



ミッシングマネー問題と容量メカニズム（第3回）

容量メカニズムの制度設計に向けて

2014/02/27

電力システム改革論を斬る！

電力改革研究会

Policy study group for electric power industry reform

[第2回](#)では、電力システム改革が進行している日本における容量メカニズム導入の意義について説明した。今回は、想定される制度を前提に、制度設計にあたっての論点を整理・考察する。

3-1 日本における容量メカニズム検討の進め方

日本における容量メカニズムの導入時期については、理論上は、法律上供給義務を担う主体がなくなる小売全面自由化（第2段階）と同時期が望ましい。しかし、海外においても発展途上の制度であるし、国内においても、ミッシングマネー問題の所在の認識が十分でなく、知見の蓄積も不十分と思われるので、検討にある程度時間がかかるのもやむを得ないと思われる。制度設計WGの議論においても、容量メカニズムについては、表3-1の2つの代表的手法を例示した段階である。

表3-1：容量メカニズムの手法

	メリット	デメリット
【手法1】 電源所有者と小売事業者との間の相対契約の仲介業務的な市場	■ 実際の電気(kWh)の使用権契約的な位置付けとなるため、当該市場において約定した電源を供給力確保に直結できる。 ■ 電源に求める要件の設定などにおいて自由度が高い(調整力の高い電源をより高く評価する要件設定を行うなど)。	■ 平時(需給が緩和している時)には市場での価格がつかず、発電事業者にとって投資回収の場としての意義が乏しい(海外での経験) ■ 仮に小売事業者と成約したとしても、負荷率の低い小売事業者が相手方であった場合に、電源の運用変更を発電事業者側の判断で行うことができず、電源運用の効率性が低下する可能性
【手法2】 電源のkW価値をすべての小売事業者の需要(相対契約等により供給力確保済みの分を除く)に応じ割り振る市場	■ 発電事業者にとってはkW相当分の回収が容易となり、設備投資・維持のインセンティブとなる。 ■ 米国において事例が有り、一定の評価が得られている(英国でも同様の仕組みを検討中)	■ すべての小売事業者にkW価値を負担させる義務付けが必要。 ■ 負担したkWに対応した電気(kWh)の使用権は与えられないため、実際の供給力調達は別途行うことが必要

(出所) 経済産業省(2013b)『第2回制度設計WG資料 3-2 事務局提出資料 新たな供給力確保策について』p.22

比較的早期に容量メカニズムを導入した電力市場としては、アメリカ東部の PJM が知られているが、上記の 2 手法のうち、初期に導入された容量市場は手法 1 に相当し、その制度で顕在化した問題を踏まえた進化形である信頼度価格モデル(Reliability Pricing Model: 以下 RPM)は手法 2 に相当する。こうした経過を考えると、日本における容量メカニズムの検討は、基本的に手法 2 を中心に進めることが適切と思われる。

なお、容量メカニズムに対する批判として、電力供給コストが増えるのではないかと、いうものがあるが、容量メカニズムは、コスト負担の分配を変える仕組みであって、コストそのものを増やすものではない。少なくとも、今が日本全体で必要な供給力が確保されている状態であるなら、容量メカニズム導入の有無にかかわらず、日本全体で発生しているコストは変わらない。仮に導入の結果、ある需要家の負担が増えたとしたら、それは、それまでフリーライダーであった需要家の負担が適正化したことを意味する。

3-2 容量メカニズムの制度の流れと論点

手法 2 採用を前提に、容量メカニズムの制度の流れの一例を以下に示す。制度の対象となる年度を N とする^{注 1)}。

<N 年度開始前^{注 2)}>

- (1) 容量メカニズムの運営主体(以下、単に「運営主体」)^{注 3)} は、N 年度における日本全体に必要な kW 総量(kW 総義務量)を設定
- (2) 運営主体は、発電事業者等^{注 4)} による提供可能な kW を募集(発電事業者等が応募)、応募量と kW 総義務量に基づき kW 価格(クレジット価格)を決定
- (3) 運営主体は、上記義務量を全小売事業者に配分(供給計画に基づき暫定的に配分)
- (4) 小売事業者は、配分された義務量を履行(義務量相当の kW 価値を確保)。

<N 年度中>

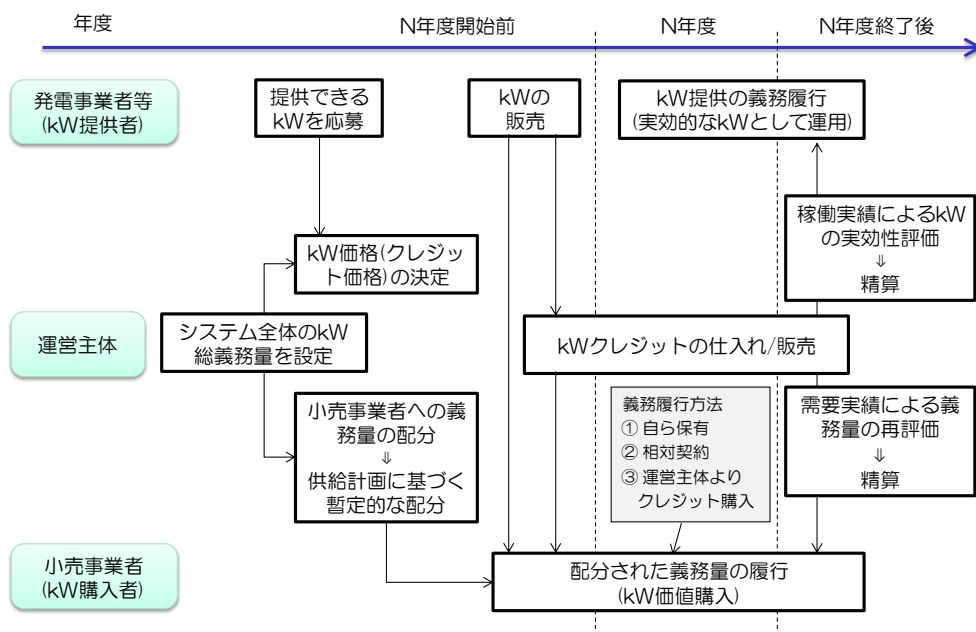
- (5) 発電事業者等は、kW 提供者の義務を果たすべく、発電設備等を運用(「kW の実効性」の基準を満たすべく運用)

<N 年度終了後>

- (6) 運営主体は、提供された kW の稼働実績に基づき、実効性を評価し、発電事業者等との間で精算を実施
- (7) 運営主体は、N 年度の需要実績等に基づいて、小売事業者の kW 義務量及び履行状況を再評価し、小売事業者との間で精算を実施

図 3-1 は、上記を図示したものである。

図 3-1：手法 2 を前提とした容量メカニズムの制度の流れの一例



(出所)筆者作成

容量メカニズムの制度は概して複雑であるが、その複雑さや難しさは温室効果ガス等の排出抑制策である排出権取引制度と似ているところがある。以下に容量メカニズムの制度設計にあたっての主な論点を列挙した。

- kW 総義務量をどのように決めるか。
- kW 総義務量を小売事業者にどのように配分するか
- kW 価格をどのように決めるか
- kW の実効性をどう判断するか

以下、個々の論点について、排出権取引制度との類似点に触れながら説明していく。

3-3 kW 義務総量をどのように決めるか

容量メカニズムを導入するにあたっては、日本全体として、安定供給のために必要な kW の総量 (kW 総義務量) を定める必要がある。kW 総義務量は、市場で決めることはない。これは、日本の温室効果ガス排出枠の総量を市場で決めることがないことと同様である。kW 総義務量は、kW を売る側(発電事業者等)からも買う側(小売事業者)からも中立的であって、かつ安定供給に責任を持つ主体が決める必要がある。

電力システム全体で確保すべき kW 総義務量は；

$$\text{kW 総義務量} = \text{最大需要想定値} \times (1 + \text{適正予備率})$$

の式で表すことができる。この算出緒元である最大需要想定値と適正予備率は、いずれも容量メカニズムの運営主体が定める。最大需要想定の実際の作業は、各エリアの実情に通じている送配電会社が行い、運営主体がエンドースすることも考えられる。政府の電力システム改革案においては、小売事業者も需要想定を行い、広域機関に供給計画の形で提出するが、これは需要想定と言うより販売計画に近い性格のものであるので、kW 総義務量を定める諸元とは基本的に別物である。

適正予備率については、現在の日本では、8~10%が昔からの目安とされており、一般電気事業者が経済産業省に提出する供給計画でも基準となっているが、容量メカニズムを導入し、小売事業者に金銭負担を求めるに際しては、この基準では曖昧すぎるので、今後は、都度 LOLP(Loss of Load Probability) 計算を行って適正予備率を定めることが必要だろう^{注5)}。

注 1) 容量メカニズムは、ある特定の時間を指定して、当該時間において安定供給のために必要な供給力の量を決定することが出発点である。この時間の単位は、ここでは年度を仮定したが、四半期でも月でも週でも日でも、設計は可能である。

注 2) N 年度の直前ではなく、一定期間前との意味。どの程度前に(1)~(4)のことを行うかは論点である。

注 3) 容量メカニズムの運営主体は、発電事業者、小売事業者から中立である必要がある。日本に照らすと、今後創設予定の広域系統運用機関が運営主体となることが自然であるが、それ以外の組織が運営主体となることも排除されない。

注 4) kW を提供する側を「発電事業者等」と表し、単に「発電事業者」としてはいないのは、デマンドレスポンス(DR)を供給力(kW)として評価する可能性を想定している。

注 5) 適正予備率及び LOLP の算定方法については、[第 2 回](#)参照。LOLP を算定する要素である、電源毎のユニット容量・計画外停止率、地域間連系線の制約、出水による水力発電所の出力変動、需要レベルの時間変化、確率的な需要変動等の需給変動要因は、毎年変わり得るものなので、毎年 LOLP 計算をやり直せば、毎年結果は変わる。PJM でも毎年 LOLP は算定し直している。

3-4 kW 総義務量を小売事業者にどのように配分するか

次に、kW 総義務量が全体として確保されるように、個々の小売事業者に kW の確保義務を配分する。この配分は、排出権取引制度では、国全体の排出枠を個別の産業や企業に配分するプロセスに相当するが、何らか過去の実績に基づいて、未来の義務を決める、そのために激しい利害対立が起こる^{注6)} 排出枠と違い、kW 総義務量の配分は需要の実績に基づいて行うことが出来る。例えば、N 年度における小売事業者 A の需要が、全体の需要の X%を占めていたとしたら、kW 総義務量の X%を小売事業者 A に配分すればよい。もっとも何を需要実績として定義するかについては、選択肢があり得るので、そこで論争は起こり得る^{注7)}。しかし、一旦実績の定義が決まれば、毎年の実績に基づいて機械的に義務量の配分を算定するだけになる。

3-5 kW 価格をどのように決めるか

kW 価格をどのように決定するかは、容量メカニズムの成否を決める重要な要素である。例えば、PJM における初期の容量市場に倣えば、kW を購入する小売事業者による買い入札と kW を販売する発電事業者等による売り入札による板寄せによって、kW 価格を決める方法がある。容量「市場」と聞いてまずイメージするのは、こうした方式だと思うが、この方式の下では、kW の取引価格は大きく上下動する。

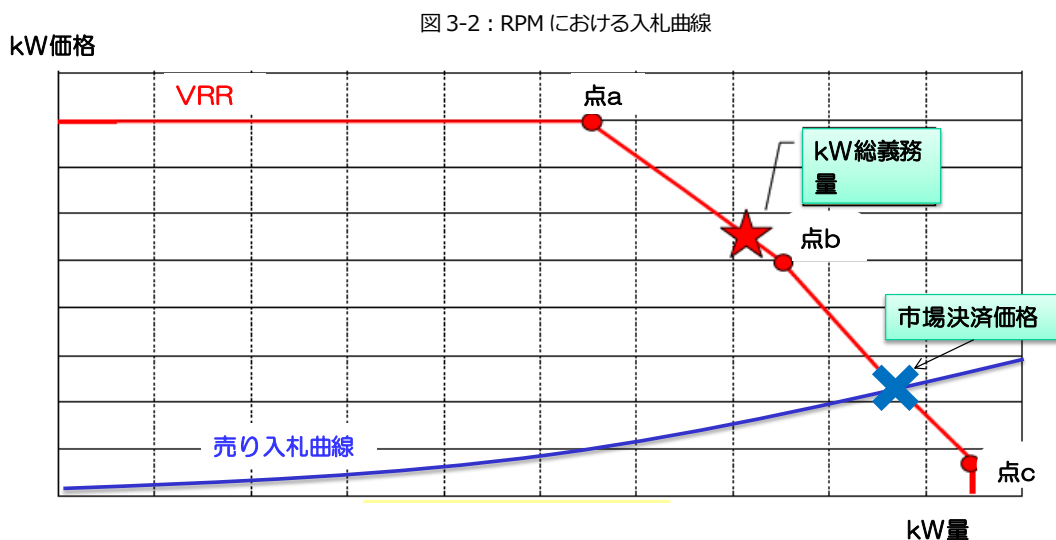
容量市場も排出権市場も、kW を確保する義務や、温室効果ガス排出量を枠内に収める義務といった義務を、ペナルティ付きで人工的に設定するからこそできる市場である。こうした市場は、宿命的に価格は乱高下する。排出権価格で言えば、経済が好調で温室効果ガス排出量が増えてしまう状況下では排出権価格はペナルティの額に貼り付き、景気が低迷して排出量が減少した時は、排出権はほぼ無価値になるため、ゼロ近くまで価格が下落する。それとほぼ同じことが、PJM の初期の容量市場では起きていた^{注8)}。

そのため、PJM が、2007 年度（2007 年 6 月 1 日から始まる年度）から、新たに導入した導入した RPM では、個々の事業者が kW を購入するのではなく、PJM がシステム全体の kW の必要量を一括して買い上げ、かかったコストを小売事業者に配分・請求する。PJM による買い上げの際は、Net CONE(電源維持に必要な固定費の額)^{注9)} を用いて VRR(Variable Resource Requirement)と呼ばれる右下がりの買い入れ曲線(需要曲線)を PJM が人工的に作っている。イメージを図 3-2 に示すが、図中の点 a～c の意味は以下のとおりである。

点 a : (kW 量、kW 価格)=(kW 総義務量×0.97、Net CONE×1.5)

点 b : (kW 量、kW 価格)=(kW 総義務量×1.01、Net CONE×1)

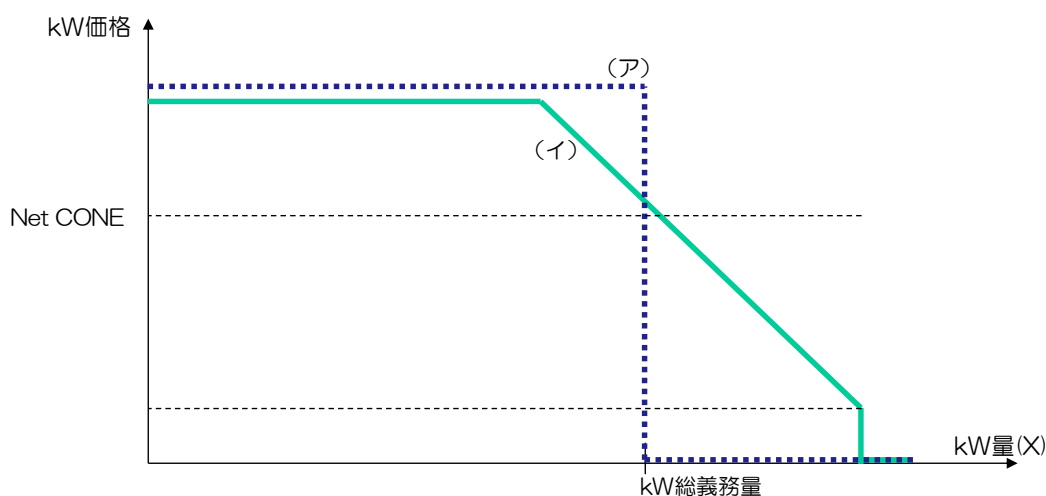
点 c : (kW 量、kW 価格)=(kW 総義務量×1.05、Net CONE×0.2)



(出所) PJM (2012)を筆者が加工

PJM における初期の容量市場と RPM について、需要曲線のイメージを図 3-3 に示した。(ア) が初期の容量市場、(イ) が RPM である。人為的に需要曲線に勾配が設定されているため、(イ) の方が、価格の乱高下は抑制される。

図 3-3 : PJM における初期の容量市場と RPM の需要曲線の比較 (イメージ)



(出所)筆者作成

そもそも容量メカニズム或いは容量市場を導入する目的は、通常の電力市場(kWh の市場)だけでは、コストの回収にリスクがあることから、それを補って投資回収の予見性を高めることである。容量市場もまた、価格が乱高下してリスクが大きいのでは、目的を果たせない。その点では、RPM は初期の容量市場よりもすぐれた制度である。人為的に需要曲線を作るところが、自然な市場原理を逸脱しており、違和感を持つ向きもあるかと推察するが、もともと容量メカニズムのベースとなっている、kW 総義務量も市場原理で決まっているわけではない。容量メカニズムの制度設計において、kW 価値を市場で決めることも必須ではなく、目的に合うものであれば、一括補助金^{注10)}のような形で一定額を定めることも選択肢になり得る。

日本のように電源建設のリードタイムが長い場合、例えば建設に 10 年かかる電源への投資判断に市場で決まる kW 価値を用いようとすれば、10 年前に kW を募集して入札を行わなくてはならない。しかし、10 年後の需要想定では、不確実性が大きく、適切な市場のシグナルとは言い難いであろう。そうであれば、予め一定額を kW 価値として定めてしまう方が、容量メカニズム導入の目的に適っているともいえる。

いずれにせよ、kW 価値の決め方は重要な論点である。今後の検討においては、市場を用いない方法も含めて、選択肢を幅広く捉えることが重要と思われる。

3-6 kW の実効性をどう判断するか

kW の実効性とは、当該発電設備等が、kWh のニーズがあった時に、供給力として見込める確実性の度合いをいう。電気は基本的に生産即消費であるので、計画外停止率が高い電源、再生可能エネルギーのように稼働のコントロールが難しい電源は、kW の実効性が低いことになる。容量メカニズムを導入しても、実効性の高い電源の

低い電源も同じ kW 価値が支払われるのでは、安定供給のために必要な kW を維持する目的に合わない。実効性の低い kW に支払われる kW 価値は減額される必要がある。

ただし、実効性に万国共通の定義があるわけではない。海外の先例を参考にしながら、まずは実効性の定義を定める必要がある。例えば、フランスでは、「所定のピーク時間帯(年間 200 時間程度)に稼働或いは稼働可能であること」と定義されている。同時に、それぞれの発電設備等が、実効性の定義に適った運用がなされているかどうかモニタリングする仕組みも構築する必要がある。

この実効性をモニタリングする仕組みの構築は、容量メカニズムを導入する上で、物理的な課題である。kWh は計量器で明確に計測できるのに対して、kW の実効性の監視はより難しく、手間もお金もかかる。極力コストをかけずに意味のあるモニタリングが出来ることが理想であり、実効性の定義を検討する段階から、そのような意識を持って議論を進めることが重要であろう。

注 6) 過去の実績に基づいて排出枠を決めると衰退産業が有利になる等。

注 7) 1 日最大電力、最大 3 日平均電力、年間上位 200 時間の平均電力、消費電力量、あるいはこれらの組み合わせ等。

注 8) 電力改革研究会(2012)参照

注 9) 米国では、エンジニアリング会社である Whitman, Requardt and Associates が、電力会社の発電設備の建設コストの経年データを整理した統計(Handy Whitman Index)を定期的に発行している。NetCONE はその統計を基に算定される。

注 10) 一括補助金については、例えば八田達夫(2008)参照

<参考文献>

- ・経済産業省(2013b)『[第 2 回制度設計 WG 資料 3-2 事務局提出資料 新たな供給力確保策について](#)』
- ・電力改革研究会(2012)『[容量市場は果たして機能するか? ～米国 PJM の経験から考える その 1](#)』
- ・PJM(2013) "[PJM Manual 18: PJM Capacity Market Revision: 20](#)"
- ・八田達夫 (2008), 『ミクロ経済学 I』東洋経済新報社

執筆：東京電力企画部兼技術統括部 部長 戸田 直樹

※本稿に述べられている見解は、執筆者個人のものであり、執筆者が所属する団体のものではない。