



京都大学
KYOTO UNIVERSITY

iDER Project

「分散型電力システムの制度設計と社会経済的評価、
その地域再生への寄与に関する研究」
プロジェクト

“Institutionalization of Decentralized power system
and socio-economic Evaluation,
concerning its contribution to Regional regeneration”
Project

ディスカッションペーパーシリーズ
Discussion Paper Series

No. 14-A-1

ドイツにおけるキャパシティ・メカニズムの
制度設計
-Strategic ReserveとCapacity Marketを中心に-

尚絅学院大学 総合人間科学部 生活環境学科
准教授

東 愛子

2014年 12月

〒606-8501 京都市左京区吉田本町
京都大学 大学院 経済学研究科 諸富研究室
Graduate School of Economics, Kyoto University
Yoshida-Honmachi, Sakyo-ku, Kyoto 606-8501, Japan

ドイツにおけるキャパシティー・メカニズムの制度設計

–Strategic Reserve と Capacity Market を中心に–

Designs of Capacity Mechanisms for Germany: Strategic Reserve or Capacity Market?

東 愛子 (Azuma, Aiko) *

1 はじめに

容量市場は既に、電力自由化が進んだ国や地域で導入されている。容量市場が導入されている根拠には、電力という財の特殊性や電力市場における上限価格規制等により、電力市場のみでは設備投資のインセンティブを引き出す十分な価格が付かず、電力の安定供給を維持できないと懸念されたことが挙げられる (Joskow(2007), Cramton(2012), Cramton(2013), 服部 (2008), 服部 (2013))。

ドイツでも近年、既存の火力発電所の収益性が悪化し、調整用電源だけではなく、将来の営業用電源の不足が懸念されている。そこでドイツにおいても、容量市場をはじめとするキャパシティーメカニズムを導入し、将来必要とされる発電容量を確実に確保していく仕組みづくりが検討されている。このような発電容量の不足は、上記に挙げた電力市場の失敗の問題に加えて、ドイツ特有のエネルギー政策にも端を発している。第 1 に、原子力発電所のフェーズアウトによる発電容量の急激な減少である。第 2 に、再生可能エネルギーの優先接続義務および FIT による再生可能エネルギー補助政策によって、既存火力発電所の発電時間が低下と卸売電力市場における電力価格の低下を招き、火力発電設備への投資インセンティブが低下していることが挙げられる。

我が国では現在、東日本大震災で生じた大規模な電力不足や、原子力発電の事故を契機に、電力システムが大きく改変されようとしている。同時に、2012 年から再生可能エネルギーの全量買取り制度も導入され、今後の導入拡大が期待される場所である。現時点では、ドイツの再生可能エネルギー導入率に大きく及ばないものの、電力自由化と再生可能エネルギーを同時に進めた場合に、将来的にどのような問題が起こりうるのか、そしてその問題をどのように解決しうるのか、先行事例から示唆を得る必要があると考える。

そこで本稿では、現在ドイツで議論されている様々なキャパシティーメカニズムの手法を明らかにし、再生可能エネルギーの拡大を支える電力市場改革の課題を検討することを目的とする。

以下、第 2 節では、キャパシティーメカニズムが必要とされる背景を、一般的な自由化市場における理論的背景と、ドイツ特有の背景に分けて検討する。第 3 節では、ドイツで導入が検討されているキャパシティーメカニズムに関して、その仕組みや特徴を概観したうえで、比較検討を行う。最後に第 4 節において、我が国の再生可能エネルギー政策と電力シ

* 尚絅学院大学総合人間学部, Faculty of Comprehensive Human Sciences, Shokei Gakuin University
〒981-1295 宮城県名取市ゆりが丘 4-10-1, a_azuma@shokei.ac.jp

システム改革に対する示唆をまとめる。

2 ドイツにおけるキャパシティメカニズム導入論議の背景

2.1 自由化市場におけるキャパシティメカニズム導入の理論的背景

電力市場における取引は、発電所の限界可変費用を安い順に並べたMerit Orderと需要曲線の交点で成立する。限界費用が市場均衡価格より安い発電所は、価格と限界費用の差分（レント）を資本費に充当することが可能となる。但し、マージナルプラント（電力市場において最後の1単位の発電量を生産している発電所のこと）においては、限界費用と価格が一致しており、設備投資費を回収することはできない。したがって、年間数時間しか発電を行わないピーク電源に関しては、電力需要が設備容量を下回る限り設備投資費の回収を行うことはできない。しかし、電力需要量が発電設備容量を超えるような需要超過時において、ピーク電源の限界費用よりも非常に高い価格（スパイク価格）で電力が取引されれば、ピーク電源の資本投資費もカバーすることが可能である。このように理論的には、電力市場における価格メカニズムによって、発電設備への投資インセンティブを引き出すことが可能であり、発電電力量（kWh）の取引のみを通じて、適切な発電設備の容量（kW）を十分に確保することができる。

しかし、Cramton(2012)、Cramton(2013)は、需要超過時の電力価格が設備投資を促すために必要な水準に到らず、必要とされる発電容量を確保できない事態が生じることを示している。理由の一つとして挙げられるのが、政策的に課せられた電力価格の上限（プライスキャップ）である。一般的に、非常に高いスパイク価格から需要者を保護する必要がある場合や、市場支配力による価格高騰を阻止する必要がある場合には、政策的に何らかのプライスキャップが課せられている。プライスキャップが低ければ、発電所への投資インセンティブが阻害され、適切な発電容量の確保が困難になる。

このような発電容量の不足を解決する手法として考えられているのが、キャパシティメカニズムである。キャパシティメカニズムは、価格アプローチと量的アプローチに分類される。まず価格アプローチとは、プライスキャップを十分な設備容量を確保できるレベルまで引き上げることによって、容量不足を解消する方法である。非常に高いプライスキャップを設定すれば、発電電力量（kWh）の取引のみを通じて、適切な発電設備の容量（kW）を十分に確保することができるとするこの考え方は、別名、**Energy Only Market** アプローチと呼ばれる。

一方で量的アプローチとは、適切な設備容量を達成する価格と、政策的に設定されたプライスキャップの差分を、発電事業者に支払うことによって、容量不足を解消する手法である。

2.2 ドイツにおいてキャパシティメカニズムが必要とされる背景

前述の理論的背景に加えて、ドイツにおいて、将来の発電容量を確実に確保するための

キャパシティーメカニズムが検討され始めた背景には、ドイツ特有の政策に起因する理由がある (Ecofy(2012a), Ecofy(2012b), Cramton(2012)).

第 1 に、原子力発電所の閉鎖による発電能力の減少である。メルケル政権は、日本の福島第一原子力発電所の事故を重く受け止め、2011年6月に、原子力発電所のフェーズアウトを決定した。その結果、ドイツの原子力発電所は2022年までに順次停止することが決まっており、失われる発電容量をいかに賄うかが問題となっている。

第 2 に、再生可能エネルギー促進政策によって、既存火力発電所の収益性が悪化し、特にガス火力発電所への投資インセンティブが低下している問題が挙げられる。ドイツでは既に2013年度の全発電電力量の23.4%を再生可能エネルギーで賄っている。このような再生可能エネルギーの拡大は、固定価格買取制度による再生可能エネルギーへの投資促進や、再生可能エネルギー法 (EEG) の下で、送電事業者 (TSO) に再生可能エネルギーの優先接続の義務付けによって実現されたものである。

しかしながらその一方で、火力発電所は、再生可能エネルギーによって供給できなかった電力需要を供給することになり、発電総量が減少している。さらに、火力発電所の発電総量が減少したことにより、電力スポット市場における電力価格も低下している¹。火力部門の担う電力需要量の減少と卸売電力価格の低下によって、ガス火力発電の発電量が低下しており、Fraunhofer Institute for Solar Energy systems (2014) によれば、2013年度のガス火力発電所の発電量は、2012年度と比較して21%減少している²。このような状況は、特にガス火力発電所の収益の悪化をもたらし、投資インセンティブを低下させている³。

第 3 に、再生可能エネルギーの地域遍在性が挙げられる。ドイツの電力消費地は南部に集中しているが、風力発電の生産地は北部である。再生可能エネルギーのさらなる拡大と、原子力発電のフェーズアウトによる発電容量の低下を賄うために、ドイツ政府はエネルギー事業法 (EnWG) の下で、2015年度末までに南北連系線の増強する計画を立て、南部の発電容量の不足を解消しようとしている⁴。しかし、BNetzA(2013) によれば、1855kmの計画のうち、2013年までに完了しているのは268km (15%) のみであり、2016年度末に工事が完了するのは計画値の50%程度と予測されている。しかし、たとえ連系線の敷設が予定

¹ EEX 先物市場において、2012年度の既存電力の基本価格は€49.3/MWh (2011年€56.08/MWh)、ピーク価格は€60.86/MWh (2011年€69.03/MWh)。

² これらの理由に加えて、EU 排出取引制度 (EU-ETS) における炭素価格の低迷によって、ガス火力発電所への投資の魅力が低下している。逆に、石炭火力発電所、褐炭火力発電所の発電量は増加している。

³ ドイツでは、火力発電の収益悪化から、発電事業者が火力発電所の夏季休止や廃止を行うケースが出ている。連邦ネットワーク庁(BNetzA) はネットワークシステムの安定性の件点から、エネルギー事業法 (EnWG) を2012年に改正し、発電所の閉鎖する場合は閉鎖計画を1年前に連邦ネットワーク庁 (BNetzA) と関連する TSO に届け出、発電所の閉鎖がネットワークの安定性に支障をきたさないか、TSO の審査を受けなければならないと定めた。閉鎖がネットワークシステムの安定性に支障をきたすと判断された発電所に関しては閉鎖ができず、ネットワークリザーブとしてスタンバイしていなければならない。閉鎖できずにスタンバイしているプラントに関しては TSO から適切な報酬が支払われており、2017年末までこの措置は継続される。

通りに進んだとしても、非変動電源への投資不足によって、将来的に発電容量の不足が懸念されている。Agora(2013)では、2022年にドイツ全体で500MW~1500MWの発電容量が不足すると試算している。特に南ドイツにおいては火力発電所への投資計画が不足しており、BNetzA(2013)によれば、2018年までに、5400MW程度の容量不足が生じると予測されている。

このように、原子力発電のフェーズアウトと再生可能エネルギーの増加が、将来的な発電容量不足に拍車をかけると懸念されることから、必要とされる発電容量を確実に確保すべく、キャパシティメカニズムの導入が検討されているのである。

3 キャパシティメカニズム

先に述べたように、キャパシティメカニズムは価格アプローチと量的アプローチに分類される。本稿では、将来に必要とされる発電容量を確実に確保する手法として、現在ドイツで導入が検討されているCapacity MechanismとStrategic Reserveの2種類を取り上げ、各手法の特徴の比較検討を行う。前者は量的アプローチであり、後者は価格アプローチと量的アプローチのハイブリッド型になる。表1は、Capacity MechanismとStrategic Reserveの主要な内容について比較を行ったものである。

3.1 Strategic Reserve

Strategic Reserveとは、電力市場（卸電力市場と調整電源市場）の外に、一定量の発電容量を取り置き、電力市場において需給インバランスが発生したときにのみ取置いた発電所を稼働させる仕組みである。つまりStrategic Reserveは安定供給の最終的な保障といえる。

3.1.1 Strategic Reserveの仮定

Strategic Reserveは、需給逼迫時に電力市場において非常に高い電力価格をつけることが可能であり、あくまで電力市場における電力量(kWh)の取引によって発電容量(kW)の投資インセンティブを引き出すことが可能であるとするEnergy Only Marketアプローチの考え方に依拠している。つまり、Strategic Reserveは、通常の電力市場があくまで将来の設備投資に対するインセンティブや需給のインセンティブを創出できると考えるのである。したがって、既存の電力市場の機能を阻害することなく、最終的な供給安定を保障するために、あくまで既存の電力市場に追加的に一定量の容量を確保するアプローチがとられる。

3.1.2 Strategic Reserveの対象となる発電所

Strategic Reserveの対象は、経済的理由によって電力市場から退出をせざるを得ない既存発電所やStrategic Reserveがなければ建設が困難である新規発電所である。Federal Ministry of Economics and Technology(2013)では、Strategic Reserveの調達期間を、2

期間に区分し、2016年までを第1フェーズ、2017年以降を第2フェーズと設定している。

表 1 Capacity Mechanism と Strategic Reserve の比較

比較項目	Strategic Reserve	Capacity Market
制度内容	一定量の発電容量を電力市場外に取り置き、発電容量が不足する際に使用する。	全ての発電容量を、容量市場を通じて調達する。
仮定	電力市場は設備投資に対するインセンティブを与える。	電力市場は設備投資に対するインセンティブを与えない。
対象	既存・新規の一部の発電事業者	全ての発電事業者
確保する容量	ピークロードの5%程度	将来必要とされる全ての発電容量
容量の調達方法	入札	入札
発電事業者への報酬	発電容量の調達費用は、送電料金に上乗せして消費者から徴収。 発電事業者は入札価格に基づいてkW 価格を受け取る。	発電容量の調達費用は、送電料金に上乗せして消費者から徴収。 発電事業者は入札価格に基づいてkW 価格を受け取る。
確保した容量の使用方法	① 前日 Spot 市場で発電容量が不足する場合(電力価格が trigger price を上回った場合)稼働要請。 ② 送電混雑解消のための手段として使用。	通常の電力市場で電力供給を行う。
価格高騰から消費者を保護する仕組み	Strategic Reserve が稼働する trigger price と、Strategic Reserve の実際の発電費用(可変費用)の乖離分を TSO が取り置き、送電料金引き下げに利用。	監督官庁と発電事業者間でオプション契約を結び、電力スポット価格と行使価格の差を発電事業者が監督官庁に納める。監督官庁はその収入を消費者に還元。
利点	将来の発電容量を確実に確保し、安定供給を担保する。	将来の発電容量を確実に確保し、安定供給を担保する。
欠点	特定の発電事業者の保護につながる。 高率のよい新設発電所を非常時のみにしか利用できず非効率。	メカニズムが長期に渡り、実施が複雑。

第1フェーズは Strategic Reserve の対象となってから実際に電力を供給できる体制を整

えるまでのリードインタイムを3~6か月に設定しており、実質的に、対象は既存発電所のみに絞られるものと考えられる。2017年以降の第2フェーズでは、リードインタイムが3年に設定されることから、新規発電所も対象となりうる。

一旦 Strategic Reserve の対象となった発電所は、電力市場で電力を売ることができない。これは、電力市場で電力を供給する発電所の投資抑制や投資不足を防ぐための措置である。

Strategic Reserve となる発電所を、特定の技術要件を満たす発電所に限定することも可能である。r2b (2012) は新規の発電所（特にガス火力発電所）のみを Strategic Reserve の対象とすることを提唱している。但し、先に述べたように、Strategic Reserve となった発電所は、通常の電力使用で電力を供給することができないことから、効率の良い新規の発電所を緊急時のみ使用することは非常に非効率であると考えられる。

また、特定地域に Strategic Reserve を置くことも可能である (BDEW(2013))。ドイツでは電力需要の多い南部において特に発電容量の不足や送電混雑が発生しており、これを解消するために南部の発電所を対象を限定し、地域的な問題の解消を行うことも可能である。これは現在確保されているネットワークリザーブを Strategic Reserve に置き換えることが可能であることを意味している⁵。

3.1.3 Strategic Reserve の対象容量

ドイツの現在のピークロードは 80GW である。European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) は、総発電容量の 5% にあたる容量を SR として確保しておくことを推奨しているが、設備利用率の低い再生可能エネルギーの発電容量を含めると、総発電容量はピークロードよりもはるかに大きい。ドイツの Grid Development Plan によれば、再生可能エネルギーを含めた発電容量は 2022 年までに 200GW に達するが、再生可能エネルギーを除いた発電容量は 100GW と予測されている。このように、再生可能エネルギーの発電容量を含めて確保する発電容量を考慮すると、過剰な Strategic Reserve を保持することにつながる。したがって、BMW (2013) では、SR として確保する容量を、ピークロードの 5% に設定することを提唱している。制度開始初期は 2GW 程度の確保を目指しており、徐々に確保する容量は増える見込みである。確保する容量は、ヨーロッパ全体の発電容量の変化や、閉鎖される発電所の容量も勘案して決定されることになっている。

3.1.4 Strategic Reserve の調達と利用の仕組み

⁵ ネットワークリザーブとは、送電混雑の解消等の電力システムの安定化のために、総供給量は変化させずに、電力を供給する発電所を変更する redispatch に使用される調整電源の役割を指す。現在ドイツでは、特に南ドイツの送電混雑解消のために、ドイツ南部やオーストリアでネットワークリザーブプラントが保持されている。2012/13 冬季のリザーブは 2.6GW。ドイツ国内 1.6GW、オーストリア 937MW (BNetzA, 2013)。連邦ネットワーク庁(BNetzA)によれば、調整電源に関する規定 (Reserve power plant regulation - ResKV) に基づき、2015/2016 年間に TSO がネットワークリザーブとして利用するために、1215MW のネットワークリザーブが必要としており、追加的な募集が行われる。

まず、管轄官庁が **Strategic Reserve** として必要とされる発電容量を決定し、入札によって対象となる発電所が決定される。入札参加者は TSO である。先に述べたように、発電所のライフスパンに応じて、契約期間は 1 年間から 10 年の間でオファーを出すことができる。**Strategic Reserve** の調達にかかった費用は、送電料金に上乗せされ、電力消費者から徴収される。

Strategic Reserve の利用方法には 2 種類が考えられる。第 1 は、前日スポット市場で発電容量の不足がみられた場合に稼働するケースである。前日スポット市場における電力取引価格が、あらかじめ定められたトリガー・プライス (€3000/MWh) を超えた場合は、需要過多で発電容量が不足していると判断される。そのような状況下に限り、TSO は **Strategic Reserve** に対して稼働を要請し、**Strategic Reserve** は要請から 10 時間以内に稼働できるように待機しなければならない。このように **Strategic Reserve** が稼働するのは需要超過が予測される場合であるので、**Strategic Reserve** はピーク電源の限界費用よりも非常に高いトリガー・プライス (maximum permit price と呼ばれる) で販売されることになる。

第 2 は、送電混雑解消のためのネットワークリザーブとしての利用である。現在ドイツでは、特に南ドイツの送電混雑解消のために、ドイツ南部やオーストリアでネットワークリザーブプラントが保持されている。**Strategic Reserve** が導入された場合には現在南ドイツで確保されているネットワークリザーブは **Strategic Reserve** 置き換えられていくことになる。

3.1.5 発電事業者の報酬

Strategic Reserve となった発電事業者は、入札公告に提出した入札価格を kW 価格として受け取る、pay-as bid 方式が採られる (ドイツは調整電源の kW 価格も pay-as-bid 方式が採用されている、八田・三木 (2013))。 **Strategic Reserve** として待機していた発電事業者が実際に電力の供給を行った場合は、kWh 価格が発電事業者を支払われる。ただし、kWh 価格は各発電事業者の実際の限界費用に基づく。先に述べたように、**Strategic Reserve** の販売価格はトリガー・プライスであるから、TSO が消費者から徴収する販売価格と TSO が SR に支払う限界費用には乖離が生じる。この乖離部分は、TSO に留保され、送電料金の引き下げに利用される。このように、需給ひっ迫時の電力価格の高騰から、消費者を保護する仕組みも検討されているのである。

3.1.6 **Strategic Reserve** の利点と導入の注意点

Strategic Reserve の利点は、現在の電力市場に大きな手を加えることなく、安定供給を保障する仕組みを作ることができる点である。また、導入時において、監督官庁の複雑な設定が不要であり、監督官庁は調達する容量、対象技術、入札手順のみを決定すればよいため、実施コストを安く抑えられるメリットもある。

しかし、EWI(2012)は、Strategic Reserve の発動の目安となるトリガー・プライスの設定に注意を促している。Strategic Reserve は、設備投資のインセンティブは電力市場で付与されると考える。したがって、将来必要とされる十分な設備容量を確保するためには、トリガー・プライスは高く設定されなければならない。しかし、先に述べたように、消費者の負担軽減の観点から、政策的に高いトリガー・プライスを引き下げた場合、電力市場における投資インセンティブが阻害されてしまう。したがって、Strategic Reserve は、将来必要とされる供給容量を確実に確保できるかどうか不透明さを残すのである。

3.2 Capacity Market

3.2.1 Capacity Market の仮定

Capacity Market の導入際し、電力市場は、必要とされる設備容量を確保するに足る十分な価格シグナルを出すことができないと考えられている。例えば、プライスカップの設定により、需給ひっ迫時にマージナルプラントの設備投資をカバーする十分に高い価格がつかず、設備投資のインセンティブが阻害されている場合がこれにあたる。そこで、発電容量に価格付けを行い、将来必要とされる発電容量を確実に確保することが、Capacity Market の狙いになる。

3.2.2 Capacity Market の対象と対象容量

Capacity Market の対象は、将来の電力市場（卸電力市場および調整電源市場）に参加する全ての発電所である。この中には、今後5～7年以内に稼働を予定している建設中や建設予定の発電所も含まれる。

3.2.3 Capacity Market における容量調達の仕組み

Capacity Market 同様に、今後5～7年間に必要とされる発電設備容量を、管轄官庁が決定する。Strategic Reserve と異なる点は、一部取置く発電容量を決定するのではなく、再生可能エネルギーの設備容量も含めて、全ての発電容量を決定する点である。

発電事業者が自らの発電設備を入札にだし、管轄官庁のみが応札を行う。電力市場に参加しようとする発電事業者は必ず入札に出すことが求められる。既存の発電設備に関しては市場支配力の影響を防ぐために0 €/kW で入札される。発電容量の調達費用は送電料金に上乗せされ、電力消費者から徴収されることになる。

このように、必要とされる発電容量を全て入札で確保することによって、確実な設備投資費の回収を行うことができ、将来の設備投資に対するインセンティブを引き出すことが可能である。発電容量が入札で調達されることから市場原理に基づいた手法ととらえることができるが、総設備容量を監督官庁が決定する点で、規制的な手法とも見ることができる。

3.2.4 発電事業者の報酬

発電事業者は、容量市場のオークション収入から、設備投資の回収が可能である。さらに、発電事業者は電力市場で発電量の売買を行い、可変費用の回収を行う。この電力市場での取引に関して、一般的に、発電事業者は、管轄官庁と契約 (security supply contract もしくは reliability option と呼ばれる) を結ぶことになる。reliability option とは、消費者が高い電力スポット価格に直面することを防ぐことや、市場支配力の行使を抑制することを目的とした措置である。

まず、監督官庁がオプション契約の権利行使価格を設定する。これが実質的に、消費者が直面する電力の最高値になる。もし、需給ひっ迫や市場支配力の影響から、スポット価格が権利行使価格を超えた場合は、発電事業者は (スポット価格 - 権利行使価格) 分を監督官庁に払い戻さなければならない。これが、reliability option 契約となる。reliability option 契約を結んだとしても、発電事業者の電力市場における生産行動に変化はなく、発電事業者は電力市場価格に応じて自分の発電電力量を決定することになる。つまり、需給ひっ迫時には発電事業者は自分の保有する設備容量を使って、できるだけ電力を提供しようとするインセンティブは阻害しないといえる。

オプション契約の行使によって、発電事業者から払い戻された (スポット価格 - 権利行使価格) 分は、監督官庁から電力小売り事業者に送られ、高いスポット価格に直面した電力消費者の負担軽減に使用される。電力消費者の電力コストは実質、権利行使価格に抑制される仕組みである。

3.2.5 Capacity Market の利点と導入の注意点

Strategic Reserve と比較して、Capacity Market の創設は、将来に必要とされる発電容量を確実に確保する点で、優れているといえることができる。しかし、導入の障害となるのは、実施の複雑性にある。また、Strategic Reserve が地域的な送電混雑問題を解決する手法として利用できるのに対して、Capacity Market の創設ではこれが難しい点も注意が必要である。なぜなら、地域別に発電容量を確保することは市場分割に繋がり、地域間で発電容量価格が異なる事態を招くことになることや、市場参加者が少なくなることによって市場支配力の影響が懸念されるからである。

4 結論

本稿では、現在ドイツが議論を進めているキャパシティメカニズムの中から、特に Strategic Reserve と Capacity Market を取り上げ、両手法の仕組みおよび導入にあたっての注意点を考察した。両手法とも、将来に必要な発電容量を監督官庁があらかじめ決定する点で規制的な手法であるが、容量の調達を入札という経済的手法を用いて実施する点

で、費用効率性は担保される。各手法とも、発電事業者に対して投資インセンティブを与え、将来の安定供給を担保する手法であるといえる。しかし、実施の複雑性や、特定発電所への保護などの問題点を抱えている。我が国電力市場も今後、発電部門の自由化と再生可能エネルギーの拡大によって長期的な安定供給の課題に直面すると予想されるが、各手法の効果と効率性を踏まえて検討を行う必要がある。

■ 参考文献

- ・ 八田・三木 (2013) 「電力自由化に関わる市場設計の国際比較研究～欧州における電力の最終需給調整を中心として～」, RIETI Discussion Paper Series 13-J-075.
- ・ 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, 53 (7), pp. 397-402.
- ・ 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—」 電力中央研究所調査報告, Y120220.
- ・ Agora(2013), Capacity market or strategic reserve (in German), <http://www.agora-energiewende.org/topics/electricity-market-and-system-reliability/detail-view/article/kapazitaetsmarkt-oder-strategische-reserve-was-ist-der-naechste-schritt/>.
- ・ Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (2013), Monitoring Report 2013, http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/EN/BNetzA/PressSection/ReportsPublications/2013/MonitoringReport2013.pdf?__blob=publicationFile&v=11.
- ・ BDEW(2013), Strengthening Markets, Securing Supply, [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/25273740766E25F1C1257BB9005222B5/\\$file/130628_ExpertDialogue_StrategicReserve.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/25273740766E25F1C1257BB9005222B5/$file/130628_ExpertDialogue_StrategicReserve.pdf).
- ・ Cramton P, Ockenfels A (2012), Economics and design of capacity markets for the power, *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 36, pp. 113-134.
- ・ Cramton P, Ockenfels A, and Stoft S (2013), Capacity Market Fundamentals, *Economics of Energy & Environmental Policy*, 2:2.
- ・ Ecofys (2012a), Necessity of Capacity Mechanism, [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A4582EF7C795A999C1257BB9004216F0/\\$file/Necessity%20of%20Capacity%20Mechanisms_Ecofys.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A4582EF7C795A999C1257BB9004216F0/$file/Necessity%20of%20Capacity%20Mechanisms_Ecofys.pdf).
- ・ Ecofy (2012b), Necessity of and Design Options for a Capacity Mechanism, http://www.ecofys.com/files/files/ecofys_2012_capacity_mechanisms_interim_report.pdf.

- EWI(2012), investigation into a sustainable electricity market design for Germany,
http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2012/EWI-0682-12_Studie_Summary_Web.pdf.
- Federal Ministry of Economics and Technology (2013), Report of the Power Plant Forum to the Federal Chancellor and the Minister-Presidents of the Länder,
<http://www.bmwi.de/English/Redaktion/Pdf/report-of-the-power-plant-forum,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- Fraunhofer Institute for Solar Energy systems (2014), Electricity production from solar and wind in Germany in 2013,
<http://www.ise.fraunhofer.de/en/downloads-englisch/pdf-files-englisch/news/electricity-production-from-solar-and-wind-in-germany-in-2013.pdf>.
- Joskow PL (2008) Competitive electricity markets and investment in new generating capacity. In: Helm D (ed) *The new energy paradigm*. Oxford University Press, Oxford.