。まず、必要な容量を定めてから確保する仕組み（Volume based）か、容量に対する価格を定めて確保する仕組み（Price based）に分類できる。前者に該当するのが、戦略的予備力と容量市場で、後者に該当するのが、容量支払である。さらに、必要な容量を定める仕組みについては、確保する一部の容量を特定する仕組み（Targeted）と、市場全体で確保する容量を定める仕組み（Market-wide）に分かれ、前者が戦略的予備力、後者が容量市場となる。このような分類を図示したのが図3である。ちなみに容量支払は、支払いの対象となる容量を一部の電源等に特定することもできるし、市場全体の容量を対象とすることもできる。

これら容量メカニズムのうち、どれが望ましいのか、という問題については、何を望ましいと考えるかという基準によって異ってくる。実際、電力市場の統合を目指す欧州を見ても、各国で異なる容量メカニズムを導入しているのは、それにどのようなメリットを期待し、どのようなリスクを警戒しているのかが異なるからと言える²⁷。以下では、最近の主要国の動向も踏まえつつ、それぞれが選択されるべき状況について説明する。ただし、信頼度オプションについては、行使価格やプレミアムを実際にどのように決定すべきかで不明な点が多く、「理論上は可能」とされる一方で現実的な導入には障壁があるため、以下の議論では除く。

4.2 容量メカニズムの定性的な比較評価

比較対象となる容量メカニズムの中で、唯一、一部の電源等を特定して、維持するための収入を与える戦略的予備力は、卸電力市場の機能をできる限り活用することを前提とするもので、

²⁵ コロンビアでは、物理的に設備が確保されていることを条件に信頼度契約を利用することが可能である。供給力として提供する3年～7年前から契約が可能であり、1年契約（既存の設備が対象）から20年契約（新規の設備が対象）まである。信頼度契約は中央政府によって集中的に行われるオークションを通じて購入できる。DECC (2011)を参照。

²⁶ コロンビアでは、前日スポット市場の価格がレファレンス価格となっている。DECC (2011)を参照。

²⁷ 電力の単一市場を目指す欧州にとって、各国で異なる容量メカニズムが導入されている現状は必ずしも望ましいものではない。そのため、欧州においては、容量メカニズムに関するコーディネーションをどのように図っていくかが重要な政策課題となっているが、本稿では扱わない。

基本的に全ての電源を対象に容量の価値を認めて、投資を促そうとする他の容量メカニズムとは根本的に異なっている。戦略的予備力は、緊急時に備えながらも、あくまで自由化後の卸電力市場の機能を尊重する場合の選択肢である。電源間での公平な競争が損なわれるものとして、支持しない議論もあるが、もともと卸電力市場の機能を最大限に活用するのが戦略的予備力であり、市場が成熟すれば役割を終えるものである。戦略的予備力では、発電の投資の意思決定をあくまで卸電力価格に委ねるため、EOMに対して言われるように、新規の設備投資を促すことは難しいということが考えられる。特に、卸電力価格に上限規制を課すなど、卸電力市場の機能に制限を加えざるを得ない場合には、戦略的予備力で新規投資を促すことは一層難しくなる。なお、戦略的予備力は、再生可能エネルギーの増加に伴って頻繁に必要なとなるバックアップ電源を確保するという観点からは望ましい制度ではない。

では、戦略的予備力では不十分と考える場合に、残る選択肢は大きく分けると容量支払か容量市場（容量確保義務、容量オークション）となる。しかし、現実に容量市場という仕組みが存在する中で、今後、容量支払を容量市場よりも優れた仕組みとして選択することは考えにくい。容量に支払う価格については全く見当がつかないわけではないにせよ、適正な水準を見極めることは難しく、供給力の確保に大きなリスクを残すことになる。また、必要な容量をめぐっての競争も働きにくい。その価格を政府や規制当局が決めることで、政治リスクや規制リスクが生じることも避けられない。他方、容量市場の場合には、予備率の形で確保すべき容量を決める必要があるものの、適正な予備率については、ある程度、技術的な観点から設定しやすい。また、確保すべき容量に対して、「市場」において競争が働くことも期待できる。

実際にイギリスでは、容量メカニズムの選択に当たって、最初に考慮された選択肢は戦略的予備力と容量市場であった（DECC, 2011）。ドイツでも、現在、選択肢として検討されているのは戦略的予備力と容量市場である。

それでは、広義の容量市場のうち、分散型容量市場（容量義務）と集中管理型容量市場（容量オークション）では、どのような条件のもとでどちらが望ましいのだろうか。分散型容量市場には、市場の透明性が低くなるという問題がある。また、市場参加者が負担する取引費用も大きいと、結果的に競争が十分に働かないことも考えられる。広義の容量市場とはいっても、確保義務を満たさない場合のペナルティ次第で、確保すべき容量が確保できなくなるリスクもある。その点、集中管理型容量市場は、開かれたオークションで価格を決定するので、市場の透明性は高く、また、電源間での競争も働きやすい。

では、集中管理型容量市場が分散型容量市場より望ましいかという点、必ずしもそうとは言えない。集中管理型容量市場ではオークションの結果が極めて重要になるが、その制度設計には、事前に決めるべき要素が多く、それらが相互に作用する複雑さがある。それゆえ、一つの要素に関する誤りがオークションの結果に重大な影響をもたらすリスクがある。また、オークションの結果が制度設計の様々な要素に依存しているということは、市場参加者や規制当局から常に制度設計の不備を指摘され、制度設計の変更が繰り返されるリスクも大きくする。特に制度設計でも重要な要素である確保すべき容量の決定については、政府や規制当局、送電機関などが関与することが多いが、そこに政策的意図が反映されるとなると、政治リ

表1 容量メカニズムに要する費用の比較

	容量メカニズム	容量メカニズムの年間費用			制度適用設備容量 (MW)
		総費用 (百万ユーロ)	発電電力量当たりの費用 (ユーロ/MWh)	制度適用設備容量当たりの費用 (ユーロ/MW/年)	
ギリシャ	容量支払	451	9.18	41,030	11,008
アイルランド	容量支払	529	14.9	78,000	6,778
イタリア	容量支払	100-160	0.5	-	-
スペイン	容量支払	758	2.7	30,506	24,847
スウェーデン	戦略的予備力	12	0.1	6,981	1,726
フィンランド	戦略的予備力	19	0.3	31,216	600
ノルウェー	戦略的予備力	25	0.2	82,753	300
PJM (米国北東部)	容量市場	4,275	5.5	31,401	136,144

出所：European Commission (2013)

スクや規制リスクがもたらされることになる²⁸。

この点、分散型容量市場であれば、様々な調整は事業者同士の交渉に委ねられ、取引の時期も限定されないため、確保時期の直前まで柔軟な対応が可能となる。少なくとも集中管理型よりも、政治リスクや規制リスクは軽減することができる。

詳細にメリットとデメリットを比較して結論を出すことは難しいものの、それぞれの大きな特徴に基づいて考えると、目標とする供給力の確保と、競争による価格低減の効果を重視するのであれば、集中管理型容量市場を選択し、供給力が十分に確保できないリスクよりも、規制リスクを警戒し、制度設計の複雑さに煩わされることを避けたいのであれば、分散型容量市場を選択する、といった場合分けによる選択が考えられよう。

したがって容量メカニズムの選択は、まず戦略的予備力か（広義の）容量市場かの選択があり、後者であれば、重視するメリット・デメリット（リスク）に応じて、集中管理型か分散型の容量市場を選択することになる、と言えよう。

4.3 定量的な比較による補足

これまでは、異なる容量メカニズムを定量的に比較してきたが、実際に選択する場合には、定量的な分析も必要である。異なる容量メカニズムの費用や便益を横断的に比較するためのデータは限られているが、少なくとも費用に関しては、複数の国の容量メカニズムの比較を行ったものがある（表1）。このデータによると、発電電力量当たりの費用では、容量支払を採用している国で相対的に費用が高く、戦略的予備力を採用している国で、安く抑えられていることが分かる。このことは、戦略的予備力の導入が比較的容易であり、卸電力市場への影響を最小限にするものであることと整合的である。

一方、容量メカニズムの導入による便益の評価は複雑で、停電コストなどについての様々な前提条件に基づく計算が必要である。容量メカニズムは、安定供給に貢献するメリットだけでなく、十分な供給力を確保した状態で卸電力取引が行われるため、卸電力価格が低下するという効果もある。これは、容量メカニズムによる供給側のメリットを減ずるものであるが、消費者にとっては容量メカニズムの導入に伴う費用の負担を和らげるものとなる。しかし、このような価格低下のメリットを定量化することも難しく、今後の課題として残されている。

²⁸ このような集中管理型容量市場のリスクは、制度設計ワーキンググループで提案され、広域的運営推進機関が実施するとされる「電源入札制度」においても懸念される。

5. 容量メカニズムの導入過程に関する考察

これまで、容量メカニズムの導入については、いくつかの選択肢のうち、どれを選ぶべきか、という視点で議論してきた。どの選択肢が望ましいかは、国や地域によって異なる様々な条件にも依存する。しかし、それらを事前に見極めることは困難であり、結果的に、容量メカニズムの場合、何れの選択肢であっても、それが実際に有効に機能するかどうかという点で不確実性が大きい。その場合、ある特定の容量メカニズムを選んで、その導入を進めていくという考えただけでは、中長期的に望ましい制度の導入を図っていくことが難しいかもしれない。容量メカニズムの制度そのものの不確実性を前提とすると、その導入過程において対策を講じておくことが重要である。

第一に、何らかの容量メカニズムを導入するとしても、卸電力市場が市場として最大限に機能するために必要な課題の解決にも同時に取り組むべきである。具体的には、政治的な理由による価格の上限などは設けたりせず、需給ひっ迫時には価格が高騰する可能性を排除しないようにすべきである。それが社会的に受容されるためには、市場価格の高騰を抑制し、供給不足を合理的に回避する手段としてのデマンドレスポンスが卸電力市場の中でより積極的に活用されるようにすることが重要となる²⁹。また、先物取引などの市場参加者にとってのリスク管理の手段が充実してくる必要もあるだろう。これらの取り組みによって、できる限り卸電力市場を通じた供給力の確保が図られる

ようにしておくことは、不確実性を伴う容量メカニズムに依存する度合いを小さくし、その制度設計に伴うリスクを軽減するという意味で重要な役割を果たすのである。

その上で、第二に、将来的に卸電力市場のみ（EOM）で十分な供給力を確保することが可能と判断できれば、制度設計のリスクを抱える容量メカニズムを廃止して、EOMの状態に戻れるようにすべきである。すなわち、何らかの容量メカニズムを導入するとしても、一定期間の後、それを廃止して、EOMに戻るという選択肢を常に残しておくべきである³⁰。

第三に、容量メカニズムのような新しい制度の導入は、いわば不確実性の下での不可逆的な投資の問題として考えることができ、その場合、制度設計のリスクを管理しながら目的を達成するためには、導入が比較的簡単で、また廃止もしやすい容量メカニズムから先に検討しておいて、一度、導入に着手したら廃止しにくくなる不可逆的な容量メカニズムほど、慎重に検討し、その必要性を見極めるべきである。また、ある条件のもとで一つの制度を導入して、期待される効果が得られなかったり、リスクが大きすぎたりすることが分かった場合には、その時点でより望ましいと考えられる別の制度へと円滑に移行できるようにしておくべきである。これは、異なる容量メカニズムの検討に際しては、検討すべき順番も重要となることを意味している。

具体的には、まず、戦略的予備力の導入を検討すべきである。戦略的予備力は、対象を一部の電源に限定しており、平常時は、卸電力市場

²⁹ もっとも、デマンドレスポンスが十分に活用できるような仕組みを整備するためには時間がかかることに留意すべきである。また、デマンドレスポンスがあれば容量メカニズムは必要ない、といったことを主張するわけではない。

³⁰ このような考え方は Eurelectric (2011)においても示されている。具体的な例として、イギリスの容量市場については、10年後には継続の必要性について検討するとの規定がある。他方、米国の容量市場は、今のところ、そのような可能性は議論されておらず、継続することが前提となっている。

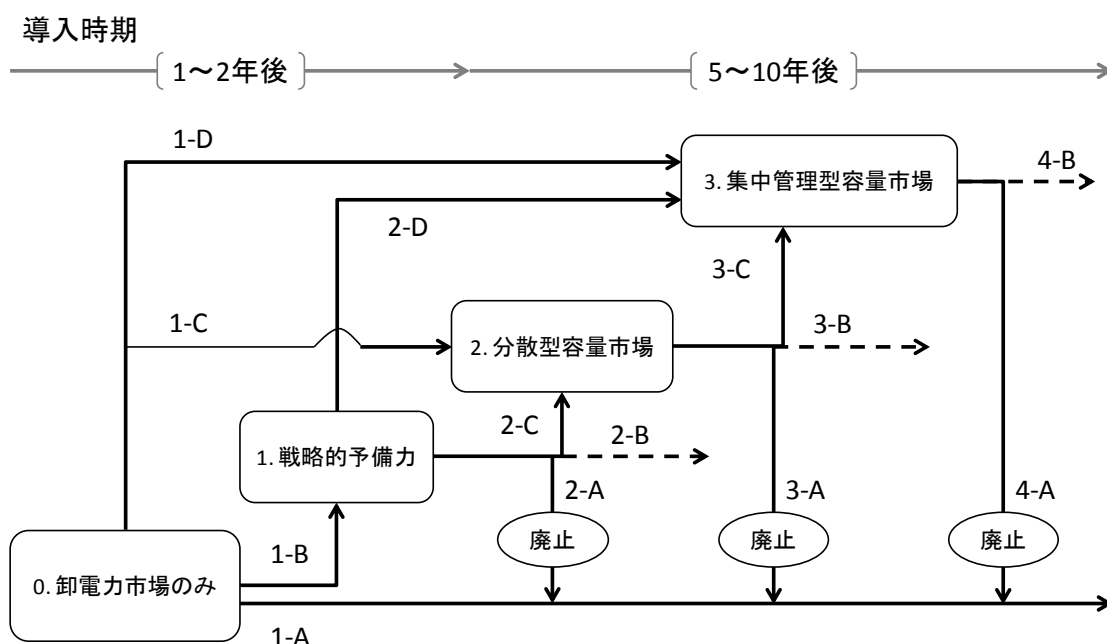


図4 容量メカニズムの導入シナリオ

の価格シグナルを重視する仕組みであることから、容量市場よりも廃止しやすい制度である。実際、戦略的予備力を導入している国では、卸電力市場が十分に機能するまでの、過渡的な制度と位置づけられている³¹。不可逆性の強い容量市場の導入を検討するよりも先に戦略的予備力で、問題の解決が図られるかどうかを見極めることが重要である。

また、戦略的予備力は、比較的短期間（1～2年）で導入することが可能である一方で、集中管理型容量市場の導入には、オークションの制度設計に、数年単位の準備期間が必要である。この場合、最初に戦略的予備力を導入しておきながら、その間に容量市場の導入の準備を進める、といった導入プロセスを考えることもできる。

次に、容量市場の導入を検討する場合は、広

義の容量市場のうち、比較的容易に導入が可能な分散型容量市場を先に検討すべきである。集中管理型容量市場は、制度設計が複雑で、その有効性を見極める時間も必要である。最初に分散型容量市場を導入しておくことで、そのような時間を確保できるのと同時に、市場参加者も容量の取引の経験を積むことができれば、仮に将来、集中管理型容量市場を導入する場合でも、その経験を活用できるというメリットがある。

このように、ある程度合理的な検討の順序を踏まえつつ、一つの制度から別の制度への移行、あるいは、廃止して卸電力市場のみの状態への回帰など、様々な対応の可能性を網羅したのが図4である³²。図4の左下の「0. 卸電力市場のみ」は、いずれの容量メカニズムも導入されていない、EOMの状態を示している。この状態にお

³¹ スウェーデンの戦略的予備力も、期限付きの措置である。ただし、導入当初に予定していた期限を延長しており、現在は2020年までとなっている（NordREG, 2009）。

³² 前節の議論を踏まえて、図では、容量支払を導入する可能性は考慮していないが、そのような選択肢ももちろん考えられる。その場合は、戦略的予備力と分散型容量市場間の選択肢として位置付けられるであろう。なお、実際にイタリアでは、容量支払から容量市場への移行を検討しているとされる。

いては4つの選択肢があることを1-Aから1-Dまでの矢印で表している。例えば、1-Aは、このままEOMの状態を継続する選択肢であり、1-Bは、「1. 戦略的予備力」を導入する選択肢である。最初から、分散型容量市場や集中管理型容量市場の導入を目指す1-Cや1-Dといった選択肢も考えられるが、実際の導入には時間がかかることを反映して、図ではやや右側に位置をずらしている。

「1. 戦略的予備力」を導入した状態からも、4つの選択肢が残されていると考えられる。まずは戦略的予備力を廃止して、EOMに戻る選択肢(2-A)がある。しばらく戦略的予備力を継続する選択肢(2-B)もあるが、これは永久に継続するものではないという意味で点線としている。戦略的予備力から、「2. 分散型容量市場」(選択肢2-C)や「3. 集中管理型容量市場」(選択肢2-D)への移行は十分に考えられる。これは、当面の間、容量メカニズムとしては戦略的予備力を暫定的な措置として導入し、その後、状況に応じて容量市場の導入を図るというプロセスである。実際、ドイツの電気事業者は1-Bから2-Cという導入過程を検討している³³。また、イギリスでは、容量市場の導入を決定した後で、オークションを通じて容量が確保されるまでの間、戦略的予備力と同様の仕組み(Supplemental Balancing Reserve, SBR)を導入することになっている。

分散型容量市場を選択した場合も、EOMに戻る選択肢(3-A)、当面、分散型容量市場を継続する選択肢(3-B)もある。分散型容量市場で

³³ ドイツの大手電力会社は、当初は、容量市場の導入には消極的で(CREG, 2012)、戦略的予備力を支持していた。しかし、その後、E.ONやRWEおよびノルウェー資本のStatkraftは、戦略的予備力よりも容量市場の導入に前向きになっていた(ICIS, 2013)。ただし、スウェーデン資本のVattenfallは、容量市場に反対で、本国で採用されている戦略的予備力を支持している(Caldecott and McDaniels, 2014)。

は問題が大きく、しかも依然としてEOMでは十分な供給力の確保が見込めない場合には、「4. 集中管理型容量市場」に移行する選択肢(3-C)が考えられる。いずれの選択肢からであれ、「4. 集中管理型容量市場」の導入に踏み切った後は、最終的に廃止してEOMに戻る選択肢(4-A)³⁴と、当面、継続していく選択肢(4-B)が残される。なお、集中型容量市場から分散型容量市場や戦略的予備力への移行は必ずしも不可能ではないが、これまでの議論からは考えにくく、特に最初から考慮する必要はないと思われる。

このように、状況に応じて柔軟な対応をとることのできる導入過程を念頭に置いて容量メカニズムの選択肢を検討していくことは、制度設計に伴うリスクを管理しながら、望ましい制度を実現するために有用と考えられる。

6. 結語

本稿では、わが国の電力システム改革において議論されている容量メカニズムの導入のあり方について、特に欧州で検討されてきた様々な選択肢を踏まえつつ論じてきた。

容量メカニズムには、いくつかの制度の選択肢があり、例えば、欧州では国によって異なるメカニズムが導入されている。本稿では、それぞれにメリットとデメリットがあることを示したが、一般に容量支払が最も望ましいオプションとはなりにくい、といったことを除けば、それぞれに制度設計の難しさを抱えており、どれが望ましいかは一概には言えない。すなわち、わが国にとって、どのような容量メカニズムが最も望ましいかという問題は、その導入によって、どのようなメリットを期待し、どのような

³⁴ 容量市場の場合、価格がゼロの状態が続けば、事実上、廃止と同じことになるかもしれない。ただし、実際にそのような状況を受け入れられるかどうかは別問題である。

リスクを懸念すべきか、という条件に依存する。

また、容量メカニズムには、制度設計における人為的な要素が大きく、期待通りに機能するとは限らないという意味で不確実性がある。このような状況においては、望ましい制度を一つに限定せず、将来において次の選択肢を残しておくような導入プロセスの工夫も重要となる。現在、欧州で検討されている容量メカニズムの例でいえば、当面は、戦略的予備力を導入して、緊急時にも安定供給を確保しつつ、卸電力市場が有効に機能するかどうかを見極めながら、容量市場のような本格的な容量メカニズムの導入の準備を進めておく、といったことが考えられる。また、容量市場についても、当初は、分散型容量市場を導入しておいて、その後で、集中管理型の容量市場の導入を検討する、といったプロセスも考えられる。もちろん、分散型容量市場が有効に機能すれば、そのまま継続したり、あるいはそれまでに卸電力市場が有効に機能する状態になっていけば撤廃したりするといった選択も可能である。このように常に選択肢を残しておくということは、そのための追加的コストが生じる点に留意する必要があるが、それは、容量メカニズムの導入に伴うリスクを管理するためのコストといえる。そのようなコストを負担して「制度改革のリスクマネジメント」をしていくことが、容量メカニズムのような不確実性の大きい制度の導入には不可欠と考えられるのである。

もっとも、その道のりは困難であることが予想される。しかし、様々な問題があるからと言って、発電事業を完全に規制の下に戻すことも現実的ではない。改革を進めていく中で、効率的に安定供給を維持していくためには、電力システムの運用と計画に関わる技術（ハード）だけでなく、制度設計（ソフト）にもイノベーションが求められる。

参考文献

- [1] ACER (2013). “Capacity Remuneration Mechanisms and the Internal Market for Electricity,” Agency for the Cooperation of Energy Regulators.
- [2] BDEW (2013). “Design of a decentralized capacity market,” Position Paper, BDEW German Association of Energy and Water Industries.
- [3] Bertsch, J., C. Growitsch, S. Lorenczik, and S. Nagl (2013). “Do we need an additional market for flexibility in the electricity system? – A system-economic analysis for the Europe,” Conference Paper, Beiträge zur Jahrestagung des Vereins für Socialpolitik 2013: Wettbewerbspolitik und Regulierung in einer globalen Wirtschaftsordnung - Session: Market Theory and Applications, No. E14-V2.
- [4] Caldecott, B. and J. McDaniels (2014). “Stranded generation assets: Implications for European capacity mechanisms, energy markets and climate policy, Working Paper, Stranded Assets Programme, Smith School of Enterprise and the Environment, University of Oxford.
- [5] Cervigni, G. (2013). “Generation capacity adequacy in Europe: What economic rationale for Capacity Remuneration Mechanisms?” A CERRE study.
- [6] Cervigni, G. and T. Niedrig (2011). “Capacity Markets: Relevant for Europe and appropriate for Germany?” FORMAET
- [7] CREG (2012). “Capacity Remuneration Mechanisms” Study (F) 121011-CDC-1182.
- [8] DECC (2011). “Planning our electric future: a White Paper for secure, affordable and low-carbon electricity.”
- [9] Eurelectric (2011). “RES Integration and Market Design: Are Capacity Remuneration Mechanisms Needed to Ensure Generation Adequacy?”
- [10] European Commission (2013). “Generation Adequacy in the internal electricity market – guidance on public interventions,” Commission Staff Working Document.
- [11] Federico, G. and X. Vives (2008). “Competition and Regulation in the Spanish Gas and Electricity Markets,” Reports of the Public-Private Sector Research Center.
- [12] Gottstein, M. and S.A. Skillings (2012). “Beyond Capacity Markets – Delivering Capability Resources to Europe’s Decarbonised Power System,” Regulatory Assistance Project.
- [13] Hogan, M., and M. Gottstein (2012). “What Lies ‘Beyond Capacity Markets’? Delivering Least-Cost Reliability Under the New Resource

- Paradigm.” A straw man proposal for discussion, Brussels. Regulatory Assistance Project.
- [14] ICIS (2013). “Capacity market could flatten German electricity prices,” News article, June 28, 2013.
- [15] Matthes, F.C., B. Schlemmermeier, C. Diermann, H. Hermann, and C. von Hammerstein (2012). “Focused capacity markets: A new market design for the transition to a new energy system,” A Study for the WWF Germany environmental foundation.
- [16] Nordel (2009). “Guidelines for Implementation of Transitional Peak Load Arrangements (Updated)”
- [17] NordREG (2009). “Peak Load Arrangements: Assessment of Nordel Guidelines,” Report 2/2009.
- [18] NordREG (2010). “Assesment of Nordel’s revised Guidelines for transitional peak load arrangements.”
- [19] Pérez-Arriaga, I. (2013). “Generation capacity adequacy: What economic rationale for support mechanisms?” in Waddams C. (ed). Europe’s wholesale electricity markets: future regulatory perspectives and challenges, Policy Paper, Centre on Regulation in Europe.
- [20] Svenska Kraftnät (2007). “The Swedish Electricity Market and the Role of Svenska Kraftnät”.
- [21] Vázquez, C., C. Batlle, M. Rivier, and I.J. Pérez-Arriaga (2003). “Security of Supply in the Dutch Electricity Market – The Role of Reliability Options, Report IIT-03-084IC, Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas.
- [22] 後藤美香, 古澤健, 服部徹 (2014). 「欧州における容量メカニズムの動向と課題」電力中央研究所報告 Y13013.
- [23] 服部徹 (2008). 「電力取引と供給力の確保—米国北東部における容量市場導入の経緯と最新動向—」, オペレーションズ・リサーチ, 7月号, 33-38.
- [24] 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.
- [25] 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.
- [26] 古澤健 (2013). 「ドイツの再生可能エネルギー電源普及に伴う影響—卸電力市場の価格と系統運用の再給電指令」 電力中央研究所報告 Y12009.
- [27] 山本隆三・戸田直樹(2013). 「電力市場が電力不足を招く, missing money 問題 (固定費回収不足問題) にどう取り組むか」 IEEI Discussion

Paper 2013-001, 国際環境経済研究所.

服部 徹 (はっとり とおる)
電力中央研究所 社会経済研究所

米国PJMエネルギー市場における市場支配力監視の設計と課題

—局所的市場支配力の緩和策と市場評価—

The policy design and issues of market power monitoring in the PJM energy market:
The mitigation of local market power and market assessment

キーワード：市場支配力監視，局所的市場支配力，Three Pivotal Supplier Test，入札上限規制

井上 智弘

規制撤廃後の卸電力市場において、低廉で安定的な電力供給を実現するためには、競争が機能しなければならない。そのためには、市場支配力の行使を防ぐ仕組みが不可欠となる。本稿では、競争的な市場と評価される米国PJMのエネルギー市場における局所的市場支配力の緩和策(Three Pivotal Supplier Testに基づく入札上限規制)と市場評価に注目し、その導入経緯と制度設計を調査することにより、市場支配力探知が直面する課題と、それに対する制度設計上の対応について調査を行う。それにより、市場支配力探知には過剰検出・過少検出のリスクが内在するため、適正な探知と緩和は困難な課題であり、制度設計には試行錯誤が必要となることと、それでも市場支配力の抑制が適正になるとは限らないため、継続的な競争評価が欠かせないということを明らかにする。

1. はじめに
2. 卸電力市場における市場支配力
 - 2.1 経済理論における市場支配力
 - 2.2 電力の特殊性と市場支配力
 - 2.3 市場支配力の指標
3. PJM エネルギー市場における市場支配力監視政策
 - 3.1 PJM のエネルギー市場
 - 3.2 市場支配力監視政策
 - 3.2.1 局所的市場支配力の緩和策
 - 3.2.2 市場評価
4. 局所的市場支配力の緩和策の課題
 - 4.1 閾値の設定
 - 4.1.1 「3者結託」の主要供給者グループ
 - 4.1.2 「1.5倍以下」まで含める関連市場
 - 4.2 TPS Testの結果と入札上限規制
 - 4.3 緩和策のルール化と事後的検証
 - 4.4 過剰検出と過少検出のバランス
5. おわりに

1. はじめに

わが国で現在進められている電力システム改革は、電力産業に市場原理を導入することによって、「低廉で安定的な電力供給」を実現することを目的とする。2013年2月に発表された『電力システム改革専門委員会報告書』では、その一環として卸電力市場の活性化が掲げられており、そのために、卸規制の撤廃や電力先物市場の創設を進めるとしている。

しかし、市場競争が必ず低廉な電力価格をも

たらすとは限らない。その一因として、発電事業者による市場支配力の行使がある。改革後の卸電力市場では、原則的には自由な価格設定が可能であるため、市場支配力を持つ事業者が入札価格を引き上げることで、市場価格は発電の限界費用を上回る。場合によっては、改革前よりも電力価格が高くなる可能性もあるため、市場支配力の行使をどう防ぐかは、電力システム改革の成否を左右する問題である。

そのため、規制撤廃後の卸電力市場における競争状態については、先の報告書において、「真

に競争的な市場が実現しつつあるのかどうか、客観的な立場からの監視がなされる必要がある」(25頁)とされている。自由化で先行する欧米の電力市場では、監視する指標として、伝統的な市場シェアやHerfindahl-Hirschman Index (HHI) だけでなく、様々な指標を用いて市場支配力の分析を行っている。ただし、どの指標を用いても、単独で市場支配力の有無・行使を完全に捕捉することはできず、電力システム改革小委員会(2013)が指摘するように、各指標を多面的に用いて評価することが必要となる。

わが国においても、これらのうちのいくつかを用いて、市場支配力の有無・行使を監視することになると考えられる。そのため、どの指標を用いてどのように監視すべきかについて、議論が行われることになるだろう。その議論に先駆けて、本稿では米国の独立系統運用者・地域送電機関(Independent System Operator / Regional Transmission Organization, ISO/RTO)の1つである、PJM Interconnection (PJM)の運用するエネルギー市場における市場支配力の監視に注目する。PJMのエネルギー市場は1990年代後半に創設され、市場支配力監視については10年以上の実績を持つ。その監視政策の導入経緯と制度設計を調査することにより、市場支配力の探知が直面する課題と、それに対する制度設計上の対応について明らかにすることが、本稿の目的である。

PJMの運用する卸電力市場は、欧米で最も整備が進んでいる市場の1つである。エネルギー市場は、その中でも電力量(kWh)を取引する市場であり、全ての米国ISO/RTOで運用されている。ISO/RTOの卸電力市場は、このエネルギー市場の他、送電混雑による価格変動リスクをヘッジするために、混雑料金収入を受け取る権利を取引する金融的送電権市場、安定供給に必要な周波数調整能力等を取引するアンシラリーサービス市場、供給力確保のための容量市場

によって形成される¹。その中心となるのがエネルギー市場であり、その他の市場は、エネルギー市場を補完するために創設されたものと言える。したがって本稿では、エネルギー市場における市場支配力監視政策に注目する。

本稿の構成は以下ようになる。次章では、卸電力市場において市場支配力が問題となる原因について、電力の特殊性を踏まえて確認する。第3章では、PJMのエネルギー市場について概観するとともに、市場支配力監視政策について紹介する。監視政策は、市場支配力の緩和策と競争状況の評価に分けることができる。潜在的な市場支配力を検出し、行使を抑制するという意味では、市場支配力の緩和策が重要となるため、第4章ではそこに注目し、制度設計の課題について述べる。最後に第5章で、卸電力市場における市場支配力監視政策について、得られた示唆をまとめる。

2. 卸電力市場における市場支配力

2.1 経済理論における市場支配力

市場参加者が市場支配力を行使する価格設定者であるとき、その市場は不完全競争となる。市場支配力とは、市場参加者が市場価格をコントロールする能力のことを指す。市場支配力を行使できる企業は、自身の利潤最大化のため、市場価格を限界費用よりも高い水準に設定することが可能である。それにより、市場支配力を行使しない場合と比べて、高い利潤を得ることができるものの、消費者余剰は低下する。さらに、市場全体の総余剰も低下することから、市場支配力の行使により、市場競争による効率化の利益は損なわれる。

¹ ISO/RTOの卸電力市場の制度設計については、服部(2013)を参照されたい。

また、市場支配力の大きさは状況に応じて異なる。仮に市場支配力が行使されても、その影響が小さければ、総余剰の低下は少ない。そこで、市場支配力の大きさを測り、それに応じた対策を採ることが重要となる。

経済学に基づいた市場支配力の指標として、ラーナー指数がある。企業 i のラーナー指数 L_i は次のように定義される。

$$L_i = \frac{P - MC_i}{P}$$

P は市場価格、 MC_i は企業 i の限界費用を表す。市場支配力が行使されず、価格と限界費用が一致する場合には $L_i = 0$ となり、総余剰が最大になる。市場支配力の行使によって価格と限界費用の乖離が大きくなるほど、 L_i は増加する²。

ここで、企業 i の直面する残差需要を $Q_i(P)$ とすると、ラーナー指数は次のようになる。

$$L_i = \frac{P - MC_i}{P} = -\frac{1}{Q_i'(P)P/Q_i(P)} = \frac{1}{\varepsilon_i^d}$$

ε_i^d は企業 i の残差需要に対する価格弾力性を表す。これは、企業 i が独占企業の場合には、市場全体の需要の価格弾力性 ε^d と一致するが、複数企業が存在する場合には、市場価格に対する他企業の反応にも影響を受ける。Landes and Posner (1981) に従い、最も基本的なケースとして、企業 i が支配的企業であり、他の企業が企業 i の設定する価格に対して価格受容者（競争的周辺企業）として行動する場合を想定すると、

$$L_i = \frac{1}{\varepsilon_i^d} = \frac{S_i}{\varepsilon^d + \varepsilon_i^s(1 - S_i)} \quad (1)$$

となる。 S_i は企業 i の市場シェア、 ε_i^s は競争的

周辺企業の供給の価格弾力性を示す。

(1)式より、企業 i の市場支配力は、①市場シェアが大きいほど、②市場全体の需要の価格弾力性が小さいほど、③競争的周辺企業の供給の価格弾力性が小さいほど、大きくなると言える。したがって、市場シェアに注目するだけでは不十分であり、需要・供給の価格弾力性を考慮する必要がある。

2.2 電力の特殊性と市場支配力³

電力という財を前提として、(1)式に示した市場支配力の大きさを決める3つの要因を見ると、電力市場の市場支配力は他の財市場に比べて大きくなるということが見えてくる。その中でも、市場シェアは最も基本的な市場支配力の指標であり、理論的にも市場支配力と密接に関連しているため⁴、以下では、①市場シェア、②市場全体の需要の価格弾力性、③競争的周辺企業の供給の価格弾力性の順に見ていく。

①市場シェア

電力では、送電線でつながる範囲を市場として扱うものの、必ずしも、つながっている範囲全体で市場支配力を測定することが適切であるとは限らない。なぜなら、送電制約により、範囲内の他地域に電源を持つ発電事業者から常に供給を受けられるとは限らず、送電混雑が発生すると、他地域とは市場が分断される可能性があるためである。このような市場は局所的市場 (local market) と呼ばれる。特に、電力需要が大きくなるピーク時間帯には、送電混雑が発生しやすくなり、他地域からの電力供給が制

² 経済理論上は、 $P = MC_i$ となる水準において、適切な設備投資が行われる。ただし現実には、供給信頼度を維持するために、一定の供給予備力が必要となる。したがって、予備電源の設備投資を想定すると、 $P = MC_i$ では固定費が回収できなくなる可能性はある。

³ 以下の議論は、服部 (2002) の 3.3 節に基づく。

⁴ 市場シェアに基づいて計算される HHI と、各事業者の市場シェアで加重平均した市場全体のラーナー指数は、密接に関連している (三枝, 2013: Appendix)。

限されるため、地域内に発電所を持つ事業者の市場シェアが高まることになる。

局所的市場においては、他の供給者による代替は限定されるため、市場価格を引き上げやすくなる。そのため、送電線でつながっている範囲全体では、発電事業者が多く存在し、市場支配力が問題とならない場合であっても、局所的市場では問題となり得る。このように、電力では、市場全体における各事業者のシェアだけでなく、送電混雑によって生じる局所的市場におけるシェアも重要な指標となる。

②市場全体の需要の価格弾力性

電力は必需財であるとされ、これは需要の価格弾力性が小さい財であることを示す。したがって、各供給者の市場シェアが同じでも、他の財市場に比べて、市場支配力が大きくなりやすいと考えられる。

③競争的周辺企業の供給の価格弾力性

ある発電事業者が供給量を減らして価格を引き上げようとしても、代わりに他の事業者が供給量を増やせば、市場価格は上昇しない。つまり、競争的周辺企業による電力供給が価格に対して弾力的に変化する場合、市場支配力は小さくなる。しかし、需要ピーク時には、多くの発電事業者は供給余力を持たないため、価格の上昇に対して電力供給が非弾力的になる。また、電力の貯蔵には費用がかかるため、価格の変化に応じて柔軟に供給力調整を行うことは難しい。送電混雑が生じる地域においては、他地域からの電力供給が制限されるため、供給の価格弾力性はさらに小さくなり、市場支配力が大きくなる。

以上のように、電力市場は市場支配力が大きくなる特徴を備えている。ゆえに、市場原理の導入によって、発電事業者間の競争が促され、

電力価格が低下する、という完全競争市場の論理が、単に規制の撤廃のみで成立するとは言えない。そこで、欧米の卸電力市場には監視機関が置かれ、多様な指標を用いて、市場支配力の分析が行われている。

2.3 市場支配力の指標⁵

表1は、欧米の卸電力市場で用いられている市場支配力の指標である。大きく分けると、市場シェアやHHI等を用いる市場構造分析、入札価格と限界費用に基づくラーナー指数や、発電電力量に基づく指標の計測等による発電事業者の行動分析、そして、モデルに基づいた市場結果のシミュレーション分析の3つがある。

市場構造分析が潜在的な市場支配力の検出に用いられるものであるのに対して、事業者行動分析は実際に行使される市場支配力を検証するために行われる。前者の多くは、市場支配力の存在を事前に探知する一方で、後者の多くは、実際に行使されたか否かを検証するものである。シミュレーション分析は、モデルを用いて市場支配力の行使を検証したり、市場成果を予測したりするものであるが、モデルの前提条件を適切に設定することが難しく、指標の計算も容易ではない。

潜在的な市場支配力の探知方法としては、伝統的に市場シェアとHHIが用いられてきたが、電力市場では近年、Pivotal Supplier Index (PSI) やResidual Supply Index (RSI) という新たな指標を用いた市場監視も行われている。これらは、満たすべき需要に対して、供給力がどれだけ上回っているのかを計算し、その超過供給分と各事業者の供給力の大小関係から、その事業者が需要を満たすために不可欠であるか否かを測

⁵ 以下の議論は、Twomey et al. (2005)に基づく。

表1 市場支配力の指標

市場構造分析 (市場支配力の 潜在性)	市場シェア	<ul style="list-style-type: none"> 一般的な市場占有度指標で、25%程度が市場支配力の懸念を強める閾値 地域性や、発電と設備容量、季節性等の適切な考慮が必要
	HHI (Herfindahl-Hirschman Index)	<ul style="list-style-type: none"> 市場参加者の市場シェアの二乗の総和で、単一企業ではなく市場全体の集中度を図るもの
	PSI (Pivotal Supplier Index)	<ul style="list-style-type: none"> 需要を満たすために、ある発電事業者が不可欠か否かを、発電事業者の設備容量と取引市場の超過供給分を比較するもの。結果は1か0で示され、固定的ではなく時間帯によって異なる
	RSI (Residual Supply Index)	<ul style="list-style-type: none"> 米 CAISO により開発された指数で、PSI に似ているが、結果が1か0ではなく、連続値として示される 特定の発電事業者の発電容量を除外した、残りの供給力を需要量で除して算出
	RDA (Residual Demand Analysis)	<ul style="list-style-type: none"> 市場支配力を行使するインセンティブを計測するもの。需要カーブから、他社の供給カーブを引き当てた、残りの需要のカーブの価格弾力性を使用するもの
事業者行動分析 (市場支配力の 行使)	ラーナー指数	<ul style="list-style-type: none"> 市場支配力の行使を、発電事業者の市場への入札価格と限界費用の比較で見えるもの 競争市場では限界費用ベースの入札がなされるとの前提にたったもの
	純収入基準値分析 (Net Revenue Benchmark Analysis)	<ul style="list-style-type: none"> 純収入を分析し、市場支配力の行使により異常な収入を得ていないかを見るのに加え、ピーク電源が市場から固定費回収が可能かどうかを見ることで、投資インセンティブが機能しているかを評価
	経済的出し惜しみ	<ul style="list-style-type: none"> 電力を売ることによって利益を得ることができるにも関わらず、売らないことは市場支配力を行使したことになるとの見解に基づき、市場価格で利益が得る発電機の出力と実際の発電量を比較するもの
	物理的出し惜しみ	<ul style="list-style-type: none"> 売り渋りが市場支配力を行使したことになるとの見解に基づくのは、経済的出し惜しみと同様。物理的出し惜しみでは、計画停止等を除き、過去の実績と比較し発電機の停止率の恣意性を分析するもの
シミュレーション 分析	競争市場ベンチマーク分析	<ul style="list-style-type: none"> 全ての企業が市場支配力を行使せず、市場価格に従って行動した場合の市場価格をシミュレートし、その価格と実際の市場価格を比較するもの
	寡占シミュレーションモデル	<ul style="list-style-type: none"> 市場集中度、需要弾力性、供給カーブ入札、先渡し契約、送電制約等をひとつのモデルに統合し、ゲーム理論を用い、コストデータで調整することで、市場価格やラーナー指数を推測するもの

出所) 電力システム改革小委員会 (2013): 47頁。

る。したがって、単に供給力だけを見るのではなく、満たすべき需要を考慮した指標である。その一方で、従来の指標では用いない需要データも必要とするため、指標の計算は複雑となる。さらに、PSIやRSIもそれだけで市場支配力を適切に検出できるとは言えない。電源は短期的には移動しないため、局所的市場における競争相手は固定化される。その中で取引が繰り返されるため、卸電力市場においては、供給者間の暗黙の結託が生じやすいと考えられる。そのため、供給者間の結託は市場支配力の重要な要因であるが、PSIやRSIでは結託が想定されていない (Twomey et al., 2005: p.38 Table 3)。

また、伝統的な指標と新たな指標のどちらも、どの範囲の供給者を関連市場⁶ (relevant market) に含めるのか、という市場画定の問題は存在する。一般に、関連市場の範囲を狭めるほど供給者数は減り、市場支配力は検出されやすくなる。逆に、範囲を広げるほど供給者数は増え、市場支配力は検出されにくくなると考えられる。

⁶ 関連市場とは、財・サービスの供給行動が相互に影響を及ぼし得る供給者の競争する市場である。代替関係にある財・サービスの供給者は、同一の関連市場で競争するとされる。

以上のように、市場構造分析には、潜在的な市場支配力を事前に検出できるという利点がある一方で、顕在化していない市場支配力を対象とするため、正確な検出が難しいという欠点もある。これは偽陽性 (false positive) ・偽陰性 (false negative) という市場支配力探知の根源的な問題とかわわっている。偽陽性は市場支配力の過剰検出、偽陰性は過少検出のことである。上述の関連市場について見ると、市場の範囲を狭めるほど過剰検出 (過少検出) のリスクは上昇 (低下) し、広げるほどそのリスクは低下 (上昇) する。

市場支配力を過剰にも過少にも検出するリスクが存在するため、市場構造分析だけで、それを適切に検出することは難しい。そこで、欧米においては、事業者行動分析やシミュレーション分析も用いた、多面的な分析が行われている。さらに、表1にはないが、Twomey et al. (2005) は、送電制約下で行使される市場支配力についても言及しており、市場支配力分析における送電監視の重要性を指摘している。局所的市場では、市場支配力が大きくなりやすいだけでなく、送電混雑によって、他地域から十分な電力供給を受けられなくなり、一時的に供給力不足が発

生することもあり得る。そのような場合には、市場が競争的であっても、需給のひっ迫を反映して、価格が限界費用を上回る。それによって供給者は追加的な収入を得ることになるが、それは希少レントであり、追加的な発電設備への投資に充てられるべき収入である。この価格上昇は、供給力不足のシグナルであり、希少価格設定 (scarcity pricing) として認められるべきものである。しかし、価格が限界費用を上回るといふ点では、市場支配力行使の結果と変わらない。特に、局所的市場では市場支配力が大きくなりやすく、それによって電力価格が上昇することもあるため、両者を識別することは難しい。

3. PJMエネルギー市場における市場支配力監視政策

競争的な市場として評価されているPJMのエネルギー市場においても、市場支配力は些末な問題ではない。エネルギー市場全体に適用される市場支配力の緩和策はないものの、局所的市場における潜在的な市場支配力は問題となっており、緩和策が採られている。そこで本章では、PJMにおける市場支配力監視に注目し、特に、局所的市場支配力の緩和策について見ていく。PJMの市場支配力監視は、局所的市場支配力の緩和策と市場全体・局所的市場の両方における競争評価から成る。以下では、監視政策について述べる前に、PJMのエネルギー市場について概説する。

3.1 PJMのエネルギー市場⁷

PJMに限らず、米国ISO/RTOの運用するエネルギー市場の大半は、前日市場とリアルタイム

⁷ 以下の説明は、Lambert (2001)の第5章、服部 (2013)の第3章、古澤ほか (2014)の付録Eに基づく。

市場から成る。前日市場は、実取引の1日前の時点で、需給のスケジュールを確定させる市場であり、リアルタイム市場は、最終的な需給調整取引を行う市場である。前日市場で決まったスケジュールに変更の必要が生じた場合には、リアルタイム市場での入札を通じて、調整をすることができる。

どちらの市場においても、系統制約を考慮した経済負荷配分⁸ (security constrained economic dispatch) を用いて、系統内の地点 (ノード) ごとに、地点別限界価格 (Locational Marginal Price, LMP) が決定される。LMPは発電の限界費用、送電混雑費用、限界損失費用の合計であり、地点ごとに\$/MWhで表される。

発電の限界費用は、送電混雑と限界損失を考慮しない場合に、供給側の入札と需要側の入札によって決まる需給均衡価格 (エネルギー価格) であり、PJMにおける全てのノードで同じ価格となる。LMPは、このエネルギー価格に、送電過負荷の解消に必要な費用である送電混雑費用と、発熱等による送電損失を補償するための限界損失費用を地点別に加算したものである⁹。

前日市場では、自己供給計画や相対取引計画等と、実需給の前日正午までに行われた供給側・需要側の入札に基づき¹⁰、1時間ごとのLMP

⁸ 服部 (2013)の脚注14を参照されたい。

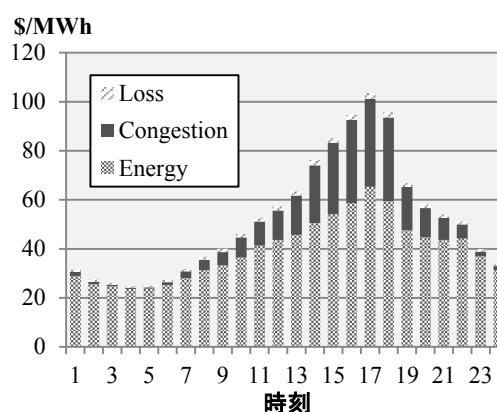
⁹ 送電制約が存在しない場合、LMPはその時間帯で稼働する電源の費用または入札価格の最も高いものと一致し、単一の市場価格となる。送電制約が存在する場合には、電力量を送電線の運用容量以下に抑えるために、PJMは、メリットオーダーから外れる電源を入れて再度負荷配分を行う。そのとき、LMPは負荷配分を組み替えたことによる費用と混雑地点への送電費用を反映したものととなる。送電混雑が発生するとき、混雑費用は需要ノードと供給ノードのLMPの差と一致する (Lambert, 2001: p.107)。

¹⁰ 発電事業者は、Manual 15 (Cost Development Guidelines) で定義される費用ベースの入札 (cost-based offer) を行うことを求められる。これは、後述する入札上限規制における上限価格である。また、\$1,000/MWhを上限とする市場ベースの入札 (market-based offer) を行うことも認められている。通常

が決定される。リアルタイム市場では、実需に基づいて5分ごとにLMPが計算され、取引終了後に、この価格を1時間ごとに調整した値によって、市場参加者のインバランス（需給の乖離）清算が行われる。

図1は、PJMの北東部に位置するメリーランド州東部のBaltimore Gas and Electric Company (BGE) ゾーンのもの、2013年6月12日における前日市場のLMPについて、時間ごとの推移と構成を示したものである。PJMにおける他のゾーンと比べて、BGEではエネルギー価格とLMPの乖離が大きい。これは送電混雑費用と限界損失費用が大きいためである。その中でも、6月12日は、送電混雑費用の比率が相対的に高い一日である。図から明らかなように、送電混雑費用はピーク時間帯ほど大きくなる傾向が見られ、その中でも14:00～18:00の時間帯において、混雑費用はLMPの34～36%となっている¹¹。

これは局所的市場支配力の緩和策が適用された後の結果である。PJMでは、需給がひっ迫する特定の緊急事態には、後述する入札価格の上限規制が解除されるが¹²、同時間帯はそれに該当しないため、上限規制は有効である。それにもかかわらず、混雑費用により、エネルギー価格に比べて、LMPは1.5倍以上に引き上げられている。この混雑費用は、局所的市場において、送電過負荷の解消に必要となる電源の入札価格によって決まる。前章で述べたように、局所的市場では市場支配力が大きくなりやすい



出所) PJM Websiteのデータから筆者作成。

図1 BGEにおける前日市場の時間別LMPとその構成 (2013/6/12)

ため、そのような電源を持つ供給者の市場支配力行使を抑制しなければ、ピーク時間帯のLMPはさらに引き上げられるかもしれない。ゆえに、局所的市場支配力の緩和策は、電力価格の高騰を抑制するために、特に重要となる。

3.2 市場支配力監視政策

PJMに限らず、卸電力市場の市場支配力監視では、監視機関による競争状況の検証（市場評価）が行われている。PJMは、それに加えて、局所的市場支配力に特化した規制（局所的市場支配力の緩和策）を採用する。これは、Three Pivotal Supplier Test (TPS Test) を用いた潜在的な局所的市場支配力の探知と、それに基づく入札価格の上限規制（offer cap, 入札上限規制）から成る¹³。TPS Testは表1におけるRSIの一種を指標とする市場支配力テストである。

局所的市場支配力の緩和策は、あらかじめルールを設定し、それに従って潜在的な局所的市場支配力を探知して、該当する電源の入札価格に上限を課す制度である。ただし、市場状況は

は市場ベースの入札に基づいて負荷配分が行われるものの、入札上限規制が課される場合と市場ベースの入札を行わない場合については、費用ベースの入札が用いられる (PJM, 2009)。

¹¹ 限界損失費用についても、相対的にはピーク時間帯ほど高くなる傾向は見られるものの、最も高い16:00～17:00の時間帯で、LMPの23%である。

¹² ただし、市場ベースの入札上限価格\$1,000/MWhは解除されない (Carroll, 2012)。

¹³ 本稿では、TPS Testに基づく入札上限規制を、局所的市場支配力の緩和策と呼ぶ。

時々刻々と変化するため、市場評価によって、競争状態や市場設計に対する検証が行われる。

3.2.1 局所的市場支配力の緩和策

TPS Testによる潜在的な局所的市場支配力の探知と、それに基づいて適用される入札上限規制は、Operating Agreement¹⁴で規定されている。TPS Testは2005年から導入されたが、それ以前から、局所的市場における市場支配力の行使は問題視されていた。そのため、送電制約を考慮しない場合にはメリットオーダーから外れるにもかかわらず、送電過負荷を解消するために負荷配分されるマストラン電源は、局所的市場支配力を行使し得るとして、その全てに対して入札上限規制が課されていた。しかし、2003年4月、Reliant Energy Mid-Atlantic Power Holdings, LLCにより、このような電源に対する報酬が不十分であるという訴えが出された。連邦エネルギー規制委員会（Federal Energy Regulatory Commission, FERC）はこの訴えを退けたものの、Open Access Transmission Tariff (OATT) の規定修正、または既存規定の正当化をするように、PJMに指示をした¹⁵。これを受けて、同年9月、局所的市場支配力の探知手段としてTPS Testが提案され、TPS Testをパスしたマストラン電源については、入札上限規制を免除するとされた。その後、TPS Testは2004年5月にFERCの承認を受けて¹⁶、2005年から導入された。

¹⁴ Amended and Restated Operating Agreement of PJM Interconnection, L.L.C.

¹⁵ Order Denying Complaint (Docket No. EL03-116-000), 104 FERC ¶61,040, issued July 9, 2003

¹⁶ Order on Tariff Filing (Docket No. EL03-236-000), 107 FERC ¶61,112, issued May 6, 2004

3.2.1.1 TPS Testのメカニズム¹⁷

TPS Testは送電混雑の発生地域において、送電過負荷の解消に用いられる電源に適用される。前日市場では供給側・需要側の入札や相対取引計画等から、リアルタイム市場では実需に基づいて、ソフトウェア (Unit Dispatch System) による計算が行われ、各地点のLMPが決定される。その際に、ソフトウェアが、送電過負荷の解消に追加的な電力が必要であると検出すると、TPS Testが発動する。

TPS Testでは、過負荷の解消に必要な電源を保有する事業者が、3者で結託した場合を想定する。そして、3者の合計供給力が送電過負荷の解消に不可欠であるか否かで、市場支配力を行使し得るか否かを判定する。以下では、その指標となるTPS指数の計算方法について示す。

ある送電線の過負荷解消に必要な電力 D に対して、各供給者の追加的な効果的供給力は $DFAX \times MW$ として計算される¹⁸。DFAXはこの送電線の電力潮流に関する、ある地点の潮流分係数 (distribution factor) を表す。単に供給力を用いるのではなく、DFAX を乗じた効果的供給力を用いるのは、送電制約があることで、供給力の全てを送電過負荷の解消に利用することができないためである¹⁹。ここでの供給者は

¹⁷ TPS Test は導入後に修正が行われているが、その修正内容についての資料は入手できなかった。本節は、最新の資料である Monitoring Analytics (2011)に基づくため、現在の TPS Test のメカニズムについての説明となる。

¹⁸ 供給力そのものではなく、送電過負荷が生じ得る地点において、その解消に実質的に利用可能な供給力という意味で、追加的な効果的供給力 (incremental, effective MW of supply) とされる。以下では、効果的供給力と呼ぶ。

¹⁹ 地点 A から地点 B に送電する際に、両地点を結ぶ m 本の経路それぞれを通る電力の割合を表すのが DFAX である。効果的供給力は、混雑の発生した送電線に関する DFAX と、現状の出力水準を前提として送電過負荷の発生し得る時間

個別の電源ではなく事業者のことを指し、当該事業者が直接、ないし系列会社や第三者との契約を通じて間接的にコントロール可能な発電容量を、単一供給者の発電容量とみなす。

当該地点のLMPは、送電過負荷の解消に必要な電力 D と各供給者の効果的供給力の合計が一致し、過負荷が解消された後の価格である。そのとき、送電混雑のシャドウ・プライス P_c は次のようになる²⁰。

$$P_c = \frac{Offer_c - SMP}{DFAX_c}$$

ここで、 $Offer_c$ は限界電源（入札価格が市場価格となる電源）の入札価格、 SMP はシステム限界価格（＝エネルギー価格）、 $DFAX_c$ は限界電源の送電混雑箇所における潮流分派係数である。

TPS指数の計算では、このシャドウ・プライス P_c の1.5倍以下で供給可能となる効果的供給力を関連市場に含める。つまり、供給者 i による入札価格を $Offer_i$ 、送電混雑箇所における潮流分派係数を $DFAX_i$ とすると、

$$P_{ie} = \frac{Offer_i - SMP}{DFAX_i} \leq 1.5 \times P_c \quad (2)$$

となる場合には、当該供給者 i の効果的供給力は、TPS指数の計算対象に含まれる（ P_{ie} は効果的供給力の限界供給費用を表す）。ここで、対象に含まれる供給者 i の効果的供給力は、

$$S_i = DFAX_i \times MW(P_{ie}) \quad (3)$$

と表される。

内に追加的に利用可能な発電容量の積によって求められる。なお、この計算で用いられる $DFAX$ は、PJM が、送電制約に対して発電がもたらす影響を評価する際に用いる $DFAX$ の絶対値と等しいか、それ以上の値となる。

²⁰ 送電混雑のシャドウ・プライスは、ある混雑地域における送電運用容量が限界的に増加するときの PJM 全体の費用減少分、つまり、送電混雑の緩和によって得られる価値を表す。

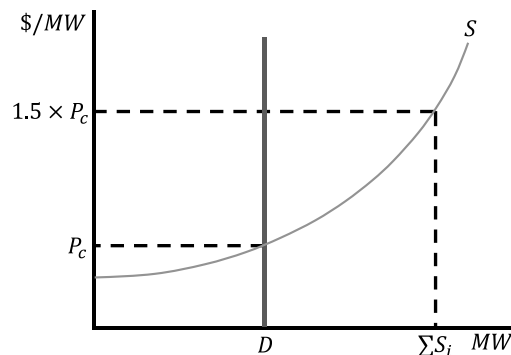


図2 関連市場の範囲

以上の関係を示したのが、図2である。送電過負荷の解消に必要な電力 D に対して、そのために利用可能な効果的供給力を持つ供給者の、供給力と限界供給費用の組み合わせを示したものが曲線 S である。送電混雑のシャドウ・プライス P_c は、曲線 S と D の垂直線との交点で決まる。(2)式より、その1.5倍以下の費用で供給可能な効果的供給力を関連市場に含めるため、総効果的供給力は $\sum S_i$ となる。

関連市場における供給者数を n とすると、 S_i の大きい順に供給者を順序付けた上で（ $i = 1$ が最大の供給者となる）、供給者 j のTPS指数（ $RSI3_j$ ）は以下のようにして計算される。

$$RSI3_j = \frac{\sum_{i=1}^n S_i - \sum_{i=1}^2 S_i - S_j}{D}, \quad j = 3, \dots, n \quad (4)$$

右辺の分子は、シャドウ・プライス P_c の1.5倍以下の費用で供給される総効果的供給力から、規模の大きい2者の効果的供給力を差し引き、さらに供給者 j の効果的供給力を差し引いた値である。この値が送電過負荷の解消に必要な電力 D を上回っていれば（ $RSI3_j > 1$ ）、この3者による追加的な電力供給なしでも過負荷は解消できるため、3者が結託しても市場支配力を行使できない。反対に、 $RSI3_j \leq 1$ となるとき、過負荷の解消には、3者いずれかの効果的供給力が必要となるため、3者の結託により、市場支配力を行使することが可能となる。この

とき、この3者は、この局所的市場における主要供給者（pivotal supplier）とみなされる。

TPS Testは $j = 3$ から始まる。 S_3 は効果的供給力の規模が3番目に大きな供給者であるため、 $RSI3_3 > 1$ となるとき、どの3者が結託しても市場支配力を行使することができない。したがってこのときは、当該地域における全ての供給者がTPS Testをパスする。反対に $RSI3_3 \leq 1$ となるとき、規模の大きい3者の結託によって市場支配力が行使され得るため、この3者はTPS Testをパスできない。この場合は、次に $j = 4$ としてTPS指数が計算され、それも1を上回れば $j = 5$ と計算が繰り返される。 $RSI3_k > 1$ となった段階でテストは終了し、 k 番目以降の供給者はTPS Testをパスする。

前日市場では1時間ごとにLMPが決まるため、TPS Testも1時間ごとの市場構造に基づいて行われる。他方で、リアルタイム市場では5分間隔で価格が決まるため、1時間に複数回のテストが行われる。

3.2.1.2 入札上限規制

TPS Testをパスできなかった $k - 1$ 番目以前の供給者は、入札上限規制の対象候補となる。ただし、その供給者の所有する全電源の入札価格が規制対象となるわけではない。

効果的供給力には、送電制約を考慮しないメリットオーダーで稼働する電源の出力増加・減少だけでなく、送電過負荷を解消するために負荷配分を組み替えることで、稼働することになるマストラン電源の出力も含まれる。これらの中で、入札上限規制の対象となるのは、TPS Testをパスできなかった供給者が所有するマストラン電源のみである。当該電源は過負荷を解消するために不可欠であることから、送電混雑が

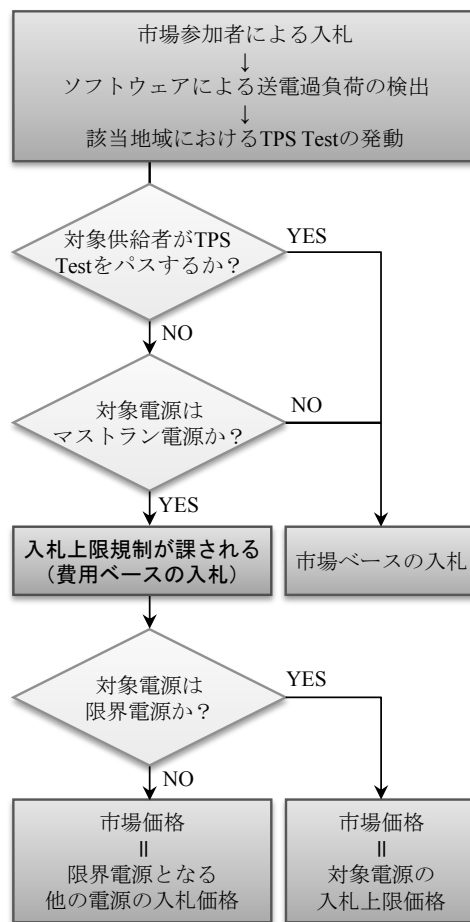


図3 入札上限規制の適用フローチャート

発生するとき、価格を競争的な水準よりも引き上げ得る²¹。ただし、発電の対価として受ける報酬額は、市場価格（LMP）によって決まるため、限界電源とならない限り、上限規制に基づく入札価格を上回る報酬を得ることができる。以上のステップは図3のようにまとめられる。

この上限価格の水準は、Operating Agreementで定められており²²、以下の4つから、供給者があらかじめ選択するものとされている。なお、大半の場合、2)が選択されている（Monitoring

²¹ 前日市場における仮想的入札（virtual bidding）は、発電費用に基づいた入札ではないため、TPS Testをパスできなかったとしても、入札上限規制の対象とはならない。仮想的入札は、実際の需給を伴わない入札であり、リアルタイム市場において反対売買を行い、金融的に決済される。

²² Operating Agreement: Schedule 1 § 6.4.2(a)

Analytics, 2008a)。

- 1) 当該電源が経済的に負荷配分された時間帯、連系事務所 (Office of Interconnection) の決める時間帯、競争的な市場条件を反映するように上限価格が設定される時間帯における、発電母線の加重平均LMP
- 2) 当該電源の増分費用²³+当該費用の10%
- 3) 入札上限規制を課される頻度の高い電源 (Frequently Mitigated Unit, FMU) に対する費用加算価格
- 4) PJMと供給者の間で合意した価格

3)のように、稼働時間の大半で入札上限規制を課される電源に対しては、特別な費用加算が行われる。前月までの過去12ヶ月平均で、稼働時間の60%以上で入札上限規制を課された電源がFMUとして扱われる。費用加算は上限規制を課された頻度に応じて変化し、表2のように、頻度が高まるほど、加算額は増加する。また、FMUと同じ敷地内で特定の条件を満たす電源は、Associated Unit (AU) として、該当するFMUと同じ費用加算の対象となる²⁴。

²³ 増分費用とは、経済負荷配分で使用される電源の最小出力水準を上回る出力における MWh あたりの発電費用を指し、発電電力量増加に伴う燃料費、維持費、人件費、その他運営費の増分が含まれる。エネルギー・環境関連の適用法令によって稼働制限を受ける電源と、物理的な設備制約または燃料供給の制限によって起動回数や稼働時間に制限のある電源については、Western Hub の先物価格を用いた予測 LMP と、Manual 15 に基づいて計算される予測発電費用の差を機会費用として、その他運営費に含めることができる。また、2)は短期限界費用とも呼ばれ、燃料費×電源の熱効率率+可変的運営維持費+排出費用+機会費用+以上の費用の 10%として計算される。なお、10%の加算は、燃焼タービンの限界費用計算に関する不確実性を反映したものであり、利鞘として設計されたものではない (Mayes et al., 2012)。

²⁴ AU の認定条件は以下の3つ。1. 送電系統に与える電気的な影響が FMU と同一である。2. (i) 規模、発電技術といった設計分類 (メーカーは含まない) が FMU と同じであり、主要燃料が同じ、または、(ii) 現在適用されている FMU 加算に

表2 FMUの入札上限価格

過去12ヶ月の 規制適用頻度	入札上限価格
稼働時間の60%以上 ～70%未満	(a)増分費用+10% or (b)増分費用+\$20/MWh
稼働時間の70%以上 ～80%未満	(a)増分費用+15% ^注 or (b)増分費用+\$30/MWh
稼働時間の80%以上	(a)増分費用+10%、 (b)増分費用+\$40/MWh or (c)PJMとの合意水準

注：ただし、増分費用+\$40/MWhを超えてはならない。

以上が局所的市場支配力の緩和メカニズムである。TPS Testとそれに基づく入札上限規制の複雑さから想像できるように、局所的市場支配力の探知と緩和は容易ではない。TPS Testの導入経緯からも、制度設計にあたって、PJMが試行錯誤を重ねてきたことがうかがえる。

3.2.2 市場評価

市場取引の事後には、市場監視機関 (Market Monitoring Unit, MMU) による競争状況や市場設計に対する評価が行われ、問題が発見された場合には、PJMの理事会やFERC等への通知が行われる。PJMのMMUは、FERCからの要請により、PJMがISOとなった際に設置された²⁵。当初、PJMの一部門として設置されたが、独立性

による費用差のために、FMU の代わりに、定期的に負荷配分される電源である。3. (i) 過去 12 ヶ月間の費用ベース入札の
日次平均が、現在適用されている FMU 加算を含めて調整される FMU の費用ベース入札の日次平均以下、または、(ii) 現在適用されている FMU 加算による費用差のために、FMU の代わりに、定期的に負荷配分される電源である (Operating Agreement: Schedule 1 § 6.4.2(c))。

²⁵ 市場監視計画を作成し、「PJM 内における市場支配力行使の可能性」、「設計の欠陥ないし構造的問題を発見するためのスポット市場と相対市場の運用評価」、「スポット市場のルールに適合していることを確認するために必要となる執行メカニズムの評価」についての監視・報告が要請された。その際、最も重要な点として、独立的・客観的な監視計画の実施が指示された (Mayes et al., 2012)。

をより一層高めるため、2008年に分離独立して Monitoring Analyticsを設立し、卸電力市場の監視業務をPJMから委託されることとなった。

3.2.2.1 MMUの役割

FERCはMMUに対して、報告・監視・市場設計という3つの役割を課している（Monitoring Analytics, 2014）。

①報告

主に、年次・四半期の市場分析報告書（State of the Market Report）の発行と提出、そして市場における諸問題の報告を行う。市場分析報告書では、市場構造・市場行動・市場成果についての分析が行われる。PJM・PJM理事会・FERC・市場参加者・利害関係者等と一般社会に対して、PJMの市場がどの程度競争的であるか、どうすれば市場を改善できるのかについての情報を提供するために行われる。

②監視

PJM市場における市場参加者の行動について、審査・監視を行う。市場行動の監視は、FERCの市場ルール²⁶への違反の有無について行われる。ただし、MMUは訴追や執行の権限を持たず、重大な市場の問題や違反を特定した場合には、FERCへの通知を行う。

また、3.2.1.2節で説明した入札上限価格の設定に用いられる増分費用が、PJMのガイドラインに従って、適切に設定されているか否かを監視する役割も負う。さらに、各市場参加者の入札が市場支配力の問題を引き起こしているか

²⁶ FERCと連邦規則（Code of Federal Regulation）によって法制化された市場行動ルールと電力市場操作の禁止、FERCの承認したPJMの市場ルールと関連する禁止令ないし後継ルールを指す（OATT: Attachment M, II）。

否かを評価するために、入札価格と市場への投入量を調査する。ある入札について、市場支配力行使の懸念が生じた場合には、その入札に対して執行・規制権限を持つFERCまたは他の規制当局に、懸念を通知することができる。

③市場設計

既存または計画中の、PJMの市場ルール²⁷と市場設計の評価を行い、利害関係者や規制当局との協議を通じて、市場設計ないし市場ルールの変更に着手し、提案を行う。さらに、FERCの電力市場規制局（Office of Energy Market Regulation）、州規制当局、PJM理事会の職員に対して、PJMの市場ルール変更を提言する²⁸。

3.2.2.2 市場分析報告書

現在は、PJMのMMUであるMonitoring Analyticsが以上の役割を負い、市場評価を行っている。その結果は、四半期ごとに市場分析報告書として発行され、翌年の3月に年次の市場分析報告書としてまとめられている。そこでは、エネルギー市場だけではなく、容量市場、アンシラリーサービス市場等、PJMの運用する様々な市場の競争状況と市場設計等について、種々の指標を用いた分析が行われている。

分析結果は、①市場構造（market structure）、②市場行動（market behavior）、③市場成果（market performance）に分けて、リアルタイム市場・前日市場ごとに提示される²⁹。これら

²⁷ OATTやOperating Agreement等、ないしは市場ルールを設定するその他の文書によって設定されるPJM市場のルール・基準・手続き・慣行を指す。

²⁸ 年次・四半期・その他の報告書において、市場ルールや市場設計の問題に対する提言を行うことができる。

²⁹ ①では市場集中度や電源構成等、②ではTPS Test・入札上限規制の適用結果や限界電源のマークアップ等、③ではLMPの要因分解や前日市場とリアルタイム市場の価格差等につ

表3 PJMエネルギー市場の競争評価

市場要因	評価	市場設計
市場構造 (市場全体)	競争的	
市場構造 (局所的市場)	非競争的	
市場行動	競争的	
市場成果	競争的	効果的

出所) Monitoring Analytics (2014) Table 3-1を著者翻訳。

注：競争的な市場成果がもたらされているため、市場設計は効果的であると評価されている。

総合したPJMエネルギー市場の競争状態と市場設計に対する評価は、表3のようにまとめられている。表は2013年の競争評価である。市場全体で見た市場構造は競争的である一方で、局所的市場については非競争的となっている。しかし、TPS Testに基づく入札上限規制によって、市場支配力の行使が抑制されたため、市場行動・市場成果は競争的と評価されており、このことから、2013年のPJMエネルギー市場は競争的であると結論付けられている。

PJMでリアルタイム市場の運用が始まってから、TPS Testが採用されるまで5年以上が経過している。採用前は、局所的市場におけるマストラン電源全てを入札上限規制の対象としていたことから、市場支配力の検出が過少となることの損失を重視していたと考えられる。それに対して、TPS Testの導入は、市場支配力の過剰検出による損失を考慮したものである。つまり、以前に比べて、検出が過剰になることの損失が考慮されるようになったと言える。このように、市場支配力の抑制政策は、試行錯誤を重ねて現在の形になっており、市場支配力の問題は一朝一夕に解決できるものではない。

このような試行錯誤を経て、PJMにおけるエネルギー市場の市場支配力監視は、局所的市場

いての分析結果が示されている。また、この3つ以外に、夏季と冬季の需給がひっ迫した緊急時において採られた対応についての調査結果も提示されている。

支配力の緩和策と監視機関による市場評価という現在の形になった。市場評価では、局所的市場は、構造的には非競争的な状況にあるものの、緩和策によって競争的な市場成果がもたらされているという結果が出ている。したがって、この緩和策は、PJMエネルギー市場における局所的市場支配力の行使抑制に有効であるように見える。しかし、その結果は、必ずしも緩和策が適切に設計されていることを意味しない。なぜならば、市場支配力には、過剰ないし過少に検出されるリスクが存在し、仮に、市場成果が競争的であるとしても、過剰検出となっている可能性は排除できないためである。そこで次章では、この過剰検出・過少検出の観点から、局所的市場支配力の緩和策の課題について検討する。

4. 局所的市場支配力の緩和策の課題

TPS Testは2005年から導入されているが、局所的市場支配力の緩和策については、それ以降も問題が指摘されている。例えば、高頻度で入札上限規制を課される電源の費用回収³⁰、TPS Testによる探知の適正さ、局所的市場における需給のひっ迫を反映した希少価格設定の可否³¹等が指摘された。これらの問題に対しては、利害関係者との協議を経て、PJMによる修正案 (Settlement Agreement³²) が、2006年1月にFERCによって承認され、施行されたものの、緩和策

³⁰ 入札上限規制は短期限界費用に基づいて設定されるため、稼働時間が少ない電源について何も対処しなければ、設備投資費用を回収できなくなる可能性がある。

³¹ 2.3 節で述べたように、局所的市場では、需給ひっ迫を反映した希少価格と市場支配力の行使による価格引き上げを識別することが難しいため、希少価格設定の可否が問題となる。

³² PJM Interconnection, L.L.C., *Settlement Agreement*, Docket Nos. EL03-236-006, EL04-121-000 (consolidated), issued November 16, 2005

の導入には困難が伴うと言えよう。そこで本章では、緩和策導入が直面する課題を念頭に、制度設計のポイントについて検討する。

2.3節で述べたように、市場支配力の探知には、過剰検出・過少検出のリスクという根源的な問題が存在する。これは、潜在的な市場支配力を正確に探知できない可能性であり、市場支配力の基準をどのように設定するかに依存する。ゆえに、TPS Testを設計する際に、指標の閾値をどのように設定するかが1つのポイントとなる。そして、仮に市場支配力の探知に問題があったとしても、その行使抑制が適切になされれば結果的には問題がないため、入札上限規制の適用過程が2つ目のポイントとなる。

また、TPS Testとそれに基づく入札上限規制は、規制機関の裁量によって供給者が直面する不確実性を避けるため、ルール化されている点に特徴がある。しかし、市場支配力を適切に探知するためには、市場環境の変化に対して柔軟に対応する必要がある。そこで、監視機関が設置され、ルールの事後的検証と改善提案の役割を与えられている。これが3つ目のポイントである。以下では、この3つについて、それぞれの特徴と課題を説明する。

4.1 閾値の設定

TPS Testの特徴として、「3者まで」の結託による主要供給者グループの存在を考慮し、その主要供給者の選択範囲（関連市場の範囲）に、送電混雑のシャドウ・プライスの「1.5倍以下」の費用で供給可能な者まで含めている点が挙げられる。これらは、制度策定の際にあらかじめ定めなければならない閾値であるが、その最適水準を理論的に示すことは難しく、市場参加者の数や規模、需要の価格弾力性、送電混雑の状況といった、市場の特性を踏まえた調整が必要となる。そこで、PJMで設定されているこれ

らの閾値に対する議論から、市場支配力探知の制度設計の難しさを明らかにする。

4.1.1 「3者結託」の主要供給者グループ

表1のように、様々な市場支配力の指標が存在する中で、PJMでは、RSIの一種であるTPS指数を用いた市場支配力のテストを採用している。これは、単に供給力のみから計算される市場シェアやHHIとは異なり、需要（送電過負荷の解消に必要となる電力）と、それを満たすために利用可能な供給力から、市場支配力の有無を判定するという特徴を持つ。2.2節で示したように、市場支配力の大きさは、市場シェアだけでなく、需要の価格弾力性にも依存する。ゆえにTPS指数は、伝統的な指標に比べて、市場の需給状況をより適切に反映した市場支配力の指標である。さらに、供給者間の結託を想定することで、RSIの欠点を補っている。

このテストの背景には、FERCのDelivered Price Test³³（DP Test）がある。DP Testでは、市場価格の1.05倍以下の費用で供給可能な供給者を関連市場に含め、次の3つの基準のうち、どれか1つでも満たさない場合は、市場支配力を行使し得るとみなされて、市場ベースの入札が認められない³⁴。

- 1) 全ての季節・負荷状況における関連市場のHHIが2,500未満である。
- 2) どの季節・負荷状況においても、主要供給

³³ *Order on Rehearing and Modifying Interim Generation Market Power Analysis and Mitigation Policy* (Docket No. ER96-2495-016 et al.), 107 FERC ¶61,018, issued April 14, 2004

³⁴ *Market-Based Rates for Wholesale Sales of Electric Energy, Capacity and Ancillary Services by Public Utilities* (Docket No. RM04-7-000; Order No. 697), 119 FERC ¶61,295, issued June 21, 2007

者が存在しない。

- 3) どの季節・負荷状況においても、20%以上の市場シェアを持つ供給者が存在しない。

2)に示されているように、DP Testにおいても、Pivotal Supplier Testは実施される。ただし、TPS Testと異なり、供給者間での結託は考慮しない、いわばOne Pivotal Supplier Testとなる。したがって、DP TestをパスしてもTPS Testをパスできないという供給者は存在し得る³⁵。

この違いのため、TPS Testは必ずしもDP Testと整合的ではない。しかし、2.3節で述べたように、卸電力市場においては、供給者間の結託を踏まえた市場支配力探知が重要となる。そのため、独占的な市場支配力しか探知しないOne Pivotal Supplier Testよりも、2者ないしはそれ以上の結託を考慮するPivotal Supplier Testの方が望ましい。ただし、最適な結託者数の設定は難しい。例えば、ある局所的市場において、効果的供給力を持つ供給者が3者のみ存在する場合、Two Pivotal Supplier Testはパスし得るが、上記のDP Testにおける基準を満たさない。最も規模の小さい供給者の効果的供給力が送電過負荷の解消に必要な電力（図2のD）を上回れば、全ての供給者がこのテストをパスする。しかし、最大規模の供給者の市場シェアは33%以上であり、HHIは最小でも3,333となってしまう。

このことから、Monitoring Analytics (2008a)は、3者までの結託を想定するTPS Testが望ましいとする。しかし、DP Testを前提とすると、3者結託による市場支配力までしか探知できないTPS Testも不十分な基準である。ある局所的市場において、効果的供給力を持つ供給者が4者のみ存在する場合、最も規模の小さい供給者の効果的供給力が送電過負荷の解消に必要な電

力（図2のD）を上回れば、全ての供給者がTPS Testをパスする。その一方で、この4者のうち、最も規模の大きい供給者の市場シェアは25%以上であり、HHIは最小でも2,500となる。したがって、上述のDP Testにおける3つの基準のうち、1)については閾値と一致するものの（2,500未満ではないので、厳密には違反している）、3)については満たさない。

供給者間の結託によって形成される、主要供給者グループの存在を考慮するPivotal Supplier Testでは、想定するグループの最大規模（グループを構成する最多供給者数）が大きくなるほど、指標の値が小さくなるため、テストをパスすることが難しくなる。上記のように、3者の結託を想定して基準を設定しても、HHIや市場シェアが非競争的な水準となる可能性は排除できないが、想定するグループの最大規模を大きくすることで、その可能性は低下する。しかしそれにより、市場支配力が過剰に検出される危険性は高まる。3.2.1節で説明したように、TPS Test導入の背景には、送電過負荷を解消するために負荷配分されるマストラン電源に対して、従来の入札上限規制では十分な報酬が得られないという訴えがあった。発電の限界費用が高く、稼働時間が短いことに加え、入札価格も短期限界費用の水準に抑えられてしまうと、設備投資費用を回収できず、長期的には供給不足の問題が生じる。したがって、TPS Testは、それまで行われてきた市場支配力の過剰緩和を軽減するために導入されたものであり、市場支配力の過剰検出につながるテストの厳格化は、その目的に反していると言えよう。

他方で、TPS Testでさえ、市場支配力が過剰に検出されるとする意見もある。Brattle Group (2007)は、単独ないし2者結託の主要供給者（グループ）が存在する場合、関連市場におけるその他全ての供給者がTPS Testにパスできないこと、そして、市場構造基準のみで市場支配力を

³⁵ この状況を示す詳細例は、Bowring (2006)を参照されたい。

検出しており、市場支配力が実際に行使されるか否か、それが市場価格に影響するか否かについては考慮されていないため、市場支配力を行使しない供給者まで、市場支配力の緩和対象とされていると指摘している。

主要供給者グループの規模と市場支配力の関係については、Perekhodtsev et al. (2002)において、主要供給者グループの構成企業数が増えるほど、市場支配力は低下することが示されている。この結果からは、主要供給者グループの最大規模を拡大することで、市場支配力の影響を軽減できるということは言えるが、想定すべきグループの規模についての望ましい水準は明らかではない。

このように、主要供給者グループの最適規模を決定することは困難であり、結局のところ、この問題は、過剰検出・過少検出という市場支配力探知の根源的な問題に行き着く。2.3節では市場画定の直面する問題について取り上げたが、主要供給者グループの規模の設定でも同じことが言える。したがって、過剰ないし過少に検出されるリスクと、それがもたらす損失を比較考量し、バランスを踏まえた規模の設定が重要となる。

4.1.2 「1.5倍以下」まで含める関連市場

TPS Testでは、送電混雑の発生地域に対して、3.2.1.1節の(3)式で表される効果的供給力を有する供給者を対象とし、送電混雑のシャドウ・プライス(図2の P_c)の1.5倍以下で供給可能な供給者を関連市場に含める。FERCのDP Testにおける関連市場では、市場価格の1.05倍以下の費用で供給可能な供給者までを含めるため、TPS Testにおける関連市場の範囲は相対的に広い。関連市場の範囲を拡大するほど、総効果的供給力(図2の $\sum S_i$)が大きくなることから、(4)式より、TPS指数が大きくなりやすくなり、

過少検出のリスクは高まる。他方で、PJMの会員企業の中では、関連市場をさらに拡大すべきであるという提案も出されており(Monitoring Analytics, 2008b: pp.21-22)、適切な水準の見極めは難しい。

また、TPS Testにおける関連市場の範囲画定のもう1つの特徴として、地理的な定義を用いた市場画定を行っていないという点が指摘できる。代わりに潮流分流係数を用いて、送電混雑の発生箇所ごとに、送電過負荷の解消に利用可能な効果的供給力のみを関連市場に含めると定義する。送電制約のため、地理的な近さは必ずしも局所的市場への影響力の大きさを表さない。これは、過負荷の生じ得る送電線に対して、潮流分流係数が小さければ、地理的に近くとも影響は小さくなるためである。また、TPS Testは給電指令ソフトウェアに基づいて運用されることから、地理条件で恣意的に市場を設定するよりも、需給状況を反映して、正確に市場画定を行うと考えられている(Monitoring Analytics, 2008a)。送電混雑の状況は時々刻々と変化し、それに応じて地理的な市場の範囲も変化するため、その画定をリアルタイムで適切に行うことは難しい。したがって、地理的な定義を用いて、適切に市場を画定することは困難である³⁶。

4.2 TPS Testの結果と入札上限規制

3.2.1.2節で説明したように、TPS Testをパスできなかった全ての供給者が、入札上限規制を課

³⁶ シャドウ・プライス P_c のみを基準にして市場を画定すると、需給がひっ迫して P_c が高騰するほど関連市場が拡大することになり、供給者がTPS Testをパスしやすくなると指摘されている。そのため、Brattle Group (2007)では、地理的な定義を用いることでより適切な市場画定が可能であると指摘しているが、上述の理由から、Monitoring Analytics (2008a)はそれを否定している。

されるわけではない。したがって、仮にTPS Testが市場支配力を過剰に検出したとしても、それだけで、局所的市場支配力の緩和が過剰になるとは言えない。実際に入札上限規制が課されるまでには、さらに段階を踏む必要がある。

まず、当該供給者の持つ電源が、送電過負荷の解消のために負荷配分されるマストラン電源である場合に限る。次に、その電源の市場ベースの入札価格が入札上限規制の上限価格（＝費用ベースの入札価格）を上回ることである。したがって、送電制約を考慮しないメリットオーダーで負荷配分される電源や、発電費用に基づかない前日市場の仮想的入札に対しては適用されない。さらに、入札上限規制を課されたとしても、その電源が限界電源とならない場合には、限界電源となる他の電源の入札価格に基づいた市場価格による支払いを受けることができる。

したがって、①TPS Testをパスできない供給者が主要供給者とみなされる。②主要供給者の保有するマストラン電源の入札価格が上限を上回る場合には、入札上限規制が有効となる。③当該電源が限界電源となる場合に、市場価格はこの上限価格となる。

表4は、直近5年間の電源数×稼働時間数で見た、入札上限規制の適用割合を示したものである。これを見ると、2010年のリアルタイム市場における1.2%が最大である。PJMにおける市場支配力の緩和が、過剰か否かを測ることは困難であるものの、この結果からは、入札上限規制の適用割合は低い水準で推移していると言えよう。また、2013年の市場分析報告書では、PJMのインターフェイスにおける、TPS Testと入札上限規制の適用状況がまとめられている（Monitoring Analytics, 2014: p.82 Table 3-24, Table 3-25）。大半のインターフェイスにおいて、過半数の供給者がTPS Testをパスしていない一方で、入札上限規制を実際に課されるケースは

表4 入札上限規制の適用状況

(Unit Hours Capped)

	リアルタイム	前日
2009	0.4%	0.1%
2010	1.2%	0.2%
2011	0.6%	0.0%
2012	0.8%	0.1%
2013	0.4%	0.1%

出所) Monitoring Analytics (2014) Table 3-20から一部抜粋して著者翻訳。

少なく、TPS Test適用回数の0%～3%となっている。ゆえに、TPS Testにおいて市場支配力が過剰に検出されたとしても、実際に入札上限規制が課される割合は小さく、市場支配力の緩和が過剰になる危険性は、その分だけ低い。

TPS Testでは、実際に市場支配力を行使するか否かについては考慮しない。これは、市場シェアやHHIといった市場構造の指標を用いるテストに共通する特徴である。PJMの局所的市場支配力の緩和策では、上記の②のように、供給者の入札行動に基づいて入札上限規制を課すことで、TPS Testによる過剰検出のリスクを低下させている。ただし、上限価格の水準は緩和の程度を直接規定するため、増分費用の計算方法や費用加算の設定は、慎重に行う必要がある。その際、設備投資費用回収を念頭に置くことは重要である。PJMにおける供給力不足への対策がそうであるように、近年では、供給力確保については容量メカニズムを活用する傾向が見られるため、それらの運用を踏まえた上で、上限価格を決めなければならない。

4.3 緩和策のルール化と事後的検証

先に述べたように、PJMの市場支配力監視は、局所的市場支配力の緩和策と市場評価から成る。このような構成となっている理由の1つとして、局所的市場支配力の緩和策をルール化して規制機関の裁量の余地をなくし、透明性を確保するとともに、その運用成果を検証し、ルー

表5 局所的市場支配力の緩和策の利点と問題点

	利点	問題点
(1) 閾値の設定	3者までの結託を考慮 潮流分係数を踏まえた市場画定	DP Test との整合性 (適切な閾値の設定)
(2) TPS Testの結果と入札上限規制	TPS Test による市場支配力の過剰検出のリスクを軽減	設備投資費用の回収を考慮した適切な入札上限価格の設定
(3) 緩和策のルール化と事後的検証	規制機関による裁量の余地を減らすことで不確実性を軽減	市場環境の変化に対応したルールの改善

ル改善を図るという目的がある。

これまで述べてきたように、TPS Testのメカニズムは複雑であり、さらに入札上限規制まで含めると、その実施は容易ではない。この複雑さ、実施の困難さは緩和策を不透明なものとし、市場参加者の理解不足や誤解を招きかねない。そのため、供給者にとっては結果の予測が難しく、所有する電源の稼働計画策定時に不確実性に直面することになる。この不確実性は、市場参加者の電源への設備投資インセンティブを阻害する。その上、市場支配力の有無について、規制機関が裁量的に判断するとなれば、供給者の直面する不確実性はさらに大きくなる。そこで、緩和策の運用にあたっては、裁量の余地を排除し、透明性を確保することが重要となる。

しかし、裁量の余地を完全に排除してしまうと、新たな市場参加者や管轄地域の広がり、燃料価格の変動等により変化する市場環境に対応するためのルールの柔軟な運用ができなくなる。そこで、ルールの運用成果を事後的に評価し、制度に問題が発見された場合には、修正を行うことが必要となる。制度の複雑さを考慮すると、この事後的な検証とルールの改善を遂行するためには、経済理論や系統工学の知見を持ち、市場設計についての知識を有する監視者を置くことが望ましい。FERCは、MMUに対して、市場監視だけでなく、市場設計の変更を提言する役割も与えている。これは、市場支配力抑制政策の検証・改善の観点から望ましいものと言えよう。ただし、複雑な制度を理解し、問題点を指摘できるほどの専門的な知見を持つ

人材の確保ないしその育成は容易ではないということに留意しなければならない。

他方で、事前ルールに対する理解不足や誤解によって生じる不透明さそのものの改善については、PJMの努力は不十分であると言わざるを得ない。複雑な制度を採用しているにもかかわらず、PJMでは、詳細かつ具体的にTPS Testを説明する資料が不足している。この点について、例えば、TPS指数の計算には送電混雑地域ごとに送電過負荷の解消に必要な電力(図2のD)を決定する必要があるものの、その決定方法を示した資料は見当たらない。さらに、TPS Testの結果に基づいて、入札上限規制の適用がどのような手順で執行されるのかも不明確である³⁷ (Brattle Group, 2007: pp.114-115)。現在の局所的市場支配力の緩和策を採用し続ける限り、制度の複雑さを避けることはできないが、可能な限り、市場参加者の理解を促すような環境整備は重要である。

表5は、以上3つのポイントにより示される局所的市場支配力の緩和策の利点と問題点をまとめたものである。PJMは、(2)の問題点については、容量市場の収入による電源の固定費回収を前提として、ガイドライン (Manual 15) で定められた短期限界費用に基づく入札上限価

³⁷ 本稿の執筆に当たり、OATT, Operating Agreement, 技術資料 (Monitoring Analytics, 2011) 等、PJM と MMU の資料を参照したが、制度の概念や TPS 指数の基礎的な計算方法の説明にとどまり、具体的な実施手順に関する説明はなかった。

格を設定している。また、(3)の問題点に対しては、環境の変化に応じてルールを改善できるように、MMUに市場設計の変更を提言する役割を持たせている³⁸。しかし、(1)の問題点については必ずしも十分に対応していない。これは、過剰検出と過少検出という市場支配力探知の根源的な課題と密接にかかわっているためであると考えられる。そこで、本章の最後に、この課題についての検討を加える。

4.4 過剰検出と過少検出のバランス

電力という財の特徴を踏まえると、市場シェアやHHIでは無視されていた需要を考慮している点で、RSIの導入には意義がある。それに加えて、単体の主要供給者だけではなく、グループによる市場支配力の行使可能性を想定したTPS Testは、結託を考慮しない従来のRSIの欠点を補っており、卸電力市場の市場支配力探知に有効である。しかし、このTPS Testによっても、市場支配力探知の根源的な問題である、過剰検出ないし過少検出の疑いを払拭することは難しい。特に、従来のRSIよりも厳しい3者までの結託を想定することから、過剰検出の問題が指摘されている。

TPS Testにおける過剰検出と過少検出のリスクは、4.1節で述べたような閾値の設定に依存する。しかし、これらの閾値を理論的に正当化することは難しい。市場支配力は概念的なものであり、それに具体的な基準を持たせることは困難であるから、この問題は常に付きまとう。Monitoring Analytics (2008a, b)の議論からは、FERCのDP Testが1つの参照値になっていると考えられるものの、必ずしも整合的になってはいない。現在まで、特に大きな問題は発生して

³⁸ ただし、上述のように、MMUに市場設計の役割を課したのはFERCである。

いないことから、PJMでは有効に機能していると思われるが、TPS Testの導入前だけでなく、導入後も、それによる市場支配力探知の妥当性は議論の的となっている。PJMで設定している閾値が全ての市場で適切であるという保証はなく、PJMにおいても、他の諸制度の効果によって、問題が顕在化していないだけかもしれない。

また、前章と本章の冒頭で述べたように、TPS Testを含めた局所的市場支配力の緩和策は幾度かの修正を行って現在の形になっている。指標の計算には、需要（送電過負荷の解消に必要な電力）、他企業の供給力、電力潮流の方向とその大きさが影響するし、関連市場の範囲には、他の供給者の供給の価格弾力性が影響し得る。いずれも、市場支配力の大きさを左右する要因である。ゆえに、指標の適切な設計には、試行錯誤を余儀なくされ、それでもなお、最適な閾値の設定は困難である。

TPS Testによる市場支配力探知が過剰なのか過少なのかを示す明示的なデータはないが、競争評価（表3）を見る限り、市場成果は競争的であるため、過少検出は深刻な問題とはなっていないと考えられる。その一方で、過剰検出については、競争状況から推測することはできないため、その疑いは残る。しかし、4.2節で説明したように、TPS Testをパスできなかった電源全てが入札上限規制を課されるわけではなく、実際に規制が課される割合は低い³⁹。この結果からは、過剰検出の問題も小さいと見られる。それに加えて、新たな容量市場（Reliability Pricing Model）の運用開始により、供給力不足に対するエネルギー市場収入の意義が弱まっ

³⁹ Monitoring Analytics (2011)は、TPS Testの導入により、局所的市場が非競争的な場合にのみ、該当する電源に入札上限規制が課されるようになったと評価している。

たことで⁴⁰、仮に市場支配力が過剰に検出され
るとしても、その損失は大きいものではないと
いうことも指摘されている（Monitoring Ana-
lytics, 2008a⁴¹）。このように、競争的な卸電力市
場の形成には、市場支配力の監視制度だけでな
く、制度に内在する過剰検出・過少検出のリス
クがもたらす、新たな損失を補うための制度的
措置が必要となる。

PJMのエネルギー市場における、TPS Testに
基づく入札上限規制による局所的市場支配力
の緩和策は、現在のところ、有効に機能してい
ると見られる。ただし、この結果が緩和策の制
度設計から必然的に導かれるものなのか、容量
市場等の他の要因により、問題が顕在化してい
ないだけなのかは定かではない。そこで、4.3
節で述べたように、成果の事後的な検証とルー
ルの改善を行うべく、市場設計に精通した監視
者による継続的な評価が重要となる。このよう
に、PJMにおいても、市場支配力の探知と緩和
は困難な課題である。ゆえに、その設計にあた
っては、市場の特性を考慮して慎重に行うべき
であり、それでもなお、試行錯誤を重ねる必要
があるだろう。

⁴⁰ FMU の設備投資費用回収の問題についても、エネルギー市
場において対応する意義は弱まってきている。Monitoring
Analytics (2014)では、FMU と AU に対する費用加算制度につ
いて、2007 年からの新たな容量市場の運用開始や2012 年
の希少価格設定ルールの変更により、その存在意義が失われた
として、廃止が提案されている。

⁴¹ Monitoring Analytics (2008a)は、市場支配力の過剰検出による
損失は、それによって供給力不足のシグナルが抑制されない
限り、ゼロないしはゼロに非常に近いとしている。その一方
で、過少検出の場合、市場支配力の行使により市場価格を引
き上げ、非効率なシグナルと富の移転をもたらすことから、
その損失は非常に大きいと指摘し、過少検出のリスクを最小
化するように市場支配力の審査基準を設計することが合理的
であると述べている。

5. おわりに

本稿では、PJMのエネルギー市場に注目し、
卸電力市場における市場支配力監視政策の設
計とその課題について、特に局所的市場支配力
の緩和策に焦点を当てて検討した。市場支配力
の監視について10年以上の実績を持つPJMで
も、依然として過剰検出と過少検出のリスクに
直面しており、適切な市場支配力の探知と緩和
は困難な課題であると言える。そのため、それ
が適切に執行されているか否かについての継
続的な評価が欠かせない。それには、専門的な
知見を持ち、制度の詳細まで把握する人材が必
要となる。しかし、経済理論や系統工学の高度
な知見が必要とされるため、そのような人材の
養成には時間と費用がかかるだろう。

財の特殊性ゆえ、卸電力市場では市場支配力
が大きくなりやすい。したがって、競争が機能
するためには市場支配力の監視政策を適切に
執行することが重要となる。ただし、そのため
に必要な制度の適切な設計や、監視を行う
専門家の育成は、一朝一夕にはいかない。

卸電力市場を設置して市場原理を導入して
も、それが機能するためには、市場支配力を探
知し、その行使が疑われる場合には、入札に対
する規制が必要となる。その探知や規制の基準
は、規制当局や、当局によって認可を受けた市
場運営者が設定することになる。したがって、
市場競争を導入しても、その効果は、結局は規
制当局の設定する基準次第となってしまうこ
とに留意しなければならない。

参考文献

- [1] Bowring, J. (2006) *MMU Analysis of Combined Regulation Market*, PJM Market Implementation Committee Meeting (December 20, 2006).
- [2] Brattle Group (2007) *Review of PJM's Market Power Mitigation Practices in Comparison to Other Organized Electricity Markets*, Prepared for PJM Interconnection LLC (September 14, 2007).
- [3] Carroll, B. (2012) *Summer Operations –Markets Impacts–*, Market Implementation Committee (May 9, 2012).
- [4] Lambert, J.D. (2001) *Creating Competitive Power Markets: the PJM Model*, Pennwell.
- [5] Landes, W.M. and R.A. Posner (1981) "Market power in antitrust cases," *Harvard Law Review* **94(5)**, 937-996.
- [6] Mayes, J., H. Haas and J. Bowring (2012) "Effective monitoring and mitigation in the organized wholesale electric power markets," *Journal of Regulatory Economics* **41(1)**, 120-138.
- [7] Monitoring Analytics (2008a) *Comments of the Independent Market Monitor for PJM re the Commission's Investigation of the TPS Test*, Docket No. EL08-47-000 (October 6, 2008).
- [8] Monitoring Analytics (2008b) *IMM Reply Comments re the Commission's Investigation of the TPS Test*, Docket No. EL08-47-000 (November 5, 2008).
- [9] Monitoring Analytics (2011) *2010 State of the Market Report for PJM: Technical Reference for PJM Markets*, The Independent Market Monitor for PJM (March 10, 2011).
- [10] Monitoring Analytics (2014) *2013 State of the Market Report for PJM, Volume 2: Detailed Analysis*, Independent Market Monitor for PJM (March 13, 2014).
- [11] Perekhodtsev D., L.B. Lave and S. Blumsack (2002) "The model of pivotal oligopoly applied to electricity markets," Carnegie Mellon Electricity Industry Center CEIC Working Paper 02-06.
- [12] PJM (2009) *A Review of Generation Compensation and Cost Elements in the PJM Markets*.
- [13] Twomey, P., R. Green, K. Neuhoff and D. Newbery (2005) "A review of the monitoring of market power: The possible roles of TSOs in monitoring for market power issues in congested transmission systems," MIT CEEPR, Working Paper 05-002.
(山田光 訳・監修 (2006) 「世界の電力市場の取引監視メソッド～市場支配力のモニタリング～」日本評論社)
- [14] 三枝まどか (2013) 「米国の電気事業における合併審査手法の現状と課題」, 電力中央研究所報告 Y12014.
- [15] 電力システム改革小委員会 (2013) 「第3回制度設計ワーキンググループ 事務局提出資料～卸電力市場の活性化について～」, 平成25年10月21日.
- [16] 電力システム改革小委員会 (2014) 「第5回制度設計ワーキンググループ 事務局提出資料～卸電力市場の活性化について～(卸電力市場活性化による効果試算)」, 平成26年1月20日.
- [17] 服部徹 (2002) 「米国卸電力市場における市場支配力の経済分析—理論的基礎と実証研究および政策オプションの展望—」, 電力中央研究所報告 Y01008.
- [18] 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.
- [19] 古澤健・岡田健司・後藤美香 (2014) 「ドイツ・イギリスの需給調整メカニズムの動向と課題-需給調整能力の確保と費用決済-」, 電力中央研究所報告 Y13018.

井上 智弘 (いのうえ ともひろ)
電力中央研究所 社会経済研究所

自由化後の電力長期契約をめぐる競争上の課題 —EU競争法の適用事例を通じた検討—

Competition Issues of Long-term Electricity Contracts in Liberalized Markets - Studies of EU Competition Law Cases -

キーワード：長期契約，競争法，欧州連合 (EU)，電力自由化

佐藤 佳邦

本稿は、欧州連合 (EU) で電力長期契約がEU競争法上問題となった事例の検討や、同法を執行する欧州委員会の方針の評価を通じて、その競争上の課題について以下を明らかにした。

(1)1990年代に蓄積された上流の長期卸契約に関する競争法適用事例の整理や、下流の長期小売契約を巡る2007年の審査指針の公表と大手電力会社等をめぐる審査事例の検討から、欧州委員会が、電力長期契約の審査において、ライバルの競争機会の確保と投資インセンティブの保護の適切なバランスを探っていたことがわかる。ただし、許容される契約期間や、考慮される投資の範囲等についていまだ不明確な点が多く、事業者の予測可能性を欠くとの批判がある。(2)電力長期契約が競争法上の問題となったEUの事例からは、自由化後も期待通り競争が進展しないリスクが示唆される。また、議論が比較的活発なEUにおいても電力長期契約の競争上の評価は定まっておらず、当事者が合意した契約に対して競争推進の観点から事後的に制約を課すことは、過剰な介入となるおそれがあり、事業者や需要家の利益を害するリスクがある。

1. はじめに
 - 1.1 問題の所在
 - 1.2 本稿の目的と構成
2. 電力の長期契約が競争に与える影響
 - 2.1 電力の長期契約が利用される背景
 - 2.2 反競争効果
 - 2.3 効率性改善効果
3. 長期卸売契約に対するEU競争法の適用事例 (1990年代)
 - 3.1 EU競争法の概略
 - 3.2 長期卸売契約に関する1990年代の事例
 - 3.3 長期卸売契約に関する事例の評価
4. 長期小売契約に対するEU競争法の適用事例
 - 4.1 欧州委員会の電力・ガス長期契約に対する競争法の適用指針 (2007年)
 - 4.2 長期小売契約に関する事例 (2007年以後)
 - 4.2.1 *Distrigas*事件 (2007年確約決定)
 - 4.2.2 *EDF*事件 (2010年確約決定)
 - 4.2.3 *Electrabel*事件 (2011年審査打ち切り)
 - 4.3 欧州委員会の適用指針と事例の評価
 - 4.3.1 セーフハーバーとしての支配的地位
 - 4.3.2 市場閉鎖効果の蓋然性の検討
 - 4.3.3 効率性改善による正当化
 - 4.3.4 電力・ガスの長期小売契約に対する競争法規制の根拠や是非
5. おわりに

1. はじめに

本稿は、欧州連合 (the European Union: EU) 競争法の事例を題材に、自由化後に電力会社が締結する電力長期契約をめぐる競争上の課題を検討するものである。

1.1 問題の所在

自由化後の電力市場では、電気の価格その他の取引条件は、原則として電気事業者と取引相手の交渉に委ねられる。そのため、電気事業者が長期間に渡る契約を締結することも可能となる。

例えば、卸電気事業者 (発電事業者) が、安

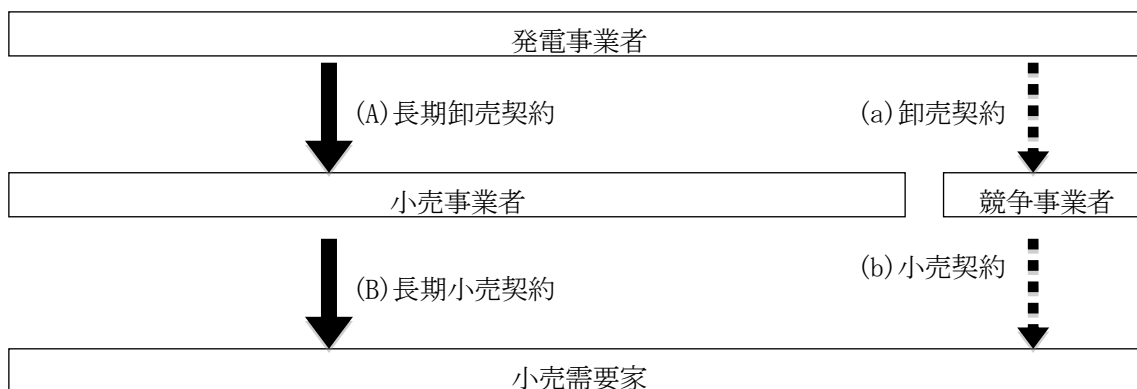


図1 本稿が検討の対象とする電力の長期契約

定的な電気の売り先を求めて、小売事業者との間で長期契約を締結する場合があります(図1の(A)。以後、このような契約を、長期卸売契約という。)。このほか、小売事業者がその需要家との間で長期の契約を結ぶ場合も考えられる(同(B)。同様に、長期小売契約という。)

しかし、電力の長期契約は、その双方の当事者が合意したものであっても、電気の需要家や社会全体にとって好ましいとは限らない。例えば、高度な市場シェアを有する小売事業者が多数の発電事業者と長期卸売契約を結び、両者の関係が固定化すると、競合する小売事業者が電源を調達できず(図1の(a)が困難化)、市場から排除されかねない。また、小売事業者と需要家との間の長期小売契約により、両者の関係が固定化すると、競争者は当該需要家と交渉が不可能になり(同(b)が困難化)、市場から排除されるおそれがある。

このような公正競争上の懸念に対しては、市場競争の一般法である競争法(独占禁止法)による対処が考えられる。しかし、長期契約は通常かつ正当な競争の手段であり、それ自体が競争の観点から非難されるべき性質のものではない(Lévêque 2006, pp.30-31)。それどころか、電力の長期契約は、競争を促進するなどの効率性を改善する側面も備えている(Rimšaitė 2013, p.888)。そのため、これを一律に禁止すると、社会的損失を生みかねない。

そこで、電力の長期契約の競争上の課題を整理し、競争法の判断枠組みを検討することが必要となる。しかし、従来、我が国ではこの点は殆ど論じられてこなかった。

1.2 本稿の目的と構成

そこで本稿は、EUにおける電力の長期契約事例や議論を参照して、自由化後の電力長期契約をめぐる競争上の課題を明らかにすることを目的とする。EUに着目する理由は、エネルギー事業制度改革で日本に先行するEUでは¹、電力及びガスの長期契約に競争法が適用された事例が存在しており、法律学や経済学の専門家による議論も活発だからである。

そこで、まず第2章では、電力の長期契約が競争に与える影響を、反競争的効果と効率性改善効果の両面から整理する。次に第3章では、電力の長期卸売契約に対する競争法の適用が問題となった1990年代の事例を検討する。また第4章では、電力・ガス分野の長期小売契約がEU競争法上問題となった比較的最近の事例を整理し、現在のEUにおける長期小売契約の審査枠組みを明らかにする。そして第5章では、それまでの検討から、電力の長期契約をめぐる競争上の課題を示す。

¹ EUの電気事業制度改革については、後藤=丸山(2012)を参照。

2. 電力の長期契約が競争に与える影響

一般に、長期契約には、企業間の競争を抑制し、市場の効率性を損なうという負の側面と、取引や組織の効率性を向上させるという正の側面の双方が存在している (柳川=川濱 2006, p.176)。このうち、前者は反競争効果と呼ばれ、後者は効率性改善効果や、競争促進効果などと呼ばれる。企業の行為の競争法上の評価にあたってはその双方の比較衡量が求められるため、電力の長期契約についてもその整理が必要である。

そこで本章では、柳川=川濱 (2006) や、Talus (2011)、Hauteclouque (de) (2013)などを参考に、まず、事業者が電力長期契約を用いる背景を確認したあと、卸売及び小売の電力長期契約が競争に与える影響を整理する。

2.1 電力の長期契約が利用される背景

まず、電力の長期契約が締結される背景として、電気事業者やその相手方にとって、どのような利点があるのだろうか。

第一に、一般に長期契約は、価格その他の取引条件に関する両当事者の再交渉の手間を省き、取引コストの削減を可能にする。例えば、電力の小売市場についてみると、家庭用需要家の場合であれば約款による定型化が可能だが、大口需要家では困難であり、長期小売契約によりその取引コスト削減が見込まれる。

第二に、卸か小売かを問わず、事前に長期契約によって価格を固定することで、スポット取引の場合に比較して、市場価格の変動リスクをヘッジすることが可能になる。欧州電気事業連合会 (Eurelectric) による電気事業のリスク管理にまつわるレポートは、市場価格変動リスクのヘッジ方法として、長期契約の締結を第一に

挙げている²。同様に、発電事業者が供給量の最低量を定め、又は、小売事業者が需要家の最低購入量を定めておくことで、需要変動リスクや需要家の離脱リスクもヘッジ可能となる³。

第三に、関係特殊的投資に起因するホールドアップ問題の解消がある (柳川=川濱 2006, pp.178-81)。関係特殊的投資とは、特定の取引相手のための特殊な資産への投資である。当該投資実施後に、取引相手が自己の利益の最大化のために機会主義的行動に出た場合、その投資の回収が不可能になる場合がある (ホールドアップ問題)。そこで、関係特殊的投資が存在する場合には、ホールドアップ問題の解決のために、長期契約や垂直統合により、事前に収益を確定させておくことで、安心して投資を実施可能となる。

2.2 反競争効果

以上で挙げたような理由から、電気事業者は長期契約を用いると考えられるが、そのような電力長期契約が社会的視点からみて好ましいとは限らない。なぜならば、電力の長期契約には反競争的な側面が存在するからである。

では、電力の長期契約は、どのような反競争効果を有しているのか。

第一は、市場閉鎖効果 (market foreclosure effects) である。これは、長期契約により必須投入要素や販路への競争者によるアクセスが困難になることで、競争者が市場から排除されるものである (Hauteclouque (de) 2013, p.37)⁴。

² Group on Risk Management, Eurelectric, Risk Management in the Electricity Sector – White Paper III – Risk Strategy, Jan. 2007.

³ ただし、長期契約において需要家の最低購入義務量を定めると、競争者を排除する効果も強まることに注意を要する。

⁴ 欧州委員会が公表した、競争法のガイドライン (Communication from the Commission, Guidance on the Commission's enforcement priorities in applying Article 82 of the EC Treaty to abusive exclusionary conduct by dominant undertakings, 2009 O.J.

電力市場では、市場閉鎖効果は長期卸売契約と長期小売契約の双方で問題となり得る。投入要素へのアクセスが問題となる例としては、先に1.1で述べたように、高い市場シェアを有する小売事業者が多数の発電事業者と長期卸売契約を締結すると、図1の(a)で示した競争者の電源へのアクセスが断たれ、競争者の事業活動が困難となる。同様に、市場シェアの高い小売事業者が多数の需要家と長期契約を締結すると、図1の(b)で示した競争者の販路が失われ、排除されるおそれがある⁵。

ただし、市場閉鎖効果は、高い市場シェアを有する事業者の長期契約に限られない。例えば、市場シェア20%の小売事業者が5社存在する市場で、各社がそれぞれの顧客と長期小売契約を結ぶと、参入者に開かれた需要はゼロとなり、参入は困難化する⁶。

第二に、長期卸売契約の増加によるスポット市場での取引量減少により、新規参入が困難化する可能性が指摘されている。巨大な市場シェアを有する小売事業者が長期卸売契約を用い、スポット市場の流動性が低下すると、そこから電気を調達して参入を試みる事業者の競争機会

が失われるためである (Hauteclouque (de) 2013, p.38)⁷。

2.3 効率性改善効果

では反対に、電力の長期契約はどのような効率性改善効果を持ち得るのだろうか。

第一に、電力の長期契約により設備投資の促進効果が期待される。事実、大規模エネルギー事業への投資を可能にするプロジェクトファイナンスの為には、長期契約が利用される (Rimšaitė 2013, p.887)。例えば、新規電源建設のための資金調達には、長期契約などの方法により将来の収益見込みが立つことが強く望まれる (Joskow 2008, p.28)。そこで、発電事業者は供給事業者と長期卸売契約を締結することで、小売事業者は需要家と長期小売契約を締結することで、これを可能にできる⁸。

第二に、電力長期契約により、卸から小売に至る電力取引における二重限界化を防止し得ることも指摘されている (Onofri 2005, pp.77-81)。なぜならば、卸段階と小売段階に分かれている場合には、各段階で事業者が利潤を付すため、両段階が統合されている場合と比較して最終価格がより高くなるという二重限界化が発生し得るが、電力長期契約により両段階を統合することで、これを回避可能だからである⁹。

C 45/7, ¶ 19) によると、市場閉鎖は、「支配的事業者の行為の結果として、現在又は将来の競争者による供給事業者又は市場への有効なアクセスが妨げられ、又は排除されることにより、当該支配的事業者が利潤を喪失することなく価格を引き上げる立場に置かれ、消費者利益が害されることとなる状態」と定義されている。

⁵ 厳密には、中途解約により需要家が支払うべき違約金を競争事業者が替わって負担すれば、そのような需要家を奪うことが可能である。しかし、違約金の水準に比例して参入の困難さも高まり、禁止的に高額であれば参入が不可能となる。

⁶ 欧州委員会が実施したエネルギー産業に対する分野別調査 (European Commission, *DG Competition Report on Energy Sector Inquiry*, SEC(2006) 1724, Jan. 10, 2007.) は、市場閉鎖効果を、「最終需要家と供給事業者の間での並行的な長期契約が組み合わされることによって生じる反競争効果のこと」と定義しており、長期契約による市場閉鎖の典型例として、複数事業者によるものを想定している。

⁷ 自由化初期の米国の一部の州において、スポット市場での取引量を増加させるため長期相対契約を厳しく制限した事例が存在したことにつき、Hauteclouque (de) (2013, p.25) を参照。

⁸ 長期卸売契約によって資金調達が可能になり、原子力などのベース電源投資が促進されれば、電源のベストミックスの観点からも有益だとする見解もある (Hauteclouque (de) 2013, pp.35-36; Lévêque 2006, p.31)。

⁹ Onofri (2005)が、電力長期契約による二重限界化防止効果の観点から欧州委員会の決定を批判する点につき、後掲注(16)を参照。より一般的な二重限界化の問題については、柳川=川濱 (2006, pp.183-84) を参照。

表1 電力の長期契約の利点と競争に与える影響（反競争効果・効率性改善効果）

長期契約の 電気事業者にとっての利点	取引コストの削減
	価格・需要変動リスクのヘッジ
	ホールドアップ問題の防止
長期契約の反競争効果	市場閉鎖効果
	スポット市場の取引減少による新規参入の困難化
長期契約の効率性改善効果	設備投資の促進
	二重限界化の防止
	スポット市場における市場支配力濫用の防止
	長期契約利用による新規参入の促進

第三に、長期卸売契約には、スポット市場での市場支配力濫用のリスク低下という便益も指摘されている (Hautecloucq (de) 2013, p.34)。なぜならば、長期卸売契約を結んだ発電事業者は、そうでない発電事業者に比べてスポット市場での市場支配力行使のインセンティブを持たないことが理論的に指摘されているためである (服部 2002, p.45; Lévêque 2006, p.31)。

これらのほか、長期卸売契約による新規参入の促進効果も指摘されている (Talus 2011, pp.271-73; Hautecloucq (de) 2013, p.34)。すなわち、スポット市場での取引量が少ないために、同市場からの電源調達が困難な場合であっても、長期卸売契約の締結を通じて電源を確保することにより、新規事業者の市場参入が可能になるというのである。

つまり、電力の長期契約は、単に契約当事者の経営効率性を高めるのみならず、当該市場全体における経済効率性の改善にも役立ち得る。

以上を、表1にまとめる。電力の長期契約は、市場閉鎖効果などの反競争効果と、投資促進などの効率性改善効果の双方を有しており、競争法上の判断は双方の考慮が必要である。そこで次章以下では、電力長期契約に対する競争法適用が問題となったEUの事例から、これらが実際にはどのように論じられてきたのかをみる。

3. 長期卸売契約に対するEU競争法の適用事例（1990年代）

EUでは、1990年代に、卸・上流部門における長期契約に対する競争法の適用が問題となった事例がある。そこで以下では、まず次節でEUにおける競争法の概略を述べた後、1990年代の事例を紹介し、その意義について述べる。

3.1 EU競争法の概略

本節では、EU競争法の概略を以下の記述に必要な範囲で記す。

EU競争法の中心をなすのが、EU機能条約¹⁰のうち、事業者間の競争制限的協定・協調的行為を規制する第101条と、事業者による市場支配的地位の濫用行為を規制する第102条である¹¹。

第101条第1項は、事業者間の協定等であって、「加盟国間取引に影響を与えるおそれがあり、かつ、域内市場の競争の機能を妨害し、制限し、

¹⁰ Treaty on the Functioning of the European Union, 2008 O.J. C 115/47. 邦訳は、公取委ウェブサイト (<http://www.jftc.go.jp/>) に掲載のものを参考にした。

¹¹ このほか、いわゆる国家補助の禁止を定める第107条や、合併などの企業結合規制を定めた理事会規則2004年第139号などがある。

若しくは歪曲する目的を有し、又はかかる結果をもたらすもの」を禁止する。同項は、その典型例として、価格カルテル、生産・販売・技術開発・投資に関する制限又は規制、市場又は供給源の分割、取引の相手方を競争上不利にする差別的取扱い、抱き合せ契約を列挙している。

第101条第3項は、一定の条件を充足する協定等について、第1項の適用除外とする権限を、欧州委員会に付与している。その条件とは、商品の生産若しくは販売の改善、又は技術的若しくは経済的進歩に貢献すること、その結果生じる便益が消費者に公平に分配されること、などである。

次に、第102条は、域内市場又はその大部分における市場支配的地位を濫用する事業者の行為であって、加盟国間取引に悪影響を与えるおそれがあるものを禁止する。やはり、違法な濫用行為の典型例として、不公正な価格又は取引条件を課すこと、生産・販売・技術開発の制限、取引の相手方に対する差別的取扱い、抱き合せ契約が挙げられている。

第102条違反の要件である事業者の支配的地位は、欧州司法裁判所 (the European Court of Justice) の判例¹²により、「事業者が、その競争者、顧客、最終的には消費者から相当程度独立に行動する力を行使することにより、関連市場で効果的な競争が維持されることを妨げることを可能にする経済上の強力な地位」と定義されている。

具体的に支配的地位を認定する上では、一般に、高い市場シェアがその論拠として挙げられる。たとえば、欧州司法裁判所は、市場シェアについて、「例外的状況を除き、非常に高度な市場シェアそれ自身が、支配的地位の存在の証

拠になる」と述べている¹³。市場シェア単独では市場支配力の指標として不十分でないため、個別の市場における参入障壁の高さなど、個別の市場の状況を勘案して判断されるものの、やはりシェアが最も重視される¹⁴。

EUにおいて競争法を執行するのは、その行政機関である欧州委員会 (the European Commission) である¹⁵。欧州委員会は、第101条又は第102条に違反した疑いがある事業者を調査する。調査の結果、違反があると判断した場合には、当該事業者に違反行為除去のための措置を命じ、また、その売上額の10%を上限とする制裁金を課すことができる。欧州委員会の決定に不服のある事業者や利害関係者は、欧州一般裁判所 (General Court) に取消訴訟を提起することができる。

3.2 長期卸売契約に関する1990年代の事例

EUでは、1990年代に電気事業の自由化が進められたが、電源投資に関連する電力の長期卸売契約が、競争法との関係で問題となる事例が出現した。以下に述べるように、これらの事例で欧州委員会は、電力の排他的な長期卸売契約、つまり、特定の相手方以外への電力の卸売が禁止されるような長期卸売契約について、契約自体は認めつつも、その存続期間を15年に制限することで競争上の懸念の払拭を試みていたことがわかる (Rimšaitė 2013, p.897)。

¹² *Hoffmann-La Roche v. Commission*, Case 85/76, [1979] E.C.R. 461, [1979] 3 C.M.L.R. 211, ¶ 38.

¹³ *AKZO Chemie BV v. Commission*, Case 62/86, [1991] E.C.R. I-3359, [1993] 5 C.M.L.R. 215, ¶ 60.

¹⁴ *Compagnie Maritime Belge Transps. v. Commission*, Joined Cases T-24/93, 25/93 & 26/93, [1996] E.C.R. II-1201, ¶ 76.

¹⁵ 欧州委員会内に、競争法などを担当する競争総局 (DG Competition) が置かれている。また、これ以外に、各加盟国に各国の競争法を執行する機関が存在する。

表2 上流の長期契約に競争法が適用された1990年代の事例

事件名	問題となった長期契約	排除されるおそれがある事業者	契約期間上限
<i>Scottish Nuclear</i> (1991年)	原子力発電所と小売販売事業者の間の長期卸売契約	小売販売事業者2社と小売市場で競争関係にある事業者	15年
<i>EDP</i> (1993年)	新規石炭火力発電所と電力会社との間の長期卸売契約	電力会社(EDP)と小売市場で競争関係にある事業者	15年
<i>REN/Turbogas</i> (1996年)	新規CCGT発電所と電力会社との間の長期卸売契約	電力会社(EDP)と小売市場で競争関係にある事業者	15年
<i>ISAB Energy</i> (1996年)	新規CCGT発電所と電力会社との間の長期卸売契約	電力会社(ENEL)と小売市場で競争関係にある事業者	15年
<i>Gas Natural/Endesa</i> (2000年)	大手ガス事業者と火力発電所との発電用ガスの長期小売契約	ENDESA社に対する発電用ガス供給市場における競争事業者	12年

まず、1991年の*Scottish Nuclear*事件¹⁶では、イギリスの原子力発電会社である*Scottish Nuclear*社(SN社)が小売販売事業者2社と締結した電力の排他的な長期卸売契約が問題となった。欧州委員会は、本件契約の下では、30年間に渡り、SN社が上記2社以外に電力を販売できないことなどから、本件契約が競争を制限し得ると判断した。その上で委員会は、契約期間を15年とすることを条件に、EU競争法の条約第101条(当時は第81条)の適用除外を認めた。

次に、1993年の*EDP*事件¹⁷では、ポルトガルの既存電力会社であるEDP社が、同社が共同出資して建設中の石炭火力発電所と締結した電力の長期卸売契約が問題となった。当該契約の下では、EDP社は、当該火力発電所から28年間に渡って電力供給を受けるとされていた。欧州委員会は、契約上、当該発電所がEDP以外の第三者に電力を供給することができなくなる点を問題視した。その為、当事者が契約期間を15

年に短縮するなどの修正を実施したところ、委員会は競争法上の問題はないとした。

1996年の*REN/Turbogas*事件¹⁸では、ポルトガルに所在のコンバインドサイクル・ガス発電所が締結した長期卸売契約が問題となった。当初の契約では、最初の15年間はEDP社のグループ会社が同発電所の全電力を購入し、15年経過後も同社が求めた場合は契約はさらに10年延長するとされ、それらの間、同発電所は第三者への電力供給を禁止された。委員会がこれらの点を問題視した結果、15年経過後は発電事業者が自由に第三者に電力を供給できるよう契約内容が修正された。これを受けて、委員会は、本件協定は競争法に違反しないとした。

1996年の*ISAB Energy*事件¹⁹では、イタリア国内のあるコンバインドサイクル発電所からの電力の長期全量購入契約が問題になった。本件で当該発電事業者は、20年間に渡って発電電力のすべてをENEL社に供給・販売することとさ

¹⁶ *Scottish Nuclear*, Commission Decision, Case IV/33.473, 1991 O.J. L 178/31. Onofri (2005) は、長期契約が二重限界化を解消する可能性が無視されているとして、本件決定を批判する。

¹⁷ *Electricidade de Portugal/Pego project*, Commission Decision, Case IV/34.598, 1993 O.J. C 265/3.

¹⁸ *REN/Turbogas*, Commission Notice, Case IV/E-3/35.485, 1996 O.J. C 118/7.

¹⁹ *ISAB Energy*, Commission Notice, Case IV/E-3/35.698, 1996 O.J. 138/3.

れていたが、欧州委員会は、契約期間が15年までであれば競争法上問題ないと回答した。

最後に、2000年の*Gas Natural/Endesa*事件²⁰では、スペインのガス事業者*Gas Natural*社による火力発電所向けガス供給契約が問題となった。本件はガス供給契約に関する事例であるが、エネルギーのバリューチェーンの観点からは、上流分野の取引が問題となっており、競争者排除のシナリオにおいて、上記の事例と共通する。

この事件で欧州委員会は、当該ガス長期契約が発電用ガス供給市場で競争者を排除し得ることを問題視した。その結果、当事者が契約期間が12年を越えないように制限することを申し出たこと等から、違反の疑いが消滅したとして、調査を打ち切った。

3.3 長期卸売契約に関する事例の評価

前節の事例を表2にまとめた。そのうち最初の4件は、電力の長期卸売契約が問題となったものである。欧州委員会がこれらの事例で問題視したのは、電源の供給先が特定の小売事業者に限定され、それが長期間固定化することにより、現在又は将来における競争者が利用可能な電源が消滅ないし減少してしまうことである。これは、2.1でみたような市場閉鎖効果の発生を未然に防ごうとしたものと言える。その上で、欧州委員会は、最初の4件では電力の長期卸売契約を15年までに制限した。

最後の1件（*Gas Natural/Endesa*事件）も、形式上は、ガスの長期小売契約が問題となった事例だが、エネルギーのバリューチェーンから見ると、上流分野の取引が問題となっている。本件事例でも、競争者が排除される可能性を懸念して、契約は12年までに短縮された。

つまり、欧州委員会は、市場閉鎖効果の懸念を抱きつつも、長期卸売契約の利点も認識しており、これらを比較衡量した上で、15年（12年）までは契約を認めていたことがうかがえる。

しかし、これら事例での欧州委員会の方針に対しては、15年という期間の根拠がなんら説明されていないとの批判がある（Talus 2013, pp.125-26）。また、欧州委員会は、2.2で述べた長期契約が有する効率性改善のうち、長期投資の活性化のみを考慮しているのもであって、それら以外の効率性は、少なくとも明示的には考慮していない。

さらに、これらの事例は各市場で独占的地位を有する事業者に関するものであり、より低い市場シェアを有する事業者が締結する長期契約に関する指針としては機能しないとの指摘もある（Hautecloucq (de) 2013, p.75）。また、市場閉鎖効果発生の有無の判断方法についても、なんら言及していない。

これに対して、欧州委員会は、2007年に欧州委員会が示した長期契約に対する指針を示すなどして、競争法の審査枠組みの明確化をはかっている。そこで、次章では、2007年以降に長期小売契約に対する競争法の適用が問題となった事例をみる。

4. 長期小売契約に対するEU競争法の適用事例

欧州委員会は、2007年に、電力及びガスの長期小売契約の競争法上の審査について、その適用指針を示している。その中で、市場閉鎖効果有無の検討方法などを示している。また、その適用指針に沿って、実際に、電力とガスの長期小売契約について、競争法を適用している。そこでまず次節では、欧州委員会の適用指針を紹介し、その後、実際の事例を検討する。

²⁰ *Gas Natural/Endesa*, Case COMP37.542, 2000 REP. ON COMPETITION POL'Y 154.

4.1 欧州委員会の電力・ガス長期契約に対する競争法の適用指針（2007年）

第三次ガス自由化指令の議論の過程において、欧州委員会は、長期エネルギー契約に対する競争法の適用に関する適用指針を示すと宣言していた²¹。これを受けて、欧州委員会は、2007年に、後掲*Distrigas*事件決定にあわせて、電力・ガスの長期小売契約に対する競争法の適用指針を示した²²。

適用指針は、まず、供給事業者と下流の需要家が締結した長期契約それ自体はEU競争法に違反せず、事例ごとに競争への影響を検証しなくてはならないとする。

その上で、適用指針は、長期契約が競争に与える影響を判断する要素として、(i) 小売事業者の市場における地位、(ii) 長期契約が固定化する供給量が個々の需要家の需要に占める割合、(iii) 長期契約の存続期間、(iv) 固定化された契約の市場全体における割合、(v) 効率性の5つを挙げる。以下では、これらの5要素を3つに整理して²³、適用指針の考え方を示す（図2参照）。

(1) 供給事業者の市場における地位

本適用指針はまず、長期契約を締結した小売事業者の市場における地位（上記の i）を参照する。そして、当該事業者が関連市場で支配的地位を有する場合には、次の市場閉鎖効果の有無の検討へ移る。

²¹ Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council amending Directive 2003/55/EC concerning common rules for the internal market in natural gas, Brussels, Sept. 19, 2007, COM(2007) 529 final.

²² European Commission, *Commission Increases Competition in the Belgian Gas Market - Frequently Asked Questions*, MEMO/07/407, Oct. 11, 2007.

²³ 適用指針のアプローチを「5要素テスト」と呼ぶ文献もあるが（Broomhall et al. 2013, p.8）、本文で述べるように、これら5つの要素は並列ではない。

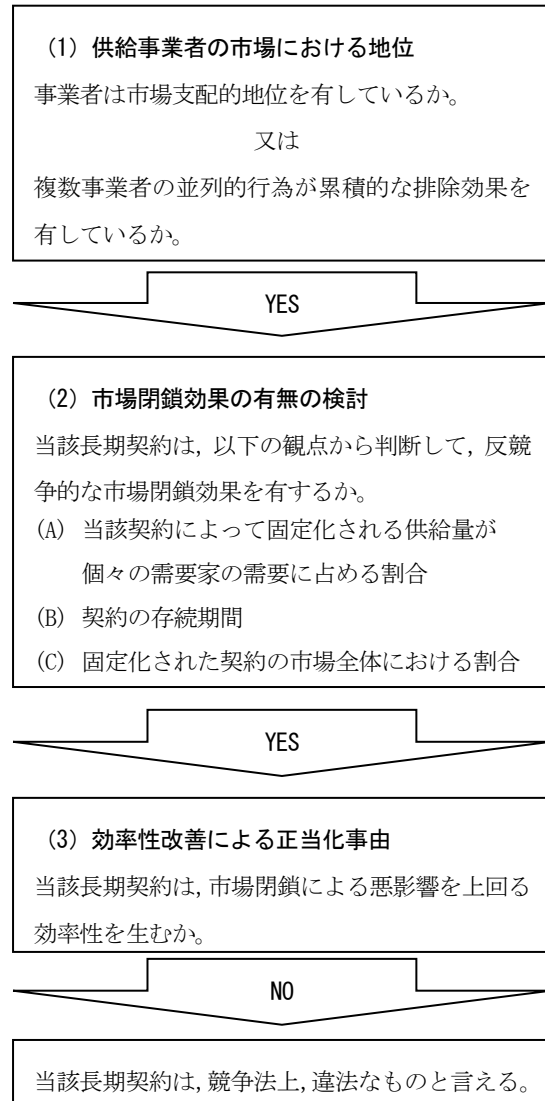


図2 欧州委員会の適用指針の枠組み

他方で、支配的地位を有さない事業者による長期契約は市場閉鎖効果を生むおそれの低いため、原則としてそれ以上審査しない。

(2) 市場閉鎖効果の有無の検討

次に適用指針は、以下の3点から、市場閉鎖効果の有無の検討を行う。

(A) 「当該長期契約によって固定化される供給量が個々の需要家の需要に占める割合」

一つ目は、個々の需要家の需要量のうち、当該長期契約が固定化する供給量の割合（上記の ii）である。全量または殆どの購入を義務付けると、競争者の当該需要家へのアクセスが事実上不可能となる。

(B) 「契約の存続期間」

二つ目は、契約の存続期間である(上記のiii)。

契約が長期に及ぶ場合には、市場閉鎖効果が生じやすいとする。他方、短期であれば、契約終了後に他の供給事業者が需要家を奪う機会が生じるため、市場閉鎖効果を生じさせる懸念はないとしている。

ただし、本適用指針は、長期・短期の具体的な長さについては、なんら明示していない。

(C) 「固定化された契約の市場全体における割合」

三つ目は、長期契約により固定化された契約が市場全体に占める割合である(上記のiv)。適用指針は、長期契約が「当該市場のそれなりの部分(a good part of the market)をカバーする場合には、競争法上の懸念が生じる」としている。他方で、長期契約がカバーするのが市場のわずかな部分にすぎなければ、市場閉鎖効果が生じるおそれは低いとしている。

その具体的な数値として、適用指針は、後述 *Distrigas* 事件での委員会の判断について触れ、「1年以上継続する契約が市場全体の20%以下となれば競争法上の懸念は生じない」としている。ただし、適用指針は、この数値は審査の参照値とはなり得るが、個々の事例に則した判断がより重要だと強調している。

(3) 効率性改善による正当化事由

適用指針は、長期契約が市場閉鎖効果を生む場合でも、それを上回る効率性を生み出すときは、これが正当化されるとし、効率性の有無を検証する(上記のv)。適用指針は考慮される効率性の具体例を列挙していないが、後述 *Distrigas* 事件で新規発電所への長期ガス供給契約が例外とされたことに触れて、新規発電所の建設は、当該市場の産出量を増加させるので有益たり得るとしている。

4.2 長期小売契約に関する事例(2007年以後)

以上のような適用指針を有する欧州委員会が、実際に電力・ガスの長期小売契約に対して、EU競争法の適用を試みた事例をみる。

4.2.1 *Distrigas* 事件(2006年審査開始, 2007年確約決定)²⁴

【事案の概要】2006年に欧州委員会は、ベルギー最大のガス小売事業者である *Distrigas* 社(D社)と産業用需要家との間の長期小売契約が競争者を排除するおそれがあるとして、調査を開始した。その結果、2007年10月に、本件長期契約がEU条約第102条(当時の第82条)が禁止する支配的地位の濫用に該当する疑いがあるとして、同社との間で確約決定²⁵に合意した。確約決定の下、同社は大口需要家の一部の競争者への開放などを約束させられた。

【*Distrigas*社の支配的地位】欧州委員会は、関連市場を、導管を用いた年間消費量が100万m³を超える需要家への高カロリーガス供給市場とした。地理的範囲については、法規制の現状や市場構造等や外国との価格差から、ベルギーで市場が成立するとした。

次に、D社の支配的地位について、2004年時点での関連市場での同社のシェアが[55-65]%²⁶に達し、関連会社を含めると[70-80]%に及んでいたこと、他方で、競合他社は最大でも[5-15]%にすぎなかったことから、D社の支配的地位を認定した。

²⁴ *Distrigas*, Commission Decision, Case COMP/B-1/37966.

²⁵ EU競争法における確約決定制度とは、違反行為を調査した欧州委員会が予備的評価を行い、そこで表明された競争法上の懸念を解消する措置を内容とする確約を事業者が申し出た場合に、欧州委員会が決定によって確約に拘束力を与え、事件調査手続を終了させる制度である(小畑2010, p.7)。

²⁶ 欧州委員会は、市場占有率などについて、事業上の秘密に配慮し、厳密な数字を公表していない。

【市場閉鎖効果が生じる可能性】長期契約の市場閉鎖効果について、欧州委員会はまず、ごく一部の大口需要家を除けば、D社以外にガスの供給者が存在しないことを指摘する。

その上で、欧州委員会は、D社の長期契約により固定化されている供給量の市場に占める割合を計算している。それによると、市場供給量の[50-60]%が6ヶ月先まで、[20-30]%が3年先まで、D社との長期契約で固定化されている。

以上から、欧州委員会は、D社と大口需要家との長期小売契約が大きな市場閉鎖効果を生じさせ、支配的地位の濫用に該当し得るとした。

【効率性改善による正当化事由】その上で欧州委員会は、10MW超の新規発電所へのガス供給については、下記問題解消措置の対象から除外するとした。その理由として、もしも価格と供給安定性の予測可能性が投資家にとって約束されていないとすると、投資が実施されないおそれがあるとしている。

【問題解消措置】以上の認定を前提に、第102条違反の疑いを除去するための問題解消措置として、D社は、年間消費量が12GWh以上の需要家について、以下を確約した。(1) 産業用需要家・発電事業者に対する供給量の70%を市場に開放すること。(2) 産業用需要家・発電事業者との契約が5年を越えないようにすること。5年を越える既存契約は、相手方からの申出により解除できるようにすること。(3) 再販売会社との契約期間は、2年を越えないものとする。こと。(4) 使用目的・再販売の制限条項、仕向地条項、及び自動更新条項を既存契約から削除し、又は将来用いないこと。

欧州委員会は、これら問題解消措置により、D社の長期契約が競争法に違反する疑いが払拭されたとした。

4.2.2 EDF事件（2008年審査開始、2010年確約決定）²⁷

【事案の概要】欧州委員会は、フランスの既存電力会社であるEDF社が大規模電力需要家と締結した長期小売契約について、競争法違反の疑いで調査を開始した。その結果、2008年12月に、委員会は、同社がフランス国内の大規模産業用需要家と締結した契約につき、(1) その存続期間・範囲などに照らせば、競争者がそれらの需要家と契約を締結する可能性を大きく狭めたこと、また、(2) 大規模産業用需要家の供給契約に再販売の禁止条項を付したことにより、同社の行為がEU機能条約102条に定める支配的地位の濫用に該当する疑いがあると、同社に通知した。

【EDF社の支配的地位】関連市場について欧州委員会は、供給者選択権を行使した、年間電力消費量が7GWhを超える大規模産業用需要家向けの電力供給市場であるとした。さらに地理的範囲については、規制や国際連系線の状況などに鑑みて、フランス国内に限定した。

したがって、関連市場は、フランス国内に所在の、大規模産業用需要家のうち、年間消費量7GWhを超え、かつ、供給者選択権を行使したものに対する、電力供給市場であるとした²⁸。

続いて、EDF社が関連市場で非常に高度な市場シェアを有していること、新規参入者の電源獲得が容易ではないこと、需要家情報へのアクセスが困難であることなどから、同社が関連市場で支配的地位を有していると認定した。

【市場閉鎖効果が生じる可能性】欧州委員会

²⁷ Long term electricity contracts in France, Commission Decision, Case COMP/39.386 (EDF). 本件欧州委員会決定を解説するものとして、小畑 (2012, p.42), Bessot et al. (2010) などを参照。

²⁸ ただし欧州委員会は、ネットワークロス補填のために系統運用者が購入する電力と、需要家の自家発電による自己消費分は関連製品市場から除外するとした。

は、EDFがフランス国内の大規模産業用需要家と締結した小売契約につき、その範囲・継続期間・性質により、当該需要家に対して第一の供給者又は部分供給を行う第二の供給者としての電力小売市場における市場閉鎖効果を生じさせたとする。

そのように欧州委員会が判断した根拠の第一は、本件長期契約が競争者の供給・部分供給を困難にするものであること、第二は、EDFの長期契約が需要家に対して排他的購入を事実上義務付けていたことである。

以上から、欧州委員会は、EDFの長期契約が違法な市場閉鎖効果を生じさせるとした。

さらに、委員会は、関連市場への参入は、新規参入事業者にとってフランスの電力市場への足がかりとして重要であることから、本関連市場における市場閉鎖効果は、通常よりもより悪影響が大きいと述べている (EDF, ¶34)。

【効率性改善による正当化事由】このEDF事件では、効率性の改善について、明示的には議論されていない。

【問題解消措置】欧州委員会との間で合意した確約決定により、第102条違反の疑いを除去するための問題解消措置として、EDF社は以下を確約した。すなわち、(1) 大規模需要家に対する供給量の65%を市場に開放すること。(2) 大規模需要家との契約が5年を越えないようにすること。(3) 大規模需要家と契約する際には、需要家が競争者から部分供給を受けることが可能となるような選択肢を提示すること。(4) 既存契約の再販売禁止条項を削除し、又、将来用いないこと。

4.2.3 *Electrabel*事件 (2007年審査開始, 2011年審査打ち切り)²⁹

欧州委員会による*Electrabel*事件は、上記EDF事件と同じタイミングで調査が開始された。当初の欧州委員会の懸念は、ベルギーにおける既存電力事業者である*Electrabel*が産業用需要家と締結した長期小売契約が市場閉鎖効果を生じさせるというものであり、前掲EDF事件と基本的に同様である³⁰。しかし、2011年1月に、欧州委員会は、理由を明らかにしないまま、本件調査を打ち切ると発表した³¹。

4.3 欧州委員会の適用指針と事例の評価

以上で見た、欧州委員会の適用指針と事例はどのように評価でき、また、どのような意義を有しているか。

4.3.1 セーフハーバーとしての支配的地位

まず、上記適用指針は、支配的地位を有する事業者の長期契約のみを審査する³²。これは、ある種のセーフハーバー（違法でない可能性が高いとして、規制当局がそれ以上の審査をしないという、ある種の足切り値）として機能する。これにより、支配的地位を有しない（市場シェアの低い）企業にとっては、長期小売契約が違法とされるリスクはなく、競争法を執行する委員会にとっては、市場閉鎖効果を発生させる蓋然性が高い事例に審査を集中できる。

²⁹ *Long term electricity contracts in Belgium*, Case COMP/39.387 (Electrabel).

³⁰ European Commission, *Antitrust: Commission initiates formal proceedings against Electrabel and EDF for suspected foreclosure of the Belgian and French electricity markets*, MEMO/07/313, July 26, 2007.

³¹ European Commission, press release, Feb. 3, 2011.

³² 欧州委員会の競争法適用指針は、支配的地位濫用を禁止するEU機能条約第102条と、事業者間の競争制限的な協定等を禁止する同第101条を、特に区別せず論じている。

では、どの程度の市場シェアが分かれ目となるのか。上記3件（EDF事件、Distrigas事件、Electrabel事件）では、既存事業者が圧倒的市場シェアを有していた³³。そのため、限界的な事例が存在していないが、Hauteclouque (de) (2013, p.80) は、欧州委員会の各種ガイドラインから、電気事業者の市場シェアが30%未満かつ期間が5年未満であれば、合法性が推定されるとの見解を示している³⁴。なお、Distrigas事件・EDF事件の双方において、事業者のシェアが40%未満となった場合には、問題解消措置は終了するとしており、これも一つの目安になるであろう（Talus 2011, p.312）。

また、複数の事業者が並列的に実施する長期契約について、先述の適用指針等は基準となるシェア水準に言及していない。しかし、垂直的制限ガイドラインは、単独で30%・複数で50%未満の場合には競争上の問題が引き起こされる可能性は低いとしており、これが一つの目安となろう。

次に、支配的地位の前提となる関連市場については、委員会は比較的狭く市場を捉えている。まず、その地理的範囲について、欧州委員会はEUの電力・ガス分野の競争法の先例に従い、国単位で画定している。その背景には、加盟国

間の連系線・パイプラインやその空容量が不足しているという事情がある。

また、関連市場の製品範囲について、EDF事件やDistrigas事件では、既に自由化された需要家のうち、大口産業用の需要家のみを取り出して、関連市場とした。

このような細かな市場画定がなされると、上記で採り上げた3件のように、事業者のシェアは高く認定されることとなり、市場支配的地位が容易に認定される。

4.3.2 市場閉鎖効果の蓋然性の検討

電力・ガスの長期小売契約により市場閉鎖効果が生まれる蓋然性の判断のため、適用指針は以下の3点に着目している。

まず適用指針は、「当該長期契約によって固定化される供給量が個々の需要家の需要に占める割合」を見る。

この点は、競争者の対抗可能性に直接影響するため、長期契約の反競争効果を検討する上で重要である。というのも、最も極端な例では、その需要の全量を特定の事業者から購入することを義務付けるような長期小売契約（排他的取引）であれば、競争者の参入余地はゼロとなるからである。実際に、EDF事件では事実上排他的購入義務が課せられていたことが、認定されている。Distrigas事件ではこれに該当する事実認定はないものの、ごく一部の例外を除いて、ガス需要家は1以上の供給者と契約することは事実上ない旨が認定されている。

次に、適用指針は、長期契約の期間に着目する。契約期間がより長期に及ぶほど、競争者による交渉・参入余地が狭められることから、市場閉鎖効果の有無を見る上で、この点も重要な要素となる。

契約期間については、委員会は、EDF事件及びDistrigas事件で長期小売契約の期間を5年に

³³ Distrigas 事件での同社の市場シェア市場シェアは、関連会社を含めて 70-80%である。EDF 事件では具体的数値は示されていないが、高度の占有率を有していたことは間違いない。参考までに、フランスの規制当局CREのレポート（*Electricity and Gas Market Observatory*, 4th Q., 2006.）によると、2007年1月1日時点で、供給者選択権を行使した年間消費量 1GWh 超の大口需要家の 79.0%が、EDF と契約していた（審決が対象としたのは 7GWh 超の需要家である点に注意）。

³⁴ 同書は、その根拠として、欧州委員会の「垂直的制限ガイドライン」(European Commission, *Guidelines on Vertical Restraints*, 2010 OJ C 131/01.) や、「垂直的制限に関する一括適用除外規則」(Commission Regulation 330/2010 of 20 April 2010 on the application of Article 101(3) of the Treaty on the Functioning of the European Union to categories of vertical agreements and concerted practices, 2010 OJ L 102/1.) を参照している。

制限した。また、欧州委員会の垂直的制限ガイドラインや一括免除規則でも、各種の垂直的制限について5年が一つのメルクマールとなっている。そのため、欧州委員会は5年を越える長期契約を原則として許容しないとの見解がある³⁵。

最後に、適用指針は、「固定化された契約の市場全体における割合」をみる。これは、固定化、つまり長期契約の対象となっている契約が、市場全体の大部分を占めていれば、競争者の参入余地は小さくなり、反対に、ごくわずかししかカバーしていなければ、競争者にも対抗可能なためである。

この点について、委員会は*Distrigas*事件で、固定化している需要の割合を具体的に計算して市場閉鎖効果の発生の立証を試みている。さらに、問題解消措置においても、*Distrigas*事件では関連市場の需要の70%について、*EDF*事件では65%が、競争者によって対抗可能とすることを求めている。

適用指針は、以上3点について、具体的な数値を挙げてはいない。したがって、適用指針は、市場閉鎖効果の判断に際しては、契約期間や排他性の程度、市場全体における割合を総合的に考慮していると言える。

このような審査方針は、長期小売契約の性質を考えれば、妥当と思われる。例えば、契約期間が相当長期に渡っても、需要家が購入する電気のうちのごくわずかな量しかその対象となっていなければ、その残りの需要に対して競争者は対抗可能であり、市場閉鎖効果が発生するおそれは低い。また、仮にある独占的事業者が関連市場のすべての需要家と排他的契約を締結している状態でも、その期間が非常に短期で

あれば、常に多くの需要家が契約更新時期を迎えていることになり、これらの需要家に対して競争者による交渉機会が存在している。

したがって、実際に長期小売契約が市場閉鎖効果を生むかの判断には、契約期間・排他性などを総合的に考慮することが必要と言えよう。

ところで、長期契約には、通常、解約の場合の違約金の定めが伴う。そうでなければ一方当事者は、いつでも契約を自由に破棄できるからである。しかし、適用指針やそれを受けた*Distrigas*事件・*EDF*事件は、違約金の多寡についてなんら言及していない。これは、電力長期契約のEU競争法上の評価において、違約金の有無や多寡が一切考慮されないことを意味するものではないが、少なくとも欧州委員会は、反競争効果の検討にあたって、市場閉鎖効果の発生の有無を、主に契約期間や排他性の程度から判断していると言える³⁶。

4.3.3 効率性改善による正当化

適用指針は、効率性改善効果が反競争効果を上回る場合には、長期小売契約は許容され得るとしている。指針は考慮され得る効率性の具体例を挙げてはいないが、電力の長期卸売契約において投資保護の観点を考慮していたのと同様、長期小売契約においても、長期契約を利用する事業者の側でこれを主張・立証すれば、投資保護・促進は効率性の抗弁として認められよう (Scholz & Purp 2010, p.41)³⁷。

³⁵ Hauteclouque (de) (2013, p.85) は、5年超の電力長期契約について、欧州委員会は効率性改善による抗弁を認めない見込みが高いとの予想をしている。

³⁶ 違約金の多寡と競争法違反の正否については、我が国の独占禁止法の適用においても重要な課題であるが、この点については今後の検討課題としたい。

³⁷ これに対し、エネルギー事業の投資は、特定企業との関係特殊的側面は薄く、他企業との取引に転用可能であるとの指摘もある (Bellantuono 2009, p.170)。例えば、Hirschhausen (von) & Neumann (2008, pp.136-37) は、天然ガスの上流取引について、取引市場の国際化やトレーディング会社の増加などを背景に、ホールドアップ問題発生の可能性が低下していることを

ただし、その場合であっても、「当該長期小売契約が特定の投資の実施に必要不可欠であること」の主張・立証が、個別の事例ごとに求められる。したがって、欧州委員会は、*Distrigas* 事件で、「ベルギー国内の電力市場に新規発電容量が付加されることは、当該市場の産出量を増加させ得るため有益である」（適用指針）として、新規発電所へのガス供給を禁止範囲から除外したが、実際の適用除外の可否は、新規発電所に対する個々の長期供給契約が特定の設備投資に必要であるか否かという観点から個別に判断されることになるだろう。

また、長期小売契約及び長期卸契約に共通するが、2.3で挙げた効率性のうち、投資保護以外の効率性改善効果の存在を、事業者の側で主張・立証し、されにこれを規制当局が判断することは、技術的・専門的な知識を要するため困難が予想される。また、かりに効率性改善の証明に成功しても、事業者側は、それが反競争効果を上回ること、便益が消費者へ還元されること、そして、当該効率性達成に長期契約が不可欠であることを証明せねばならないのである（Hautecloucq (de) 2013, p.223）。

したがって、長期契約の競争法分析は、そもそも限定的なものとならざるを得ず、また、その実際上の審査においても、困難が予想されるのである。

4.3.4 電力・ガスの長期小売契約に対する競争法規制の根拠や是非

欧州委員会が自由化後の電力・ガス事業で長期小売契約に対してEU競争法を適用した背景には、小売市場の競争停滞を打開するためには、競争法を用いざるを得なかったという事情が

見える³⁸。事実、欧州委員会は、上記二事件において、競争法の適用により自由化が促進されるという点を強調している³⁹。

しかし、競争法による電力の長期契約への介入には、課題も存在している。

第1章で述べたように、長期契約自体は正常な競争の手段であり、本来は、競争の観点から非難されるべきものではない（Lévêque 2006, pp.30-31）。もちろん、社会全体の厚生を損なう行為を競争法で規制することはあり得る。適用指針が、反競争効果と効率性改善効果を比較衡量するのはそのためである。

しかし、現実には両者を比較することは、困難である⁴⁰。また、社会厚生への低下は、競争法による規制の必要条件ではあっても、十分条件とは言えず、社会厚生への影響のみで競争法の判断を行うことには、管理可能性の観点から、強い批判がある（佐藤 2009, pp.7-10）。

さらに、長期契約に事後的に介入することについては、事業者の予測可能性を低下させ、社会的な効率性を害するおそれもある。事実、上記*Distrigas*事件についても同様の指摘がある。ガス事業の長期契約の競争法による規制を検討するSpanjer (2009, pp.201-02) は、取引費用の

³⁸ Hautecloucq (de) (2009, p.110) は、「エネルギー分野における欧州委員会の独禁法戦略は、自由化の政治を考慮しなければ理解できない」と述べる。同様の認識に立つものとして、Bellantuono (2009), Piergiovanni (2009), Sadowska & Willems (2013), Talus (2011) などがある。

³⁹ 欧州委員会は、決定の中で、「ガスの長期契約が、需要家の競争者への切り替えが不可能になっており、したがって、ガス分野の自由化の進展が妨げられている」（*Distrigas*, ¶5）「・・・これら慣行の結果として、フランス国内市場への競争的供給事業者の参入を妨げ、かつ、トレーディング市場における流動性を悪化させており、そのため、電力市場の有効な自由化が遅滞している。」（*EDF*, ¶3）と述べている。

⁴⁰ Hautecloucq (de) (2013, p.41) は、長期契約が反競争的か競争促進的かに関する経済的分析は、どのポイントを見るべきかについてのガイダンスを与えてくれはするものの、実際上の適用は容易ではないと指摘する。

指摘している。

経済学の観点から、長期契約に対する事後的な介入は事業者の投資インセンティブを損なうおそれがあるが、欧州委員会はそれを無視しているとして、*Distrigas*事件での介入を批判している。したがって、長期契約の規制は、競争法による事後規制ではなく、事業規制法による事前規制が好ましいとの指摘も存在している⁴¹。

5. おわりに

本稿では、EUにおいて電力・ガスの長期契約が競争法との関係で問題となった事例を参照し、競争法上の評価法を検討した。

EUにおいては、1990年代に卸電力取引等の上流分野における長期卸売契約のEU競争法との適合性が問題となり、欧州委員会は契約期間をおおむね15年に制限するなどして、競争上の懸念の払拭に努めた。また2000年代後半には、電力の長期小売契約の競争制限的な側面が問題となり、欧州委員会は競争法を適用して、契約期間を最長で5年に制限するなどして問題の解決を図った。しかしEUでは、それら根拠の説明が不十分だとの評価がある。

また、電力の長期契約に対して競争法を適用するに際しては、投資促進に代表される効率性の改善も十分に考慮する必要がある。そのため欧州委員会は、競争法の適用指針の中で、反競争効果の判定枠組みを示すとともに、効率性との比較衡量を行う旨を明らかにしている。しかし、反競争効果の実際の判定や、効率性の主張の詳細については、いまだに不明確な点が多い。そのため、長期契約を利用する電気事業者にと

っては、十分な予測可能性が確保されているとは言えない。

以上から、自由化後に競争を阻害するおそれがある電力長期契約の競争法上の扱いにつき、EUはいまだ解決方法を模索している段階にあると評価できる。

電力の契約内容は当事者の交渉に委ねられ、原則として規制が及ばないというのが、一般に想起される自由化後のイメージであろう。しかし現実には、競争の進展状況などに鑑みて、一定のコントロールが要請される場合があり得る。その場合、適切なルールを作成する必要性が生じるが、ルール作成やその適用を誤れば、電力の長期契約が有している事業者や需要家の利益を不当に損なうリスクがある。

巨額の設備投資が求められる電気事業では、短期的な競争促進と長期的な投資資金の回収の適切なバランスを確保するため、自由化後の長期契約が事業者間の競争に与える影響について、不断の検討が求められる。

⁴¹ Dimulescu (2011) は、欧州委員会が確約決定手続によってEU競争法を適用することについて、エネルギー分野における予測可能性が低下したと批判している。反対に、EU競争法が一次法であるEU機能条約に基づくことを根拠に、これを擁護する見解もある。

参考文献

- [1] Giuseppe Bellantuono, *Contract Law, Regulation and Competition in Energy Markets*, 10 COMPETITION & REG. IN NETWORK INDUS. 159 (2009).
- [2] Nicolas Bessot et al., *The EDF Long Term Contracts Case: Addressing Foreclosure for the Long Term Benefit of Industrial Customers*, COMPETITION POL'Y NEWSL., 2010, No.2, at 10.
- [3] David Broomhall et al., *The application of competition law to the energy sector: An overview and comparison of recent practice by the Bundeskartellamt and the EU Commission*, CONCURRENCES, N°3-2013.
- [4] Valentina-Andreea Dimulescu, *Antitrust Cases and the Commitment Decision in the Energy Sector*, ROEC, PETROLEUM INDUS. REV. MAG., Oct. 2011, at 68.
- [5] Adrien de Hauteclouque, *Legal Uncertainty and Competition Policy in European Deregulated Electricity Markets: The Case of Long-term Exclusive Supply Contracts*, 32 WORLD COMPETITION 91 (2009).
- [6] Adrien de Hauteclouque & Jean-Michel Glachant, *Long-term Contracts and Competition Policy in European Energy Markets*, in COMPETITION, CONTRACTS AND ELECTRICITY MARKETS 201 (Jean-Michel Glachant et al. eds., 2011).
- [7] ADRIEN DE HAUTECLOUQUE, *MARKET BUILDING THROUGH ANTITRUST: LONG-TERM CONTRACT REGULATION IN EU ELECTRICITY MARKETS* (2013).
- [8] Paul L. Joskow, *Lessons Learned from Electricity Market Liberalization*, 29 ENERGY J. (SPECIAL ISSUE 2) 9 (2008).
- [9] Christian von Hirschhausen & Anne Neumann, *Long-Term Contracts and Asset Specificity Revisited: An Empirical Analysis of Producer-Importer Relations in the Natural Gas Industry*, 32 REV. INDUS. ORG. 131 (2008).
- [10] François Lévêque, *Antitrust Enforcement in the Electricity and Gas Industries: Problems and Solutions for the EU*, ELECTRICITY J., June 2006, at 27.
- [11] Laura Onofri, *Electricity Market Restructuring and Energy Contracts: A Critical Note on the EU Commission's NEA Decision*, 20 EUR. J.L. & ECON. 71 (2005).
- [12] Michele Piergiovanni, *Competition and Regulation in the Energy Sector in Europe in the Post-sector Inquiry Era*, 5(2) COMPETITION L. INT'L 3 (2009).
- [13] Alan Riley, *Commission v. Gazprom: The Antitrust Clash of the Decade?*, CEPS Policy Brief, No. 285, Oct. 31, 2012.
- [14] Laura Rimšaitė, *The Perspective of Long-term Energy Supply Contracts in the Context of European Union Competition Law*, 5 SOCIETAL STUD. 885 (2013).
- [15] Małgorzata Sadowska & Bert Willems, *Power Markets Shaped by Antitrust*, 9 EUR. COMPETITION J. 131 (2013).
- [16] Ulrich Scholz & Stephan Purp, *The Application of EC Competition Law in the Energy Sector*, 1 J. EUR. COMPETITION L. & PRAC. 37 (2010).
- [17] Aldo Spanjer, *Long-term Contracts and Competition on European Gas Markets – Has the Commission Struck the Right Balance?*, 10 COMPETITION & REG. IN NETWORK INDUS. 189 (2009).
- [18] Romano Subiotto et al., *Recent EU Case Law Developments: Article 102 TFEU*, 2 J. EUR. COMPETITION L. & PRAC. 138. (2011).
- [19] Erika Szyszczak, *Lisbon - Kyoto - Moscow: Joining the Dots?*, 19 FORDHAM ENVTL. L. REV. 287 (2009).
- [20] Kim Talus, *Long-term Natural Gas Contracts and Antitrust Law in the European Union and the United States*, 4 J. WORLD ENERGY L. & BUS. 260 (2011).
- [21] KIM TALUS, *EU ENERGY LAW AND POLICY: A CRITICAL ACCOUNT* (2013).
- [22] 小畑徳彦「ランバスの特許待伏せ事件に対する欧州委員会決定」公正取引 2010 年 9 月号 36 頁。
- [23] 小畑徳彦「EU 電力市場の自由化と EU 競争法」流通科学大学論集 経済・情報・政策編 2 巻 2 号 25 頁 (2012)。
- [24] 後藤美香=丸山真弘『欧州における送電部門アンバンドリングの現状と評価』電力中央研究所報告 Y11010 (2012)。
- [25] 佐藤佳邦『米国における競争者排除行為の反トラスト法による規制—違法性判断の一般基準に関する最近の議論について—』電力中央研究所報告 Y08014 (2009)。
- [26] 服部徹『米国卸電力市場における市場支配力の経済分析—理論的基礎と実証研究および政策オプションの展望—』電力中央研究所報告 Y01008 (2002)。
- [27] 柳川隆=川濱昇 (編著)『競争の戦略と政策』(有斐閣, 2006)。

佐藤 佳邦 (さとう よしくに)
電力中央研究所 社会経済研究所

電力の小売競争への規制介入の問題

—英国の差別価格の制限が競争に及ぼした影響—

The risk of regulatory intervention in retail electricity competition
-The effect of prohibiting the price discrimination on competition in the UK-

小売全面自由化，競争政策，電気料金，差別価格の制限，市場差別

澤部 まどか

小売全面自由化後の市場では，電気料金は原則として競争法に反しない限り，事業者が自由に設定することができる。電力の小売市場では，全面自由化によって競争が本格化することで，料金メニューが多様化することが期待される。一般的に独占状態では，同一の財・サービスについて限界費用を反映せず異なる価格を設定することは，差別価格として制限される。しかし，独占状態でない市場においては，差別価格を制限することにより，かえって価格上昇および社会的余剰の減少を招くリスクがあることが知られている。

理論的には差別価格の制限によるリスクが指摘されているものの，わが国に先駆けて小売全面自由化を実施している英国では，差別価格を制限する施策が実施されている。本稿では，英国がそうした施策に踏み切った背景および市場に与えた影響について先行研究の定量評価を示しつつ，わが国で今後全面自由化を実施する際の料金メニューの多様化への対応の一助とする。

1. はじめに
2. 差別価格の競争政策上の課題と公平性の問題
 - 2.1 差別価格の分類
 - 2.2 差別価格が成立する条件
 - 2.3 独占状態でない場合の市場差別
 - 2.4 市場差別による公平性の問題
3. 英国の電力小売市場における市場差別の制限
 - 3.1 Ofgemの認識
 - 3.1.1 競争に与える影響
 - 3.1.2 公平性に与える影響
 - 3.2 市場差別の状況
 - 3.3 Ofgemの市場差別の制限と目的
4. 市場差別の制限が市場に与えた影響に関する考察
 - 4.1 市場差別が競争に与えた影響
 - 4.2 市場差別が公平性に与えた影響
5. まとめ

1. はじめに

現在進められている電力システム改革では，家庭用需要家の選択肢の拡大が全面自由化の目的の1つとなっている。需要家の便益は，供給者数の増加，および各供給者が提示する料金メニューが多様化することによって増大することが期待される。

既に全面自由化を実施し，15年以上が経過する英国をみると，競争によって料金メニ

ーが多様化したにもかかわらず，需要家の負担の増加に対する懸念が生じ，さらには需要家間の公平性の問題にまで議論が展開している。他方，これらの料金メニューの問題の指摘に対しては，競争政策の観点から必ずしも適切でないとする見解も根強い。

わが国では全面自由化による料金メニューの多様化に期待が寄せられていることから，本稿では経済学の先行研究を整理し，英国における論争の理論的根拠を確認する。その上

で、英国の電力の小売市場に関する先行研究のデータ分析の結果から、料金メニューの多様化を規制の介入によって制限する際のリスクについて検証する。

2. 差別価格の競争政策上の課題と公平性の問題

料金メニューの多様化については、経済学では差別価格の問題として議論されてきている。以下では、差別価格に対する規制の関与の影響について先行研究を示す。

2.1 差別価格の分類

差別価格の問題を論じる際の前提として、言葉の定義を述べておく。「差別価格」は、Pigou (1920) がその形態によって体系付けており、第1～3級に区分されている。

これらのうち、第1級の差別価格は、「価格差別」とも呼ばれている¹。これは、供給者が全ての販売単価について支払意思額の水準で価格設定するものである。この場合、消費者余剰が、全て生産者余剰に移転するため、企業が市場支配的な利潤を獲得する。

次に、第2級の差別価格は「数量差別」と呼ばれている。これは、供給者が需要を販売量に応じてブロック化し、そのブロックごとに異なった価格を設定するものである²。例えば公共料金では、電気料金、ガス料金、水道料金の段階別料金の他、バス運賃の距離別運賃がある。

最後に、第3級の差別価格は「市場差別」と

呼ばれている。これは、供給者が需要家を年齢、利用時間帯、ないし需要の価格弾力性等によって複数のグループに区別し、グループごとに独占価格を設定するものである。

例えば需要の価格弾力性が低い市場をA、需要の価格弾力性が高い市場をBとする。市場A、市場Bの需要の価格弾力性をそれぞれ e_A 、 e_B 、財の限界費用をMCとすると第3級の市場差別の価格設定は以下のようになる。

$$P_A = MC / (1 - 1/e_A)$$

$$P_B = MC / (1 - 1/e_B)$$

独占状態における第2および3級の差別価格の下でも、消費者余剰の一部が生産者余剰に移転し、企業は市場支配的な利潤を獲得する。

このため、わが国を含め諸外国の競争法では、1つの財・サービスに対する複数の価格設定を差別価格として制限している。ただし、本来市場では企業が価格設定を自由に行うものであり、全ての差別価格が競争法に反するとはされていない³。

また、現実の市場では第1級の価格差別は、全ての需要家の支払意思額に関する情報を入力しなければならず、実際には例を見ない。他方、第2級もしくは第3級の市場差別は現実に行われることがある⁴。このうち本稿では、

³ 地域的な差別価格に関して、裁判所が判断基準を示した近年の判例としては、LPガス販売差止請求事件（東京地方裁判所 平成16年3月31日判決）がある。

⁴ 市場が自由化されておらず、規制の下で料金設定がなされる時、第3級の市場差別は資源配分上、セカンドベストの解として考えられてきた（わが国の電気事業におけるラムゼイプライシングに関する分析は松川(1995)を参照されたい）。市場差別のうち、需要の価格弾力性を目安とする価格設定として、ラムゼイプライシングがある。ラムゼイプライシングは、価格 P_R とすると、次のように表される。

$$P_R = MC / (1 - k/e_i)$$

i はラムゼイプライシングの下で区分される市場、 k は収支

¹ 邦語では第1級を表す「価格差別」と、第1～3級を総称する「差別価格」は名称が使い分けられている。

² 第2級の差別価格は、その後のTirole (1988)、Stole (2007)等において非線形形の差別価格を総称して使用されることがある。

需要家を何らかの属性に基づいて区分する第3級の市場差別に着目して議論する。

2.2 差別価格が成立する条件

第3級の市場差別について論じる前に、差別価格によって企業が市場支配的な利潤を獲得する際のいくつかの必要条件について述べておく。第1に、企業が市場支配力を十分に有していることである。もし企業が市場支配力を有していなければ、限界費用と大きく離れた価格を設定することはできない。第2に、消費者の支払意思額が異なり、企業にとって市場を分割することが可能なことである。第3に、差別価格が成立するためには、消費者間で財・サービスの転売が不可能なことである。

これらのうち第1の条件について、電力の小売市場を想定した場合、わが国をはじめ欧米諸国では独占状態にはない。しかしながら、競争が進展している英国の状況を見ると、完全な独占状態でなくても市場差別が行われている。そのような状況において、果たして競争政策として独占状態と同様に需要家に不利益を与える戦略として政策的に制限する必要があるのだろうか。以下では、独占状態でない市場における市場差別に関する理論的な先行研究の整理を行う。

2.3 独占状態でない場合の市場差別

市場が独占状態でない場合、政策当局は市場差別にどのように対応することが求められ

均衡制約の条件のための定数項である。この式は、先の独占利潤の最大化を目的とするときに市場差別の価格設定と比較すると、限界費用 (MC) に定数項 (k) を乗じたものである。このように、ラムゼイプライシングは、市場差別の中でも、供給者に独占利潤の獲得ではなく、固定費の回収を目的としている料金設定であると言える。

るのだろうか。この課題についてArmstrong (2008) は市場の資源配分の効率性を高める差別価格もあるが、政策当局がそのような差別価格を制限してしまうリスクに留意する必要があると指摘している。

差別価格の制限が価格や社会的余剰に与える影響について、市場が複占もしくは寡占状態にある場合に着目して分析したものとして、Bester and Petrakis (1996), Corts (1998), Shaffer and Zhang (2000), Stole (2003), Armstrong (2008) 等、多数の先行研究がある。市場差別の先行研究では、2社による複占市場を想定し、それぞれに優位な市場と劣位な市場がある場合を仮定し、分析を行ってきている。例えば、企業1にとって優位な市場をA、劣位な市場をBとする。企業2にとっても優位な市場がAで、劣位な市場がBであるとする。このとき、市場差別が可能であれば、市場Aに対して、企業1および2が高い価格を設定し、他方市場Bに対しては両社とも相対的に低い価格を設定する。

このような状況で、市場差別が政策当局によって制限され価格を1つにしなければならないとき、両企業とも市場AとBに設定していた価格の間に新しい価格を設定する。このため、市場差別を制限することで、市場Aの価格は低下し、市場Bの価格は上昇する⁵。

しかし、実際には企業1と2にとってそれぞれが優位・劣位とする市場が異なることがある⁶。つまり、一般的には企業1にとって優位な市場がAであり、劣位な市場がBであるのに対して、企業2にとって優位な市場はBであり、劣位な市場はAであることが想定される。このような場合、企業1は市場Bに低い価格を設定

⁵ これを対称的な差別価格という。

⁶ 例えば、PC市場では、法人向けに割安な価格で提供するメーカーと法人向けではなく個人向けを中心に割引価格を設定するメーカーがある。

し、企業2は市場Aに低い価格を設定することから、市場AおよびBの全体を通じて消費者は低い価格を選択することが可能となり、需要も伸び社会的余剰が増加する。

このような場合、企業1は市場Bに低い価格を設定し、企業2は市場Aに低い価格を設定することから、市場AおよびBの全体を通じて消費者は低い価格を選択することが可能となり、需要も伸び社会的余剰が増加する。

このような状況において、市場差別を規制によって制限すれば、企業1および2がそれぞれの劣位な市場で低い価格を設定しようとする戦略をとれなくなるため、市場A およびBの価格が上昇する。あるいは、両企業にとって他社が価格を引き下げられるかもしれないという確率が高ければ、市場差別を制限した後も低い価格が維持されるかもしれない。

複数の企業にとって優位な市場と劣位な市場がそれぞれ異なる状況では、市場差別によって価格競争が進展する可能性がある。しかし、それを制限することによって、全ての市場の価格が低下するのか、あるいは上昇するのかは理論的には明らかではないのである (Corts (1998), Stole (2007))。つまり、Armstrong (2008)が指摘したように、独占状態にない場合の政策的な価格差別の制限にはリスクを伴うのである。

2.4 市場差別による公平性の問題

市場差別の下では、同一の限界費用で生産した財・サービスを需要家の属性によって異なる価格で供給することになる。この場合、効率性の問題とは別に、需要家間で公平性の問題が深刻化する可能性がある。

例えば、低所得者は価格や供給者に関するリサーチコストをかけることが難しく、価格が上昇しても直ちに需要量を減らすことが難

しいかもしれない。市場の効率化を図る市場差別の下では、供給者側はこのような低所得の需要家も含めた需要の価格弾力性が低いグループに、高い価格を提示する可能性がある。そのため、市場差別が行われる場合には、所得の逆進性が問題として生じることがある⁷。

市場差別を規制によって制限すれば、需要家間で支払う価格水準に格差はなくなる。ただし、価格水準を同一にしたとしても、低所得者層の負担が軽減せず、むしろ増大する可能性もある点に留意が必要である。

以上が市場差別の競争政策上の課題および公平性の問題に関する理論的な見解である。次章では、市場差別の理論を踏まえ、英国の電力の小売市場における市場差別の現状と政策当局の施策について考察する。

3. 英国の電力小売市場における市場差別の制限

英国では自由化当初、政策当局であるOfgemが料金メニューの多様化による需要家の選択肢の拡大について期待を示していた⁸。しかしながら、小売全面自由化を実施して約15年が経過し、小売料金メニューの多様化が進展すると、市場差別による需要家便益の増大よりも、需要家の負担が政策当局の関心の焦点となってきた。特に、英国では前

⁷ Rotemberg (2011) は、市場差別における公平性の問題は、特に需要家がそうした企業の行動をあまり批判しないような市場でさらに深刻化することを示している。反対に、もし需要家が企業の市場差別に対して批判し、当該企業からの購入を控えるような場合、企業にとって市場差別は収益性を低めることになり、行われなくなる。

⁸ 英国ではエネルギー規制当局である Ofgem に競争法の権限が競争政策当局 (旧 Competition Commission) から付託されている。

表 1 Ofgemが整理した差別価格の理論と英国の現状

市場差別の特徴	理論的な価格および社会厚生に与える影響	英国の電力の小売市場の状況
価格が低下することによって、需要が増加する	+	需要規模が限られており、ほとんど市場差別で需要は増えない。
市場の失敗がある	-	情報が不完全で消費者選好が反映されない市場もある。他方で消費者選好が反映されている市場もある。
優位な市場と劣位な市場がある	+/-	小売事業者にとって、優位な市場(既存の地域内)と劣位な市場(既存の地域外)がある。

注) 下線部は、Ofgemが課題として指摘した内容を示す。
出所) Ofgem (2009) p.21を参照し作成。

章の理論に照らし合わせると、既存事業者が自由化前の供給地域内を優位な市場と見なし、比較的高い料金メニューを提示するのに対して、供給地域外を劣位な市場とし、比較的安価な料金メニューを提示する傾向が見られた。英国では、既存事業者6社が異なる供給地域を有していたことから、第2章で述べた理論研究に基づけば、市場差別を制限することによって、全ての市場の価格が低下するのか、あるいは上昇するのかは明らかではない状態であったと言える。本章では、市場差別の理論を踏まえつつ、英国の政策当局の考えの変遷の背景と施策について考察する⁹。

3.1 Ofgemの認識

Ofgemは、燃料価格の高騰を契機とする電気料金の上昇要因について詳細を調査したEnergy Supply Probe (2008) の結果を受けて、小売市場における市場差別の制限を検討した。表1は、Ofgemが市場差別の制限を実施する際に、第2章で示した差別価格に関する理論を考慮した上で、英国の現状を照合したものである。以下では表1を参照しつつ、市場差別に関

するOfgemの認識について、効率性および公平性の観点から考察する。

3.1.1 競争に与える影響

既存事業者同士が市場差別を戦略とするときに競争促進の観点から期待されるのは、それによって価格競争が促され需要が増加し、社会的余剰が増加する状況である。この点についてOfgemは、今後英国の電力需要の増大の可能性は限られているため、価格の変化によって需要規模は影響を受けにくいとし、市場差別が電力の小売市場の社会的余剰の増大に与える影響を消極的に評価した。

またOfgemは、市場の失敗によって市場差別が必ずしも理論が示すように、需要家便益の増大につながらない点を指摘した。英国の電力の小売市場では、従来から情報の不完全性、需要家のロックイン効果、およびスイッチングコストが、需要家の供給者変更に影響を与えているとして問題視されてきた。このため、Ofgemは市場に安い料金メニューがあったとしても、需要家がそれを選択することが難しく、結果として非合理的な選択を行っていると指摘した。ただし、Ofgemは需要家の中には自ら情報収集を行い、市場の失敗要因があったとしても、需要家自身の選好を反映した

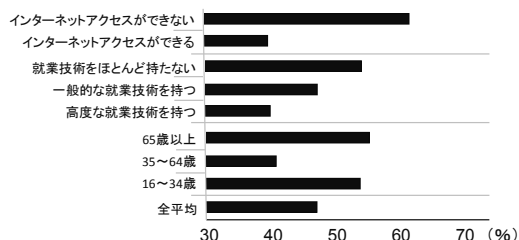
⁹ 多様化した料金メニューを比較しやすくするための提示方法に関する施策の詳細については後藤蟻生 (2013) を参照されたい。

選択を行っている場合もあることを認識している点も示した。

さらに、先述したようにOfgemは差別価格を制限したとしても、その結果、価格水準に与える影響が理論的には不明であるとする認識も示した。

3.1.2 公平性に与える影響

市場差別が行われる中で、先述した市場の失敗を要因とし、特に高齢者や低所得者層等の社会的弱者を中心に需要家の便益が減少していることが懸念された。図1は、供給者変更率の経験がない世帯の割合を示したものである。これによると、インターネットアクセス環境が整備されていない世帯、職業技術が低い世帯、および高齢者世帯を中心に供給者変更率が進んでいないことが明らかである。



注) 回答者数 1,716

出所) Ofgem (2008)

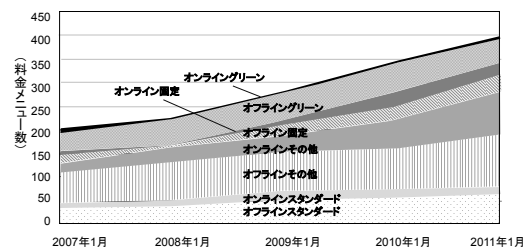
図1 供給者変更の経験のない需要家割合

このため、Ofgemは供給者変更が難しい需要家にとっては、市場差別が進むほど、高い料金の支払いが継続し、所得逆進的な効果が表れている問題を重要視した。

3.2 市場差別の状況

図2は、英国の小売料金メニューの種類と数の推移を表したものである。これをみると、

2008年ころからインターネットを経由して契約をするオンラインの料金メニューを中心に増大する傾向にあることが分かる。



出所) Ofgem (2011)

図2 英国の電気料金メニューの多様化

電力は同一財であるため、一見、料金メニューの多様化がしにくいのではないかと考えられることもある。しかしながら、例えば、電源の調達方法を見ると長期契約、短期契約ないしスポット市場の利用など、多数の調達方法が存在する。電源種別もピーク時に利用する天然ガスおよび石油、ベース電源として使用する原子力、水力および石炭がある。さらに近年は再生可能エネルギーの利用も進んでいる。供給者はこれらを考慮して、需要家が電気料金水準の安定性を好むのか、時間帯別に異なる料金水準を好むのか、あるいはどのような支払い方法や契約期間を好むか等、市場メカニズムを通じて模索することになる。このように、電力が同一財であったとしても、供給者が需要家の多種多様な選好に応えようとするほど、最適な料金メニューを導出するまでのプロセスは複雑化する。

市場差別が進むもう1つの理由は、電力に限らず、自由な市場では当然のことであるが、それが競争そのものであるという点である。例えば、企業は競争者と同じ料金水準を設定したとしても、競争者から需要家を奪うことはできない。新しく需要家を獲得するためには、競争者と異なる料金設定をするか、競争

者と異なる付加価値を提供するなどをして差別化を図らなければならない。そうすることによって、企業は供給を継続するために必要な利潤も得られる。これらの理由から、英国の電力の小売市場では、競争が促進するに従い、当初 Ofgem が期待したように、料金メニューの多様化が進展した。

3.3 Ofgemによる市場差別の制限と目的

市場差別が進む中で、先述した競争や公平性に与える問題の対応策として、2009年10月に小売ライセンスに、小売事業者が需要家に対して不当な市場差別を行うことを禁止する条項を追加した（Standard Licence Conditions 25A, 以下SLC25A）¹⁰。ただし、SLC25Aについては、3年間のみ適用とし、2012年7月に廃止となっている。Ofgemが、SLC25Aの期限を設定した背景としては、政策当局が差別価格を制限することによる競争に与える弊害を最小化することへの配慮であった¹¹。そして、この3年間のうちに需要家への料金メニューの情報提供を改善するとの見込みを示していた¹²。

しかしその後も、供給者変更率が低迷を続けた¹³。またOfgemの調査の結果、家庭用需要家が仮に最も安い料金メニューを選択すれば、平均で年間約200ポンド（約3万円）の節約が可能であることが明らかになった¹⁴。このよう

な結果を踏まえ、Ofgemは需要家が最も安い料金メニューを選択することが難しくなるほどの料金メニューが多数存在する状況の改善策が必要だとした。そしてOfgemは、もし需要家が比較しやすいように料金メニューの数が絞られれば、選択肢の中からニーズに見合った最も安い料金メニューを選びやすくなるだろうとの考えを示した。こうした考えを背景に、Ofgemは小売事業者に対して2013年12月までに、コアとなる料金メニューを4つまでに制限する措置を講じている。

現在までOfgemは、これらの措置によって需要家が選択肢の中から最も安い料金メニューを選び、競争が一層促進するとの考え方を示している。そして、競争の促進の成果として、利潤が減少することや、社会的弱者を含めた需要家間の公平性が改善するとしている。ただし、理論的な先行研究が示すように、自由化した市場で規制当局が介入することは、かえって市場を歪めるリスクがある。この点を含め、以下では英国における市場差別の制限が、競争と公平性に与えた影響についてデータを見つつ検証する。

4. 市場差別の制限が市場に与えた影響に関する考察

4.1 市場差別が競争に与えた影響

Ofgemの施策に対してVickers (2009), Yarrow (2009), Green (2012), Littlechild (2012), およびHviid and Price (2012)は、市場を歪めるものであることを指摘し、批判的意見を表明している。例えば、Vickers (2009)は、市場差別の制限によって、既存事業者の高い価格に対抗する競争者がいなくなることから、この施策が市場に弊害をもたらすことを警鐘している。また、Yarrow (2009)も Ofgemが規制の失敗を

¹⁰ SLC25A は、既存事業者の供給地域内外の料金格差の縮小を主な目的としているため、家庭用需要家軒数が 500,000 軒以下の小規模な供給事業者には適用されない。

¹¹ Ofgem (2009) p.27

¹² Ofgem (2009) p.21

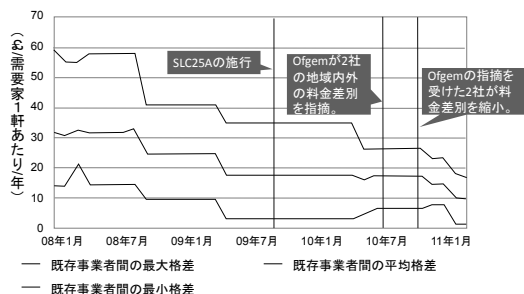
¹³ 2008 年に供給者変更率は約 20%弱であったものの、2012 年は約 1%程度に低下した。なお、この中には供給事業者を変更せずに料金メニューのみを変更した需要家は含まれない。

¹⁴ Ofgem (2014).

冒すリスクを懸念している。

実際に、SLC25Aの導入によって、料金戦略はどのように変化したのだろうか。Green (2012) は、以下に示す Ofgemの図 3 および 4 を提示しつつ、料金格差を是正する施策が料金水準に与えた影響について考察を行っている。

まず図 3 は、2007年10月から2010年7月までの料金格差の推移を示したものである。これによると、料金格差の縮小が見られるようになったのは、2008年の後半からである。これは、Ofgemが Energy Supply Probeという市場調査を行い、地域内外の料金格差を利用した戦略に問題意識を提示した時期であり、大手の電力会社が自主的に料金格差を見直したことによると考えられる。その後、SLC25Aが導入された2009年に、料金格差がさらに縮小している。

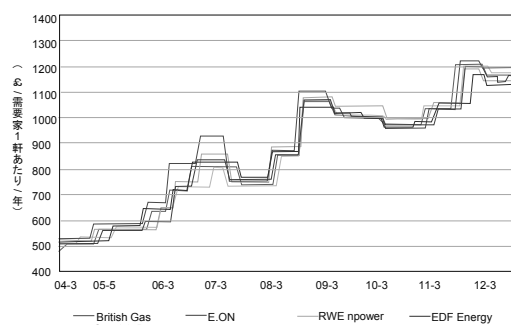


出所) Ofgem (2013)

図 3 大手の電力会社の料金水準の推移

それでは、地域内外のどちらの料金水準が変化したのだろうか。図 4 は、ブリティッシュガスを含む6つの大手電力会社のデュアル燃料（電力とガスの併用）料金水準の平均値の推移を示したものである。これによると、料金格差の見直しが大きく進んだ2008年の時期に上昇していたことが分かる。その後、2009～2011年の前半にかけて料金水準はやや低下傾向にあるものの、2008年の料金上昇前

の水準までには低下していない。Green (2012) は、料金格差を制限するOfgemの施策の導入によって、地域内の高い料金水準が据え置きになり、地域外の競争的な料金とその水準に合わせて上昇したと分析している。



注) データはデュアル燃料（電力とガス併用）の料金水準を示している。

出所) Ofgem (2013)

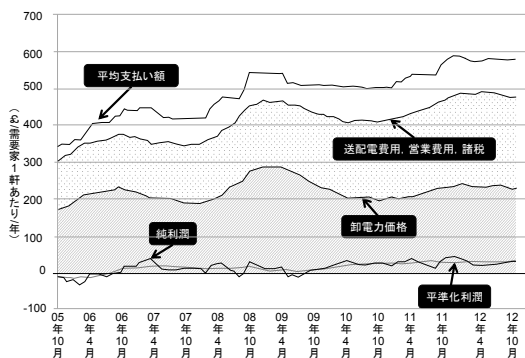
図 4 大手の電力会社の料金水準の推移

また、Littlechild (2012) は、電力の小売市場において付加価値を提供する競争が進展し得るとの考えから、市場差別の制限がない市場で、仮に限界費用よりも高い料金を支払う需要家がいたとしても、それは需要家の選好を表していると述べている。そして、利潤が生じていたとしても、自由な市場の中では、それがさらなる競争を呼ぶとしている。これは、先述した理論で述べたように、事業者間で競争上優位とする市場が異なることで競争が進展する状況を想定した考え方である。その上で、Littlechild (2012) は料金格差が規制によって制限されれば、市場に競争の源泉がなくなるとの懸念を示している。

これを裏づけるものとして、図5 は2005年12月～2012年12月までの電気料金水準とその内訳を「卸電力価格」、「営業費用、送配電費用および諸税」、「純利潤」、および「平準化利潤」に分解して示したものである。「純利潤」

は、電気料金から「卸電力価格」および「営業費用、送配電費用および諸税」を差し引いで求めたもので、「平準化利潤」は「純利潤」を当月と前後 6 カ月を含めた平均値を示している。これによると、SLC25Aを導入した2009年の後半以降、純利潤がプラス傾向に転じていることが分かる¹⁵。

Littlechild (2012) は、図5に示すような純利潤の増加がSLC25Aによる競争の停滞を表していると指摘している。SLC25Aの下で域外にサービスの供給範囲を拡大した大手の電力会社が、域内の料金水準よりも低い料金メニューを提示することができなくなった。このため、域外から参入していた大手の電力会社の料金水準が上がり、対抗するために下げている域内の大手の電力会社の料金水準が上昇する結果を招いたのである。このように、自由化した市場に対する料金戦略の是正措置は、最終的に競争を減退する弊害をもたらした可能性が高いと言える。



出所) Littlechild (2012)

図 5 料金水準と利潤の推移

4.2 市場差別が公平性に与えた影響

Ofgemが、地域内外の価格格差の縮小を制度

¹⁵ 実際にこの期間に大手の電力会社がマイナスの利潤であったとは限らず、あくまで、Ofgemの算出方法に基づいた値であることに留意が必要である。

化した狙いには、地理的要因による料金格差を抑制することによって、公平性の問題を改善することもあった。果たして、社会的弱者の負担は軽減したのだろうか。

この課題について、Hviid and Price (2012)が以下のような調査を実施している。表2は、社会的弱者に該当すると思われる需要家について、いくつかの属性に基づいてグループに分類し、それぞれの供給者選択の状況を整理したものである。

表 2 供給者選択の割合

社会的弱者の属性	社会的弱者の割合	社会的弱者に供給している事業者の割合		
		既存事業者	ブリティッシュガス	新規参入者
全体	100	42	32	26
65歳以上	15	46	28	26
低所得者	40	47	31	22
障害者	9	44	28	28
地方在住者	16	60	20	20
低学歴	20	52	27	22
インターネットの利用なし	65	45	31	24
上記の少なくとも1つが該当	56	47	29	24

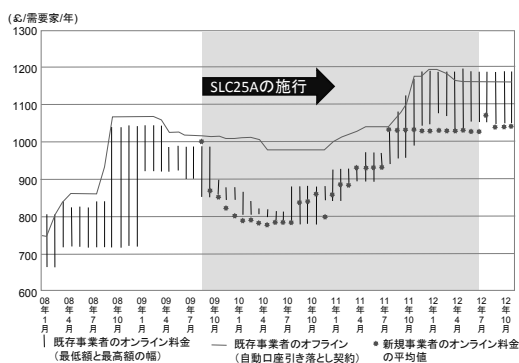
注) 社会的弱者の割合については、全ての属性について回答していない場合もあり、回答のあったもののみを対象として算出している。「上記の少なくとも1つが該当」の値は、回答者全てを対象に算出している。

出所) Hviid and Price (2012) p.246

これによると、域外の既存事業者を含む新規参入者から供給を受けている需要家は、全てのグループにおいて平均で約25%前後となっている。つまり、先述したようにSLC25Aの導入によって、域外の電気料金が引き上げられたことを考慮すると、社会的弱者に該当すると思われる需要家の約25%の電気料金が上昇したと考えられる。

また、図 6 はSLC25A前後のオフライン料金 (インターネットによって契約をしない料金)とオンライン料金 (インターネットによって契約する料金) の推移を示している。これによると、SLC25A以降、オンライン料金が低下する一方で、オフライン料金は低下せずに高

い水準を推移していることが分かる。この背景は、SLC25Aによって地域内外の料金格差が認められなくなったことにより、事業者が新しい料金戦略を生み出した結果であるとされている¹⁶。表2の結果と照らし合わせてみると、社会的弱者とされる需要家のうち、65%はインターネットを利用できる環境になく、当然オンライン料金を選択することが不可能な状態にある。このためSLC25A以降、社会的弱者は安いオンライン料金ではなく、高いオフライン料金を選択せざるを得なくなっていると云える。



出所) Ofgem (2013)

図 6 SLC25A前後のオフラインとオンライン料金の推移

このように、Ofgemの施策がそれまで供給者変更をしていた社会的弱者の料金負担の増加を招いた上に、さらに、供給者変更をしていない需要家の電気料金も高止まるという事態を引き起こしたといえる。

5. まとめ

英国の先行事例をみると、電力の小売市場では、競争を通じて料金メニューが多岐に及

ぶ可能性を秘めていると言える。これは、Ofgemが自由化当初に期待していた状況でもある。しかしながらOfgemは、実際に競争とともに料金メニューの多様化が進展すると、それが需要家にもたらす便益よりも負担を重要視し、結果的に自由な競争の成果を歪める施策を講じることになった。

また、全面自由化以降の料金メニューの多様化が社会的な不公平感を増大することに対する処方箋は難しい。そもそも市場原理の活用は、資源配分の効率化を高めるが、公平性の問題を改善するものではない。英国の先例が示すように、市場原理の中で公平性を解消しようとする施策は、かえって損失を生じさせるリスクがある。一般的な生活における電力の必需性を考慮すると、公平性への対応は重要であると思われるものの、小売全面自由化後は市場を歪めるリスクにも十分な配慮が求められよう。

全面自由化以降の電力の小売市場においては、競争が進展することと引き替えに、これまで規制の下で単純であった選択肢が複雑さを増すリスクについて想定しておく必要があるだろう。競争は、需要家と供給者の間で複数の選択肢から最適な財・サービスを導出するプロセスそのものである。

わが国では、こうした状況について今後小売市場に本格的に競争を導入する上で、英国の先行事例に学ぶ必要があるだろう。全面自由化後の安易な規制の介入は、競争による需要家便益を損なう可能性がある。全面自由化を進めていく上では、市場の複雑化について知見を深めておくことが求められよう。

¹⁶ Shuttleworth and Anstey (2013)

参考文献

- [1] Armstrong, M. (2008). “Price Discrimination”, *Handbook of Antitrust Economics*, The MIT Press.
- [2] Bester, H. and Petrakis, E. (1996). “Coupons and oligopolistic price discrimination”, *International Journal of Industrial Organization*, 14, pp.227-242.
- [3] Corts, K. (1998), “Third-degree price discrimination in oligopoly : all- out competition and strategic commitment”, *Rand Journal of Economics*, 29, pp.306-323.
- [4] Green, R. (2012). “Ofgem’s Consultation on the Undue Discrimination Prohibition standard licence condition”.
- [5] Hviid, M., and Price, C. W. (2012). “Non-discrimination clauses in the retail energy sector”, *The Economic Journal*, 122, pp.236-252.
- [6] Littlechild (2012). “Protecting customers or suppliers?”.
- [7] Ofgem (各年) “Supply Market Indicators”.
- [8] Ofgem (2008) “Energy Supply Probe”.
- [9] Ofgem (2009). “Addressing undue discrimination –Final Impact Assessment-”.
- [10] Ofgem(2011). “The Retail Market Review - Findings and initial proposals”.
- [11] Ofgem (2013) “The Retail Market Review – Updated domestic proposals”.
- [12] Ofgem (2014) “Finding a better deal on your energy is getting easier from today”, <https://www.ofgem.gov.uk/press-releases/finding-better-deal-your-energy-getting-easier-today>.
- [13] Rotemberg, J. (2011). “Fair Pricing”, *Journal of the European Economic Association*, 9, 5, pp.:952–981.
- [14] Shaffer, G. and Zhang, Z.J. (2000). “Pay to switch or pay to stay : preference- based price discrimination in markets with switching costs”, *Journal of Economics & Management Strategy*, 9, pp.397-424.
- [15] Shuttleworth G., and Anstey G. (2013). “Retail Energy Markets Government Ignores Economics At Its Peril”, *New Power*, 51.
- [16] Stole, L A. (2007). “Price discrimination and imperfect competition”, *Handbook of Industrial Organization*, pp.2221-2299.
- [17] Vickers, J. (2009). “Assessing undue discrimination - Reponse to Ofgem consultation”.
- [18] Yarrow, G. (2009). “Assessing undue discrimination - Reponse to Ofgem consultation”.
- [19] 後藤久典・蟻生俊夫 (2013). 「欧州における
- 家庭用電気料金メニューの多様化の現状と課題」, 電力中央研究所報告書, Y12028.
- [20] 松川勇. (1995). 『電気料金の経済分析』, 日本評論社.

澤部 まどか (さわべ まどか)
電力中央研究所 社会経済研究所

本号の特集「電力システム改革における制度設計のリスク」に関連する研究報告書などをご紹介します。弊所 Web サイトから PDF 版（無料）をご利用ください。

電力中央研究所 社会経済研究所

<http://criepi.denken.or.jp/jp/serc/index.html>

■電力中央研究所 研究報告書（報告書番号：発行年月）

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（Y14007：2014.04予定）

電気事業の新規制組織と公正取引委員会の相互関係—英国の事業規制官庁による競争法執行制度を題材に—（Y14006：2014.04予定）

米国の業務・産業用電力小売市場における新規参入の実態評価（Y14001：2014.06）

ドイツにおける発送電分離の評価—事業者の対応と課題—（Y13029：2014.05）

電力取引における先物市場の活用—米国 PJM の事例—（Y13021：2014.04）

ドイツ・イギリスの需給調整メカニズムの動向と課題—需給調整能力の確保と費用決済—（Y13018：2014.04）

小売全面自由化後の家庭用需要家による規制料金と自由料金の選択要因の分析（Y13017：2014.05）

欧州における容量メカニズムの動向と課題—イギリス、フランス、ドイツの事例を中心に—（Y13013：2014.04）

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（Y13011：2014.05）

電力小売自由化後の家庭の供給者変更行動と情報探索の役割—欧州および日本の家庭用需要家を対象にした調査・分析—（Y13008：2014.03）

英国における小売全面自由化後の競争評価と競争促進策の課題（Y13005：2014.04）

欧州のエネルギー事業者におけるトレーディング部門の役割（Y13004：2014.03）

■社会経済研究所ディスカッションペーパー

SERC Discussion Paper 14002 電気料金の国際比較—2013年までのアップデート—（2014.05.12）

■電中研 TOPICS

電力システム改革の課題に迫る（Vol. 13：2012.11）

■電気新聞「ゼミナール」

小売全面自由化後に自由料金への移行は進むのか？（2014.06.16）

欧米のエネルギー事業者におけるトレーディング部門の役割とは？（2014.05.19）

英国の小売市場の競争評価が示唆するものは何か？（2014.02.17）

自由化後の電源確保の仕組みにはどのようなリスクがあるか（2014.01.20）

欧米の電力会社は、ステークホルダーからの信頼獲得のために何を実践しているのか？（2013.09.30）

英独ではどのように料金メニューの多様化が進んでいるか？（2013.09.02）

LNG 取引の市場化に向けた課題は何か？（2013.08.05）

ドイツの再生可能エネルギー電源の急速な普及は卸電力市場や系統運用にどのような影響を与えたのか？（2013.07.01）

電力システム改革の第一の柱「広域系統運用の拡大」で何が変わるのか？（2013.04.22）

米国の容量市場は「市場」として機能しているのか？（2013.04.08）

* 原稿の採用、雑誌の編集等については、「電力経済研究」編集委員会がその責任を負います。本誌に掲載されたすべての論文を含む本誌の著作権は、電力中央研究所に帰属します。複製や他の出版物等に転載を希望する場合は、「電力経済研究」編集委員会を通じて電力中央研究所の承諾を得てください。

電力経済研究 No.61 2015年3月

発行：一般財団法人 電力中央研究所 社会経済研究所
〒100-8126 東京都千代田区大手町1-6-1
電話：03 (3201) 6601 (代)

特集「電力システム改革における制度設計のリスク」

本特集のねらい	服部 徹
容量メカニズムの選択と導入に関する考察	
－不確実性を伴う制度設計への対応策－	服部 徹 … 1
米国 PJM エネルギー市場における市場支配力監視の設計と課題	
－局所的市場支配力の緩和策と市場評価－	井上 智弘 …17
自由化後の電力長期契約をめぐる競争上の課題	
－EU 競争法の適用事例を通じた検討－	佐藤 佳邦 …39
電力の小売競争への規制介入の問題	
－英国の差別価格の制限が競争に及ぼした影響－	澤部 まどか …57

