

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にはなく、

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。

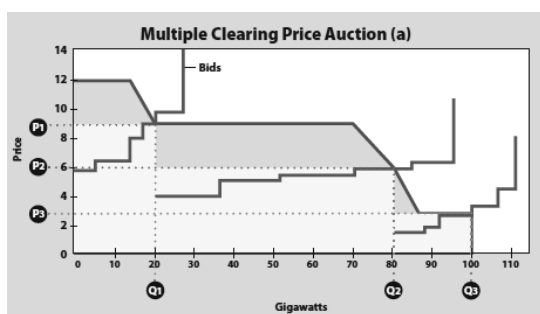
なお、基本的には1 MWの供給力に対しては、それがどのような電源であっても同じ価格を支払うのが容量市場であるが、近年は、柔軟性の高い運用能力 (起動停止の早さなど) を持った電源が必要となる中で、そのような電源を十分に確保できないのではないかと懸念が生じてきた。そのため、特に再生可能エネルギーの導入に積極的な地域においては、十分な供給力の確保よりも、柔軟性の確保に向けた制度設計を求める議論が高まっている²²。そのために必要なのは、単なる容量のための市場 (Capacity Market) ではなく、電源の運用能力のための市場 (Capability Market) だとも言われている。具体的には、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。

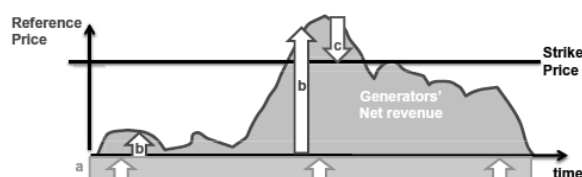
3.5 信頼度オプション

「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。

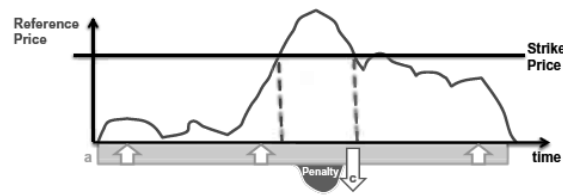
²³ Cervigni and Niedrig (2011)を参照。

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



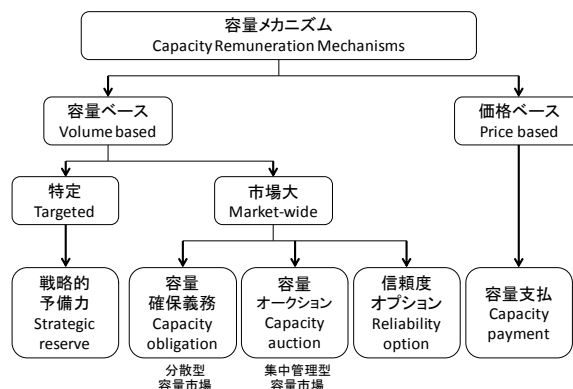
(ii) 発電しなかった場合

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なってくる。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。

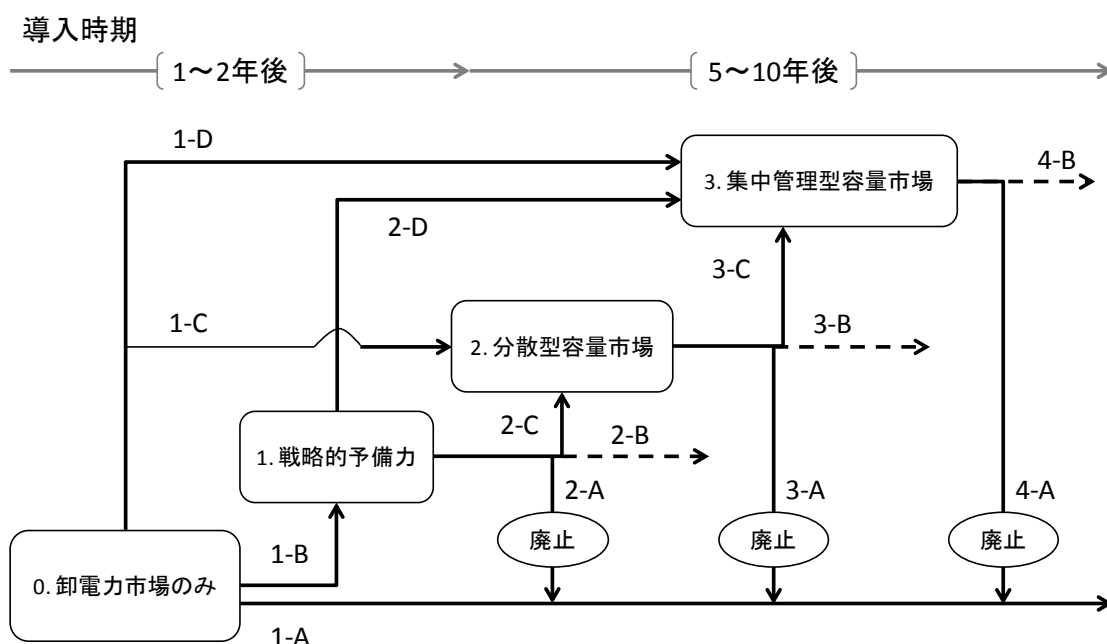


図4 容量メカニズムの導入シナリオ

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