

# 経済学からみた電力システム改革の課題⑧

## 調査レポート

## ～送配電料金制度および配電固定費回収問題～

本シリーズでは、わが国の電力システム改革の問題および課題などについて経済学的視点から分析した結果を取りまとめている。

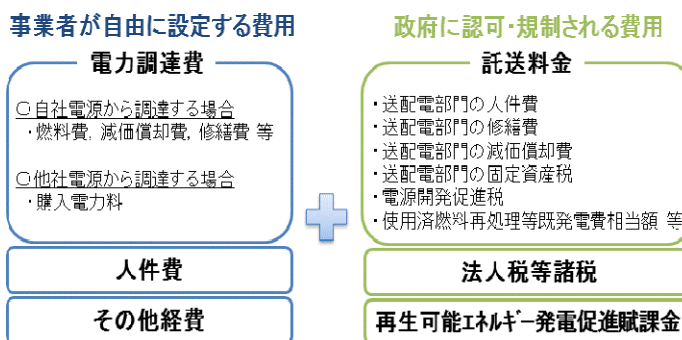
これまで、「Tirole 教授の研究業績と電気事業への示唆」「発送電分離後の送電線投資問題」「競争的電力市場における供給力確保」「小売り全面自由化と需要家行動」「海外における電力取引の状況」「再エネ大量導入政策が電気事業に与える影響」「発送電分離が電気事業者に与える影響」を取り上げてきた。第8回では、送配電料金制度および配電固定費回収問題について考察する。

### 1. はじめに

2016年4月の電力小売全面自由化以前のわが国では、自由化されていない一般家庭などに提供される電気料金は、政府による認可(規制)が必要とされてきた<sup>1</sup>。しかし、全面自由化以降は一般家庭にも、政府による認可を受けない、小売事業者が自由に設定した自由料金の提供が行われている<sup>2</sup>。ただし、自由料金に含まれる費用のうち送配電に関わるもの(託送料金)など一部は、事業者間の競争条件を平等にし、安定的な電力供給を行うためにも引き続き政府による認可が必要とされている<sup>3</sup>(図表1)。

そこで以下では、自由化後も引き続き政府による認可が必要となる料金(規制料金)のうち託送料金に注目し、その規制制度や制度の課題などに

図表1 電気料金に占める費用内訳(全面自由化後)



資料：資源エネルギー庁 Homepage をもとに筆者作成

ついて諸外国の事例を踏まえ考察していく。

### 2. 料金(収入)の規制方式

規制料金では事業者の料金により得られる収入の総額などが規制される。その規制方式には様々あり、経済学的に分類すると「原価主義規制」と「インセンティブ規制」の2つに大別され、現在わが国および米国の多くの州では前者が、欧州の多くの国では後者の方式が採用されている。

#### (1) 規制方式の概要

##### ① 原価主義規制

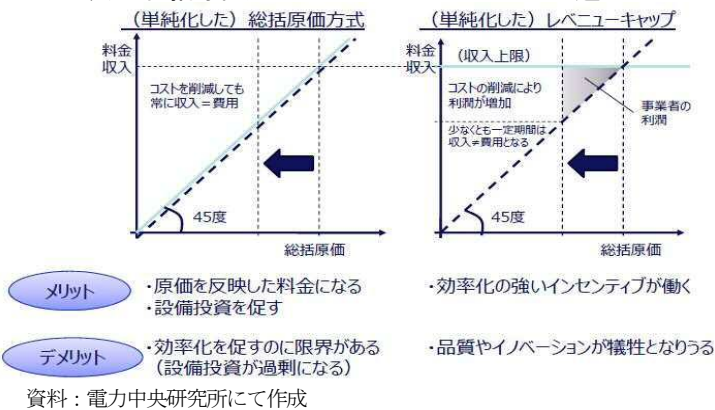
原価主義規制の中でも代表的なものが、わが国の小売全面自由化以前の電気料金および現在の託送料金で採用されている「総括原価方式」である。

<sup>1</sup> わが国の電力小売市場は、1999年に特別高圧需要家(契約電力2千kW以上、2万V特別高圧系統以上で受電)を対象とした部分自由化が導入され、自由化対象となった需要家には政府による認可を受けない電気料金(自由料金)が提供されてきた。その後、自由化範囲は段階的に広がり、2005年には日本全体の販売電力量の約6割に相当する高圧需要家(契約電力50kW以上)以上が自由化の対象となっていた。

<sup>2</sup> 消費者保護の観点から、自由化後も旧一般電気事業者は2020年を目処とした経過措置期間終了まで政府により認可された電気料金(規制料金)の提供が義務付けられる。

<sup>3</sup> 託送料金が引き続き政府による認可が必要となる背景には、送配電部門が自然独占性を有し、複数の事業者による重複投資の回避などを目的に、発電・小売部門の自由化後も引き続き、政府の規制下におかれているといったことも挙げられる。

図表 2 総括原価方式とレベニューキャップの違い



総括原価方式とは、事業者の最大限の経営効率化を踏まえた上で安定的な電力供給に必要な費用を積み上げ、その費用に事業者の適正報酬（利潤）を加えた額を総原価（事業者の収入）とし、その原価を回収できるように料金を設定する方式である。

本方式は、単純化すれば、原価が増えるほど回収される料金、つまり事業者の収入も増え、原価が下がれば収入も下がるため原価と収入の関係が図表 2 左図のように 45 度線で表される。こうした関係の下では、事業者の効率化努力により費用が削減された場合、削減費用分だけ収入も下がることになるため、事業者による効率化努力が働きにくいといった点がデメリットとして挙げられる。一方、料金には政府により認められた費用と適正報酬のみが含まれるため、必要以上の利潤を事業者が料金に上乗せすることができないといった特徴や、必要な設備投資が行われやすいといったメリットもある。

②インセンティブ規制

インセンティブ規制の中で代表的なものが、「プライスカップ」と「レベニューキャップ」である。

プライスカップとは価格に上限を設定し、その上限を超えない範囲で費

用の回収を認める方式で、英国で以前導入され、わが国においても 20 年ほど前に導入の検討が行われたものである。プライスカップは価格に上限を設ける一方、販売量には制限を設けないため、売れば売ほど事業者の収入が増える仕組みであり、省エネ時代に逆行するという批判が生まれ、一度本方式を採用した英国では、後述するレベニューキャップへ方式を移行している。

なお、本方式は現在、主に電気通信事業で採用されている。

レベニューキャップはプライスカップとは異なり、価格ではなく、事業者の総収入に上限を設ける方式である。上限は一定期間変えず、事業者は上限を超えない範囲であれば自由に価格設定が可能であり、現在欧州の多くの国が本方式を採用している（図表 3）。本方式では図表 2 右図に示すように一定期間は収入が薄い水色で示す上限に保たれるため、事業者の効率化努力により削減された費用分はそのまま事業者の利潤の増分となる。つまり、事業者に強い効率化インセンティブが働くというメリットがある。その一方、効率化をするほど利潤が増えるため、本来削減すべ

図表 3 欧州におけるレベニューキャップ採用状況

レベニューキャップを採用			
イギリス、ドイツ、フランス、ポルトガル、オーストリア、スロベニア、スロバキア、スウェーデン			
部分的にレベニューキャップを採用（資本関連費にはレートベース方式）			
イタリア、スペイン、デンマーク、フィンランド、チェコ、ポーランド			
レベニューキャップとハードスティック規制の併用			
ノルウェー、オランダ			
出所：Eurelectric (2011) "Regulation for Smart Grid"に基づき作成			
国	導入時期	規制期間	対象事業者
イギリス	1990年から	原則5年	送電事業者3社、配電事業者14社
ドイツ	2009年1月から <sup>1)</sup>	5年	送電事業者4社、配電事業者約200社 <sup>2)</sup>
フランス	2009年8月から	4年	送電事業者1社、配電事業者1社 <sup>3)</sup>

注1：法的根拠である Incentive Regulation Ordinance は 2007 年に施行。  
 注2：ドイツには配電事業者が約 900 存在し、レベニューキャップ規制対象外の事業者は簡素化された規制の適用を受ける。  
 注3：フランスは ERDF1 社で 95%の需要をカバーし、残りの 5%は多くの小規模な配電事業者がカバーしているが、これらの事業者はプライスカップ規制を受ける。

資料：電力中央研究所にて作成

きでない費用までも削減される可能性や、費用抑制のため安定供給の維持に必要な設備投資まで行われなくなる可能性がデメリットとして挙げられる。

## (2) 英国・ドイツのレベニューキャップ制度

これまで各規制制度の概要について説明してきたが、以下では自由化先進国である英国・ドイツにおいて採用されているレベニューキャップについて、各国の具体的な制度および各制度の評価を確認していく。

### ①英国

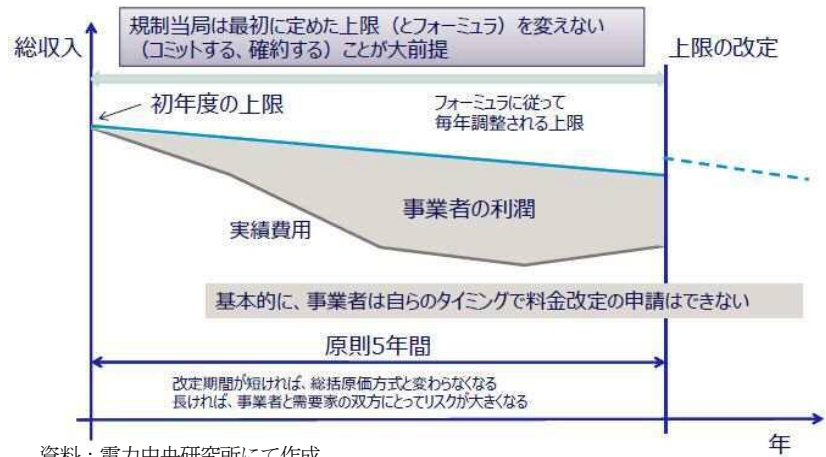
#### RPI-X 方式

英国では 1990 年より RPI-X と呼ばれるレベニューキャップが採用されている<sup>4</sup>。

(1) 規制方式の概要で、レベニューキャップは収入に上限を設け、その上限は一定期間変更しない仕組みであると説明したが、実際の制度では、後述するフォーミュラを用い物価の変化や生産性の向上分による上限の調整が一定期間内も行われている(図表 4)。英国では原則 5 年間、収入上限を一定としていたが、2 年目から 5 年目の上限が予め定めたフォーミュラに従い調整されている。

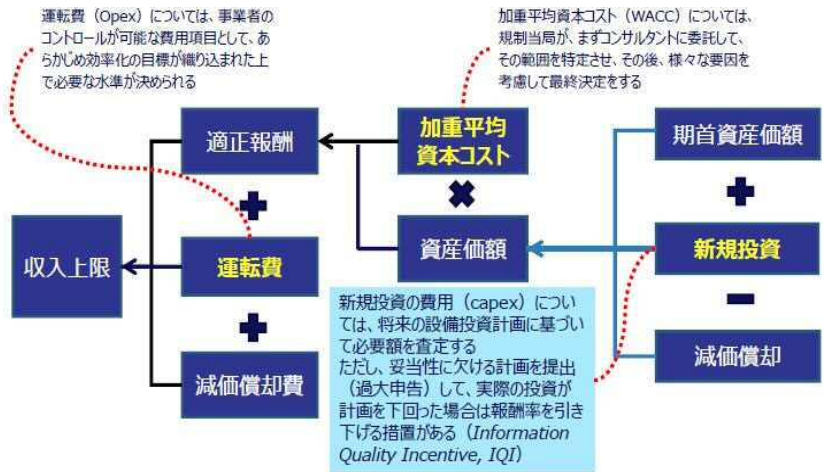
初年度の上限は図表 5 に示す式で算定され、基本的には総括原価方式と同様、費用に適正報酬を加える形となっている。英国の算定式で特徴的なのは、予め定められた事業者の事業規模に見合っ

図表 4 英国のレベニューキャップ (RPI-X)



資料：電力中央研究所にて作成

図表 5 収入上限の算定式



資料：Ofgem (2009) をもとに電力中央研究所にて作成

た適切な投資額の指標を用い、各事業者の投資額が過大に申請されていないかといった査定が行われる点である。

こうして決められた初年度の上限を 2 年目以降は、図表 6 に示すフォーミュラに従い調整している。フォーミュラには様々な調整項が含まれるがそれらは X, Q, Z の 3 つのファクターに分類され、X ファクターでは、基本的に事業者の効率化分などが調整されることになっている。しかし実際には、規制当局が新規設備投資の必要性などを総合的に判断し、恣意的に数値を決めており、近年ではマイナスの X ファクター、つまり収入上限を上昇させるような数値が用いられている。

Q ファクターは品質の維持を促すことを目的

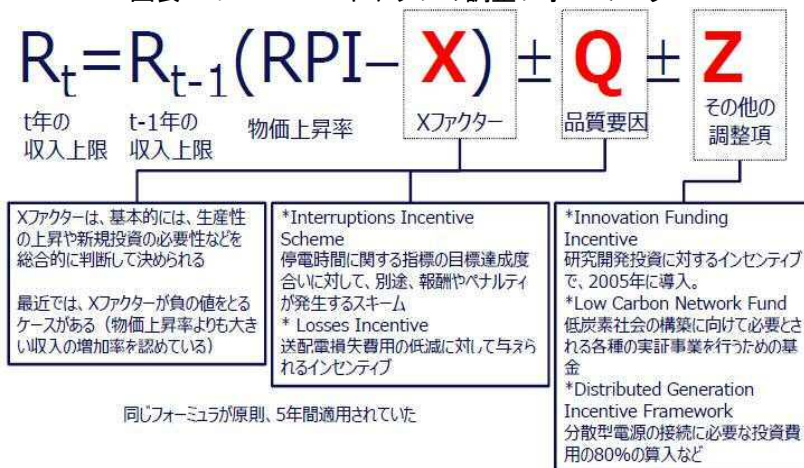
<sup>4</sup> 配電部門では 1990 年代当初はプライスカップ規制を採用し、90 年代後半から総収入規制へと変更。

とした項で、停電時間などを指標とし、品質を上昇させた事業者にはボーナスが与えられ、悪化させた事業者にはペナルティーが課される仕組みとなっている。先述のとおり、レベニューキャップ方式では、事業者が利潤増加を目的に本来削減すべきではない費用を削減する可能性があるが、Qファクターにより、こうしたデメリットを減じている。

Zファクターは様々な要素を含めた調整項となっている。中でも特徴的なのが、Innovation Funding Incentive (IFI) と呼ばれる研究開発投資に関するものである。1990年のレベニューキャップ採用直後、研究開発のような効果の実現に長期間必要となる投資は、決められた規制期間内での費用削減に繋がりにくいことから図表7に示すように年々減少する傾向となっていた。しかし、流通技術の維持・高度化には研究開発は欠かせないため、一定の上限はあるが、必要な研究開発費は収入として回収することを認めるとしたIFIが2005年に導入された。実際、導入後は研究開発投資費用が急激に増加していることが分かる。

以上のフォーミュラをもとに調整された収入上限と実際の費用との差分（図表4のグレー部分）が事業者の増加利潤となるわけだが、英国ではこの利潤に関してもEfficiency Incentive Rate と呼ばれる特徴的な制度が組み込まれている。本来、図表4に示すようにレベニューキャップでは事業者が費用を削減すればその削減分は

図表6 レベニューキャップの調整フォーミュラ



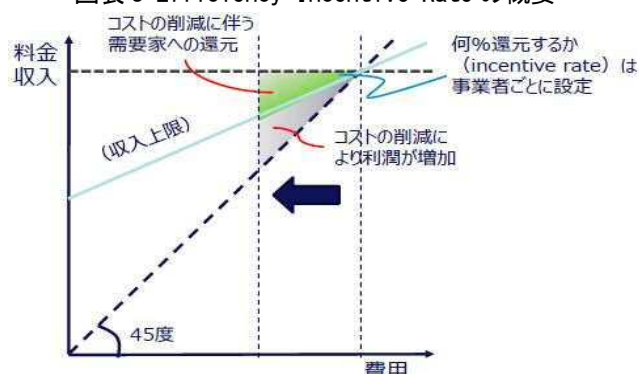
注：上記式は単純化しており、実際のフォーミュラはさらに複雑である。  
資料：電力中央研究所にて作成

図表7 全配電会社の研究開発投資額の推移



注：図表の日本語表記部分は筆者にて編集  
資料：Western Power Distribution (2010)

図表8 Efficiency Incentive Rate の概要



注：投資計画を過大に見積もっている事業者ほど、より多く需要家に還元する仕組み (Information Quality Incentive) を採用。  
資料：電力中央研究所にて作成

すべて事業者の利潤となるわけだが、Efficiency Incentive Rate では、利潤の一部は需要家にも還元すべきであるという考えのもと、収入上限に図表8のような傾きを設けている。傾きを設けることで削減費用は緑色で示す需要家への還元分と

図表 9 RPI-X 方式の成果と課題

グレーで示す事業者の利潤の 2 つに分けられる。なお、収入上限の傾きは、投資計画などをもとに事業者ごとに異なる設定がされている。

以上のような制度が英国では約 20 年採用されてきたわけだが、評価の結果、いくつかの成果と問題が明らかとなった(図表 9)。

成果としては、一定の効率化を図ることができた点や、Q ファクターなどが働いた結果、効率化を図るとともに供給信頼度も向上させることができた点が挙げられる。

問題としてはフォーミュラが非常に複雑となり、事業者と規制当局間の調整に多くの時間が必要となった点、5 年という期間を設けたことで 5 年以内に成果のでる効率化策に重点が置かれ、長期的な効率化に繋がる技術開発などへの投資が十分に行われ難かった点が挙げられる。特に近年は長期的な取組みが必要な低炭素化、スマートグリッド化への対応が求められており、これらを含め 2009 年から 2020 年までの間に送配電事業分野で必要となる投資額を 2009 年に規制当局が試算した結果では、320 億 £ (約 4 兆 640 億円<sup>5</sup>) に上るとの結果が示された。そこで、これまでの効率化を主眼とした方式から、必要な投資が確実に行われるような方式への変更が必要なのではという議論が行われ、RIIO と呼ばれる新たな規制方式が採用されることとなった。

### RIIO 方式

RIIO は 2010 年に導入が決定され、送電料金では 2013 年、配電料金では 2015 年から実際に運用が開始されている。

基本的な仕組みは RPI-X と同様であるが、主な

○成果	×課題
<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ イギリスのレベニューキャップは、事業者の効率化を促したという点で一定の評価が与えられている                     <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 規制当局自身による評価のほか、学術的な実証研究でも効率化の成果が認められている</li> <li>▶ 国営時代の非効率性がもともとかなり大きかった可能性や、民営化による効果と区別が難しい点には留意する必要がある(規制方式による効果だけではない)</li> </ul> </li> <li>◆ 品質向上に対するインセンティブもあって、供給信頼度は悪化せず、むしろ向上                     <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 利用者は、その対価を支払っている</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ 規制の運用が複雑になり、事業者は規制当局との話し合いに多くの時間を費やす必要があった</li> <li>◆ また、短期的な効率化に重点を置いたため、技術革新による抜本的な効率性の改善や低炭素化といった社会的要請への対応など長期的な視点で必要となる設備投資を十分に行うことができないという懸念があった                     <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 事業者自身の創意工夫による柔軟な対応を阻害してきた恐れがある</li> </ul> </li> </ul>
<div style="display: flex; justify-content: space-around; margin-top: 10px;"> <div style="background-color: #0056b3; color: white; padding: 5px 10px; border-radius: 5px;">効率性の向上</div> <div style="background-color: #0056b3; color: white; padding: 5px 10px; border-radius: 5px;">信頼度の向上</div> </div>	<div style="display: flex; justify-content: space-around; margin-top: 10px;"> <div style="background-color: #0056b3; color: white; padding: 5px 10px; border-radius: 5px;">運用の複雑化</div> <div style="background-color: #0056b3; color: white; padding: 5px 10px; border-radius: 5px;">長期的視点の欠如</div> </div>

資料：電力中央研究所にて作成

変更点としては①規制期間を 5 年から 8 年に延長した点、②アウトプットに基づく収入上限の算定方式を導入し、X ファクターを廃止した点の 2 点が挙げられる。

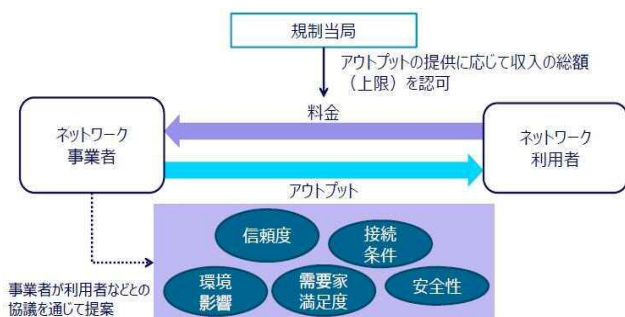
まず①の規制期間の延長だが、レベニューキャップを採用する欧州の多くの国の規制期間が 5 年未満である中、他国にも例がない 8 年という期間への延長によるメリットは、制度改正の目的でもあった長期的な視点での設備投資が行われやすくなる点である。さらに事業者は、費用削減による増加利潤の享受期間が長くなるため、効率化インセンティブも強まることになる。

一方、デメリットとしては、8 年間はフォーミュラによる調整のみで大幅な上限変更ができないため、事業者の費用が増大した場合、事業者利潤が大幅に減少、さらには赤字となる可能性があるなど、事業者の利潤の変動リスクが大きくなる点や、8 年経過後の上限改定時に料金水準が大きく変化する可能性がある点などが挙げられる。

②のアウトプットに基づく収入上限の算定とは、事業者に対し、信頼度の維持や低炭素化、スマートグリッド化のために必要となる設備投資をより強く促すため、事業者ごとに目標(アウトプット)を設定させ、アウトプットを達成すれば追加収入を認めるという制度である。なお、アウ

<sup>5</sup> 2016 年 10 月 18 日時点の為替レート 1 £=127 円で換算。

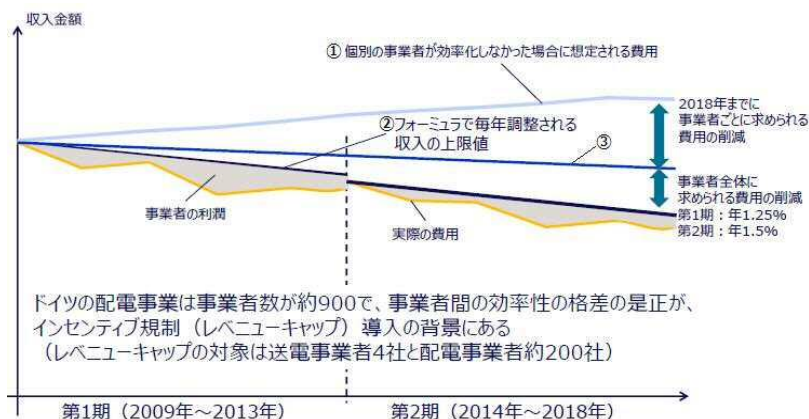
図表 10 アウトプットに応じた料金収入制度概要と事例



資料：電力中央研究所報告 Y11012 をもとに作成

アウトプットのカテゴリ	配電	送電
需要家満足度	1. 消費者や利用者の経験を反映した様々な需要家満足度指標 2. 定性的調査に基づく評価	
安全性	1. 法的義務の遵守 2. 公共の利益にかなう追加的な安全対策	
信頼度	1. 停電回数 2. 停電時間または供給支障電力量	1. 供給支障電力量 2. 送電制約に関する指標
接続条件	1. 発電設備への接続に要した期間 2. 需要家への接続に要した期間	1. 発電設備への接続に要した期間 2. 需要家への接続に要した期間
環境影響	1. 配電損失を含めたネットワークの二酸化炭素排出量 2. 新規の低炭素電源の割合 3. その他排出ガス 4. 景観への影響 5. 需要家の省エネ活動における役割	1. 送電損失を含めたネットワークの二酸化炭素排出量 2. 新規の低炭素電源の割合 3. その他排出ガス 4. 景観への影響
社会的義務	社会的弱者への対応（公共サービス義務など）	

図表 11 ドイツのレベニューキャップ



資料：電力中央研究所報告 Y10032 をもとに作成

トプットのカテゴリ自体は規制当局が設定するが、具体的な内容については各事業者がステイクホルダーと協議の上、規制当局に提案を行うことになっている（図表 10）。

なお、RIIO は先述のように運用開始からあまり期間が経過していないことから、評価については今後の運用を注視していく必要がある。

## ②ドイツ

ドイツでは 2009 年からレベニューキャップを採用しており、基本的な制度は英国と同様である。主な違いとしては 5 年の規制期間を 1 期とし、計 2 期の 10 年間で予め計画した効率化目標を達成する計画としている点である（図表 11）。

図表 11 の①と記載した水色の線は、事業者に全く効率化インセンティブを与えなかった場合に想定される、費用や物価上昇を加味した事業者収入の上限値を表している。そして②としている濃い青色の線が、計画した効率化目標の達成により見込まれる費用の削減を反映した事業者収入の想定を表しており、この収入上限値から実際の費用を差し引いた部分が事業者の獲得する追加利潤となる。

費用の削減分には、事業者全体に共通で求めら

れる削減分と、事業者ごとに求められる削減分の 2 つが含まれ、③の青色の線で分けられる。

事業者共通に求められる削減分では、1 期目が年 1.25%、2 期目が年 1.5%の効率化目標が事業者団体と規制当局の交渉に基づき定められており、事業者ごとに求められる削減分では配電事業者ごとの効率性の違いを考慮し、効率性の違いを解消するよう、事業者ごとに異なる効率化目標が定められている。

こうした効率化目標をもとに各事業者の原価を調整し収入上限が算出されているわけだが、具体的には図表 12 に示す式を用い算出されている<sup>6</sup>。最初に各事業者の資産価額を評価し、資産価額を負債と株主資本に分け、株主へのリターンに税控除や減価償却引当金を積み上げることで資本コ

<sup>6</sup> 図表 12, 13 は配電事業者に適用される算定式であり、送電事業者の算定式とは異なる。

ストを求め、資本コストと営業費用の合計を原価とする。この原価を消費者物価指数や先述の効率化目標を含めたフォーミュラで調整した値が収入上限となる。

フォーミュラは図表 13 に示すとおりであり、消費者物価指数と効率化目標による調整の他、英国の Q ファクターのような品質の維持・向上を促すための項が含まれている。

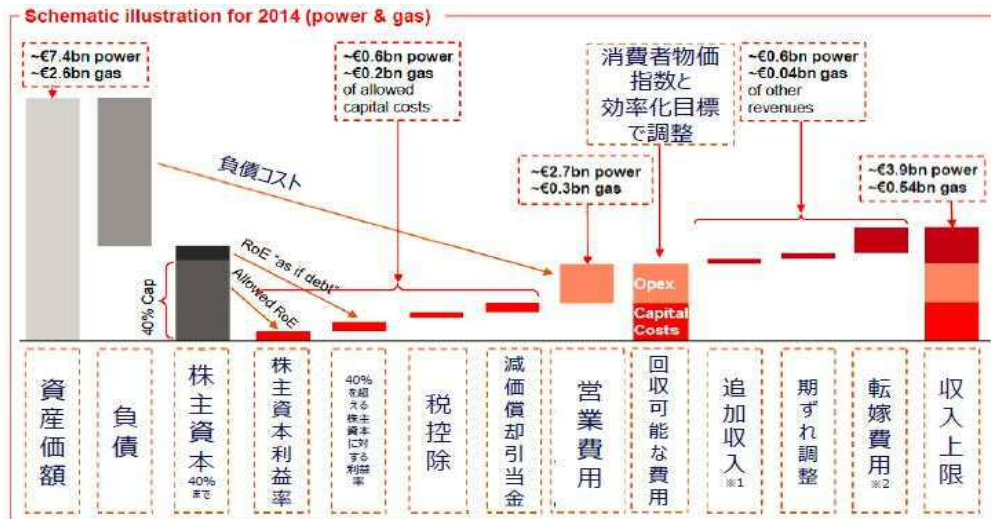
こうした制度で運用されているドイツのレベニューキャップだが、規制当局自身は効率化を促すことができ、基本的には成功していると評価し

ている。その一方で英国と同様、スマートグリッドなどの高度化を進めるための長期的な投資インセンティブが不十分であり、改善に向けたルール作りなどが課題とされている。

### (3) 料金規制のまとめ

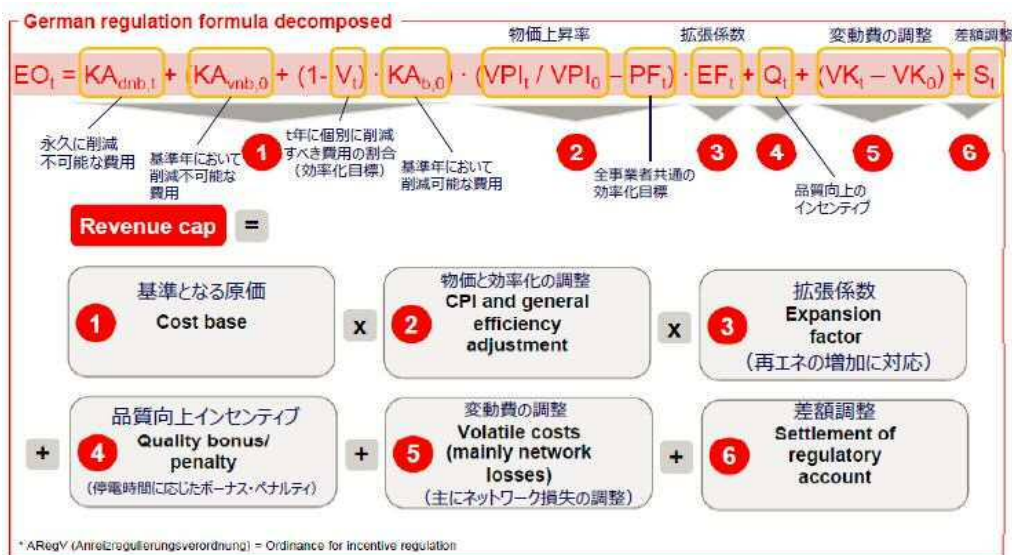
わが国では総括原価方式が採用されているが、事例で確認した英国やドイツをはじめとする欧州においては、総括原価方式では事業者に必要な効率化インセンティブが働かないとし、レベニューキャップが採用されている。

図表 12 収入上限の設定 (配電事業)



資料: E.ON (2014) をもとに電力中央研究所にて作成

図表 13 現在適用されているフォーミュラ (配電事業)



資料: E.ON (2014) をもとに電力中央研究所にて作成

ただし、レベニューキャップは初年度の収入上限値の算定方法など総括原価方式と似ている点も多く、規制期間の違いがなければ両者の違いは必ずしも明確ではない。さらに低炭素化やスマートグリッド化といった大規模かつ長期的な設備投資の必要性が高まる中、レベニューキャップは長期

的な設備投資が行われにくいといったデメリットがある。どちらの規制方式もメリット・デメリットがあるため、より望ましい制度がどちらであるかといったことは、各国が効率化と設備投資のどちらに重きを置くかによって異なり、そのため、米国およびわが国と欧州では採用している制度が異なっていると思われる。

### 3. 料金回収の仕組み

これまで事業者の料金（収入上限）の決め方について述べてきたが、以下では決められた収入を得るためにどのような体系で料金回収をしているのかについて確認していく。

#### （1）わが国における料金回収の仕組み

現在わが国では、総括原価方式により送配電事業者の収入を決め、その収入は託送料金として小売事業者から全額回収されている<sup>7</sup>。

託送料金は、月額固定の基本料金と使用量に基づく従量料金を組み合わせた体系となっており、組合せの割合は各事業者で異なっている。現在わ

<sup>7</sup> 託送料金は新電力だけではなく、旧一般電気事業者の小売部門が送配電設備を利用し需要家に電気を送る際にも、各社が販売した電気の量に応じて負担することとなっている。

図表 14 旧一般電気事業者の基本料金回収率（カッコ内固定費率）

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
最低料金制 <sup>1)</sup> の有無		無	無	無	無	無	有	有	有	無	有
低圧	電灯	19% (72%)	16% (79%)	21% (76%)	18% (74%)	20% (78%)	8% (69%)	5% (70%)	8% (72%)	18% (74%)	7% (60%)
	動力	47% (86%)	44% (90%)	58% (91%)	48% (88%)	53% (86%)	46% (81%)	47% (82%)	48% (84%)	48% (74%)	43% (81%)
高圧		45% (93%)	46% (95%)	44% (95%)	36% (94%)	48% (95%)	42% (95%)	42% (92%)	47% (94%)	38% (91%)	28% (72%)
特別高圧		39% (85%)	40% (91%)	42% (93%)	39% (94%)	43% (92%)	47% (94%)	50% (85%)	53% (91%)	39% (83%)	22% (55%)
合計		29% (79%)	30% (86%)	32% (83%)	28% (83%)	34% (85%)	25% (83%)	23% (78%)	26% (80%)	28% (79%)	17% (65%)

注：需要家の使用電力量が極端に少ない、または全く使用されない時でも供給設備に関する費用の回収を図る観点から、最低使用量を定め、最低料金を設定。

資料：経済産業省（2016）

が国の旧一般電気事業者では、図表 14 に示すように基本料金による回収が約2～3割に設定され、大部分は従量料金で回収する仕組みが採用されている。従量料金をベースとした料金体系は欧州・米国においても多く採用され、その背景には、より電気を多く利用する需要家、つまり送配電設備の運用・維持によるメリットをより多く享受する需要家に使用量に応じて負担してもらうという考えや、今後の送配電設備の利用量（系統電力需要）の増加に合わせた設備投資のインセンティブを働かせるといった考えがある。

しかし、現在わが国における送配電に関わる費用の約7～8割は系統電力需要の増減に関わらず発生する固定的な費用（固定費）であり、現在の従量料金をベースとした回収では、託送料金算定時よりも系統電力需要が減少した場合、料金回収額が減少し、費用の回収漏れに繋がる可能性がある。

#### （2）再エネ電源が料金回収へ及ぼす影響

わが国における系統電力需要の推移をみると、至近5年間は前年割れで推移するなど減少傾向で推移していることがわかる（図表 15）。

さらに配電設備に関しては、屋根設置型の太陽





光発電 (PV) の増加に伴い、電力会社から購入する電力量、つまり配電設備を通して家庭に供給される電力量が減少するため、料金回収額が減少するといったことが懸念されている。また、メガソーラーのような大規模太陽光発電の増加に関しても、大規模設備であるため送配電設備容量が小さい過疎地に設置されることが多く、結果、設備増強が行われ、配電設備費用が増加することが懸念されている。つまり、太陽光をはじめとした再エネ電源の増加は、料金回収額を減少させる一方、配電設備費用を増加させるため、費用の回収漏れとなり事業者収支を悪化させる可能性がある。

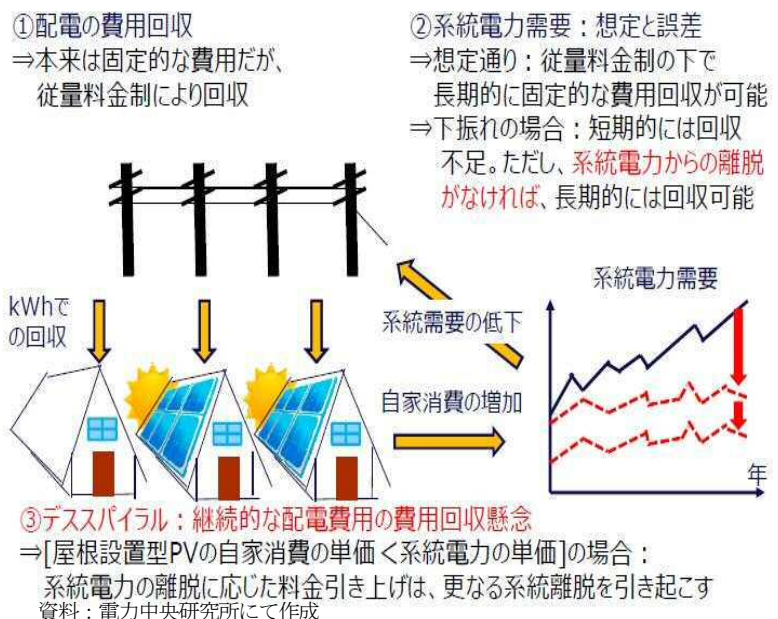
こうした系統電力需要の減少や再エネ電源増加による費用の回収漏れを防ぐためには、料金単価を値上げすることが1つの策として考えられるが、単価を上げた場合、さらなる費用の回収漏れを引き起こすことが懸念される (図表 16)。

電力会社から購入する電力単価 (系統電力の単価) が値上げされ、屋根設置型太陽光発電の自家消費における電

力単価よりも高くなれば、太陽光を設置する需要家が増加し、一段と系統電力需要の減少を引き起こすことが考えられる。需要が減少すれば費用回収漏れを防ぐために一層の単価上昇が必要となるが、単価の上昇はさらなる需要減少を引き起こすこととなり、最終的には再エネ電源の増加によるこうした一連の流れが不可逆的になり戻れなくなる「デススパイラル」に陥ることが懸念される。

デススパイラルに陥ると、配電事業者側は打つ

図表 16 再エネが加速させる「デススパイラル」



図表 17 EWE netz の配電料金体系の変化



資料：電力中央研究所報告 Y15024 (EWE netz の Homepage をもとに作成)

手が無くなってしまいうため、デススパイラルに陥らないためにどのような対策をすべきかといった議論が欧州をはじめとする諸外国で行われている。

### (3) 欧州における回収漏れへの検討状況

欧州ではデススパイラルを防ぐため、2つの対策が検討されている。まず1つが、基本料金による費用回収割合の増加である。先述したように配電費用は固定費が多いにも関わらず、その多くを従量料金で回収する料金体系となっているため、固定費は基本料金で回収することで費用の回収漏れを減じるといった考えである。

もう1つは、時間帯別従量料金の導入である。配電網の利用状況に応じ、利用率が低い時間帯は単価を下げる一方、利用率が高い時間帯は単価を上げることで、利用率が高い時間帯に対応するためだけに行われる追加的な設備投資を抑制する、つまり長期的な費用上昇の抑制、または減少を図るといった考えである。しかし、時間帯別従量料金の導入のみでは、系統電力需要の減少による費用回収が確実にできる保証はなく、欧州では前者の対策を採用する事業者が多い。

### ①回収漏れ対策の採用事例

実際ドイツの配電事業者では、費用回収漏れに対し、基本料金(固定料金<sup>8</sup>)の割合を増加させる対策が多く採用されている。

ブレーメン州の配電事業者 EWE netz は2011年時点では費用の8割程度を従量料金で回収していたが、年々固定料金の割合を増加させ、2016年

現在は従量料金の割合を7割台まで減少させている(図表17)。その他、ハンブルグ州の Stromnetz Hamburg やベルリン州の Stromnetz Berlin も従来は費用の100%を従量料金で回収していたが、近年は固定料金を導入するなど料金体系を変化させている。

### ②料金体系の違いによる費用回収の試算

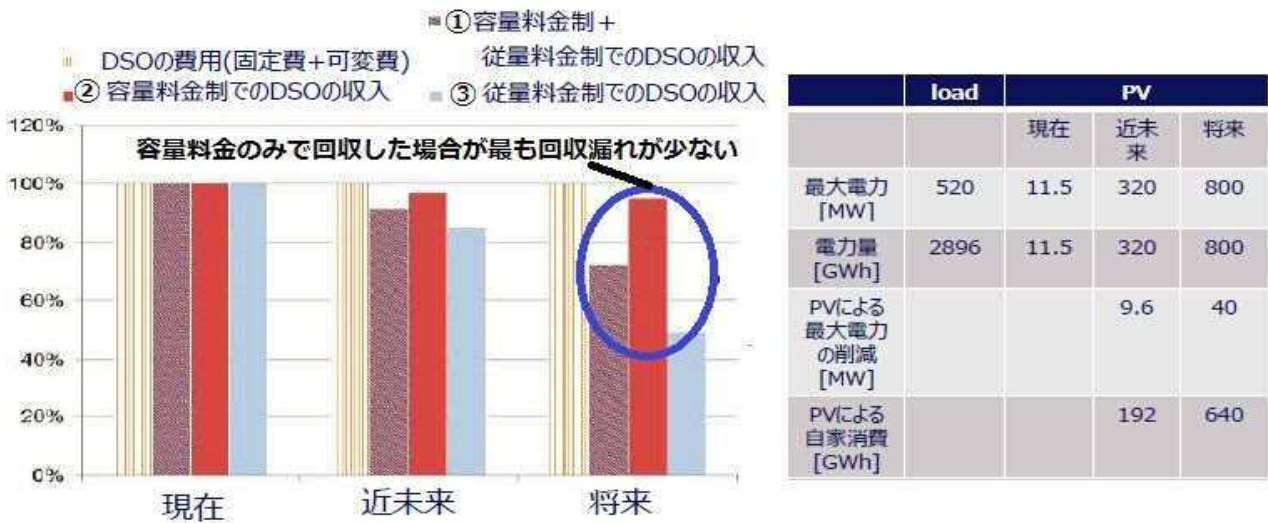
スイスチューリッヒの配電事業者である ewz が自社のデータを基に料金体系の変化による費用回収状況の試算を行った。その結果では、太陽光発電導入により系統対応需要が減少した場合、①従量料金と基本料金(容量料金<sup>9</sup>)で回収、②基本料金(容量料金)のみで回収、③従量料金のみで回収を比較すると、②が最も費用の回収漏れが少なくなることが示された(図表18)。

しかし、バッテリーが普及したとする条件を加え試算を行うと、需要家が太陽光発電設備と併せてバッテリーも導入した場合は容量料金のみ料金体系でも費用回収額が大きく減少することも示された(図表19)。つまり、基本料金による

<sup>8</sup> 使用量(kWh)や使用容量(kW)に関わらず月額固定の基本料金(固定料金)

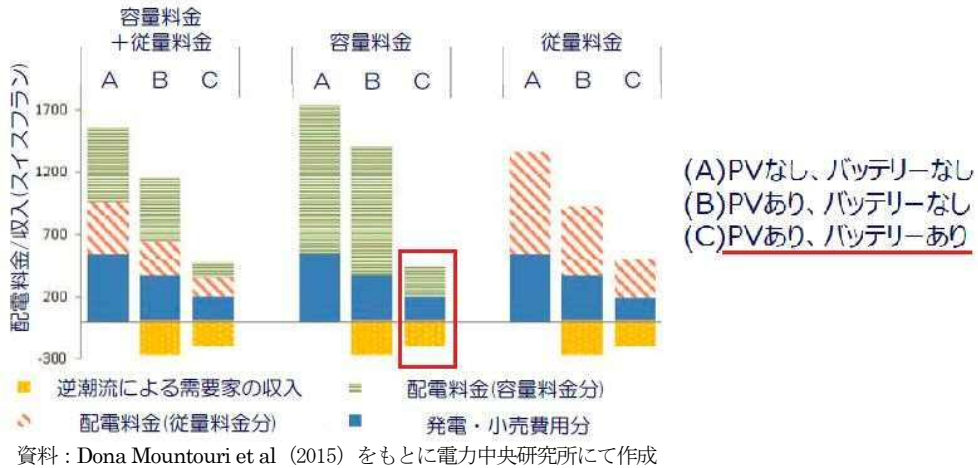
<sup>9</sup> 使用量(kWh)による変動はないが、使用設備容量(kW・月)に応じて決まる基本料金(容量料金)

図表 18 異なる料金体系による費用回収試算結果



注：DSO（Distribution System Operator）の略で配電系統運用者を表す。  
資料：Dona Mountouri et al（2015）をもとに電力中央研究所にて作成

図表 19 バッテリー普及による費用回収額（収入）の変化に関する試算



回収割合を高めたとしても、技術革新などによって事業環境が変化すれば費用の確実な回収は困難になる可能性があるといえる。欧州では、こうした試算結果を踏まえ、料金体系を従量料金のみ、基本料金のみなど、どれか1つに偏らせるのではなく、事業変化への対応が柔軟にできるよう、各回収方式を組み合わせるといった方法が良いのではないかとする議論が行われている。

#### 4. おわりに

わが国においても、電力システム改革や再エネ電源の増加といった電気事業環境の変化を受け、

現行の託送料金制度では送配電設備の維持・運用費用の十分な回収ができなくなる可能性があるとし、費用の負担の在り方に関する検討が現在行われている。

主な論点としては、①欧州事例で取り上げた送配電設備の固定費負担（回収）の在り方のほか、②発電事業者の送配電設備の維持・運用費用の負担の在り方などが挙げられている。①については欧州と同様、固定費が多くを占める送配電設備費用を今後も確実に回収していくため、基本料金回収率の引き上げといった対策が検討され、②では発電事業者への「発電容量課金」を行うといった

ことが検討されている。

発電容量課金とは、発電所の設備容量(kW)に応じ、発電事業者に送配電設備の維持・運用費用の一部を負担してもらうというものである。

これまでわが国では、託送料金は小売事業者または旧一般電気事業者の小売部門のみに課せられ、発電事業者からは送配電設備の維持・運用に関する費用回収は行われてこなかった。しかし、電力システム改革による送配電事業者の法的分離により、送配電設備と発電所の一体的な計画・開発が困難となり、発電事業者が送配電設備の整備などに関する費用を意識せず、発電所の立地を検討し、送配電費用が増大するといったことが懸念される。さらに、送配電設備が最大潮流、つまり発電所の最大発電量をもとに設備構築が行われているため、再エネ電源といった発電量が不安定な電源が増えれば、送配電設備の利用率低下といったことも懸念される。そこで、送配電設備の整備・運用費用の効率化を図るため、発電容量課金など発電事業者に対しても一定の費用負担を求めるといったことが検討されている。

なお、現在わが国では、電源の立地場所を考慮した託送料金割引制度（需要地近接性評価割引制度）が既に導入されているが、新電力の既設電源に限った暫定的な制度であり、今後は本制度の適用範囲の拡大・見直しを行うべきといった意見もだされている。

基本料金回収率の引き上げや発電事業者の負担水準などの詳細については今後検討が進められていくことになるが、諸外国の事例も踏まえ、安定供給に必要となる送配電設備の維持および長期的な設備投資が行え、かつ電力システム全体のコスト低減を図ることが可能な制度となることが期待される。

また、設備投資と効率化をバランスよく行うに

は、費用の回収方法だけではなく、送配電事業者の収入をどのように決めるのかといった点も重要である。わが国で今後、総括原価方式からの見直しが行われる際には、本レポートで紹介した欧州の制度やその評価を参考に、わが国固有の事情も踏まえた検討が望まれる。

レポート作成にあたっては（一財）電力中央研究所 服部徹副研究参事、古澤健主任研究員に多大の協力をいただいた。この場を借りて御礼を申し上げる。また、本レポートの内容に関しては、すべて著者が責を負うものとする。

経済産業グループ 藤原 紅実

### 《参考文献》

- 朝野賢司(2016)「自由化された電力市場における再エネ普及政策のあり方」『電中研研究報告会 2016』
- 海外電力調査会調査部(2014)「英国 RIIO 規制にみる再生可能エネルギー普及下の送配電料金規制のあり方」『海外電力』(2014年5月)
- 経済産業省資源エネルギー庁 Homepage  
経済産業省(2016)「第9回制度設計専門会合事務局提出資料(資料3)」  
(<http://www.enecho.meti.go.jp/>)
- 公益事業学会学術研究会・国際環境経済研究所(2015)『まるわかり電力システム改革キーワード360』一般社団法人日本電気協会新聞部
- 三枝まどか・服部徹(2011)「ドイツの送配電事業におけるインセンティブ規制の課題—低炭素社会に向けた設備投資への影響を中心に—」『電力中央研究所報告 Y10032』
- 服部徹・三枝まどか(2012)「長期的視点に基づく送配電料金収入の規制方式のあり方と課題—英国の新たな規制方式 RIIO からの示唆—」『電力中央研究所報告 Y11012』
- 古澤健・岡田健司・丸山真弘・朝野賢司・永井雄宇(2016)「欧州の配電事業者の配電料金設計の現状と課題—系統電力需要減少の影響を中心に—」『電力中央研究所報告 Y15024』
- Dona Mountouri et al (2015) "suitable network tariff design for the grid integration of decentralized generation and storage," *CIREP paper1062*.
- E.ON (2014) "E.ON's European distribution business - Powering the energy system transformation"
- Ofgem (2009) "Regulating Energy Networks for the Future: RPI-X@20 History of Energy Network Regulation," *Supporting Paper, February 2009*.