

電力料金上昇の影響分析と対策

調査部 主任研究員 藤波 匠

目 次

1. はじめに
2. 短期的な電力料金の動向
 - (1) 赤字を抱える一般電気事業者
 - (2) 2012年度は燃料費が更に膨らむ
3. 中長期的な電力料金の方向性
 - (1) 中長期的に上昇する化石燃料価格が電力料金を押し上げる
 - (2) 全量固定価格買取制度（FIT）による電力料金の上昇
 - (3) 中長期的にも押し上げ圧力が高い電力料金
4. 多方面へ影響を及ぼす電力料金の上昇
 - (1) 家計の負担増
 - (2) 産業界への影響
5. 電力料金上昇抑制、影響緩和策
 - (1) 電力料金上昇を抑える取り組み
 - ① 輸入化石燃料価格の抑制
 - ② 電気事業体制見直し
 - (2) 上昇する料金の悪影響を緩和する取り組み
 - ① FITの在り方
 - ② 産業界支援と負担の在り方
6. 今後のエネルギー政策の方向性

要 約

1. 電気事業者の採算性の悪化や化石燃料価格の上昇、再生可能エネルギーの固定価格買取制度の賦課金（サーチャージ）などにより、電力料金は上昇に向かうことが不可避である。本稿では、短期、中長期の電力料金の動向を試算し、その影響を分析するとともに、料金値上げによる悪影響を抑制するための取り組みについて検討した。
2. 全国の電気事業者では、原発停止にともなう化石燃料の焼き増しによる燃料費の増大から、大幅な営業赤字に陥っており、2012年度はさらに燃料費が増加する見通し。電気事業者の2012年度の収支を料金値上げのみで黒字化するためには、全国平均で2010年度比26.9～31.3%の値上げが必要となる。すでに料金の値上げに動いた東京電力以外の事業者でも、早晚値上げが避けられない状況になるろう。
3. 今後、原子力発電の再稼働などにより、化石燃料の消費量が減少してくれば、電気事業者が抱える赤字の圧縮が期待される。しかし、中長期的には、化石燃料価格は右肩上がりが見込まれ、電力料金の押し上げ要因となることが予想される。さらに、2012年7月1日から再生可能エネルギーの全量買取制度がスタートした。本制度の買い取りに必要な財源を電力料金に上乗せして回収するサーチャージも、将来的には無視できない金額になる見込み。2030年度における電力料金の上昇幅を試算したところ、エネルギー基本計画の電源構成比案の選択肢2（原発15%、再生可能エネルギー30%）では、電力料金は2.4～3.1円/kWh（2010年度比15.0%～19.6%）上昇する。このうちサーチャージは、1.4～2.1円/kWh（同じく8.8%～13.2%）と見積もられる。
4. 電力料金の値上げは、家計や産業界に大きな影響を及ぼす。
 - ①家計（二人以上世帯）の年間電力消費支出は、短期的には最大3万6,997円、中長期的には2万3,160円（選択肢2＋上限シナリオ）の増加となる。近年、世帯所得の低下とともに、消費支出も低下傾向にあり、そうしたなかで2万から4万円近い支出の増加は、他への消費支出の抑制につながるため、わが国経済への悪影響が懸念される。
 - ②電力料金が31.3%値上げされた場合の産業界への影響を分析した結果、収益が悪化しやすい産業は、化学系、鉄鋼系の素材産業の他、部品製造を含む自動車関連産業であることが認められた。これらの産業は、すべて常用雇用者一人当たりの賃金が製造業平均を上回っており、国民生活を支えるわが国基幹産業といえる。電力料金の上昇が製造業の収益を大幅に押し下げるような事態となれば、わが国基幹産業の衰退や生産拠点の海外シフトにともない国内雇用が失われ、直接的な電力料金値上げによる負担増と合わせて、国民の生活水準の低下が懸念される。
5. 家計や産業界への影響を抑制するためには、①電力料金（原価）の上昇を抑える取り組み、②上昇する料金の悪影響を緩和する取り組み、が考えられる。①電力料金の上昇を抑えるためには、化石燃料の輸入価格の抑制や電力市場の自由化を含む電気事業体制の見直しが必要となる。②については、全量固定価格買取制度による買取価格を適切に維持することや、なかでも国際競争にさらされる製造業に対しては、負担軽減策の導入が求められる。ただし、製造業への負担軽減策は、例えば電力料金や

サーチャージの減免といった電力依存度の高い産業を支援するような政策はなるべく短期間あるいは支援対象範囲を限定的にとどめ、中長期的な視点に立脚し、税制優遇や補助金などを組み合わせた省エネ対策支援により、省エネ技術の導入、製造工程やエネルギーポートフォリオ、商品構成の見直しを促すことが望まれる。さらに、こうした補助金や優遇税制の財源を電力を含む他のエネルギーへの課税により調達する場合には、環境税や炭素税を主として家計が負担する欧州型の税制の導入が検討に値する。今後わが国においても、「負担の在り方」について突っ込んだ議論が必要となろう。

6. こうした一連の取り組みは、大量の電力消費に依存した産業を保護する政策から、省エネに向けた設備投資や商品開発を促し、企業のエネルギー需要構造の転換を進める政策への転換であり、わが国の産業構造をより省エネ型へと導く政策であることから、わが国の成長戦略にも資する取り組みといえよう。

1. はじめに

2011年3月の福島原子力発電所の事故を契機に、原子力発電所が相次いで停止し、電力不足は沖縄を除く全国に広がっている。電力不足に対し、各電気事業者では火力発電の焼き増しで対応しており、燃料費の増大が電気事業者の事業収支を悪化させている。

原発事故処理対応によりすでに積立金が払底している東京電力では、電力料金の値上げに向けて動き出している。小口・家庭向けの料金に関しては、平均10.28%の値上げ申請に対し、人件費などの削減により8.47%まで圧縮することで認可された。一方、すでに一部が自由化されている産業向け料金に関しては、2012年4月1日から平均16.39%の値上げが実施されたものの、小口・家庭向け料金の値上げ幅圧縮にともない、4月1日まで遡って14.9%を適用することになった。

積立金などいくぶん余裕のある他の事業者では、いまのところ具体的な値上げの動きは見られない。しかしながら、一部の電気事業者では、電気事業における赤字額が大きく、いずれ積立金などで吸収することが難しくなることが見込まれ、早晚値上げに動き出すことが予想される。

中長期的にも、燃料価格の上昇と再生可能エネルギーの全量固定価格買取制度の影響などにより、電気料金は右肩上がりとなる可能性が高い。まず、化石燃料のなかでも、石炭は中長期的に価格の安定が予想されるものの、天然ガスや石油は右肩上がりとなろう。また、2012年7月1日より新たに導入された固定価格買取制度も、買い取りに必要な財源は、電力料金上乗せで回収されるため、時間の経過とともに需要家の負担感が増してくる。電力料金の上昇は、家計の消費を抑制し、製造業の国内生産拠点の海

外流出を加速することになりかねない。

本稿では、短期、中長期の電力料金の動向を試算し、その影響を分析するとともに、料金値上げによる悪影響を抑制するための取り組みについて検討した。

2. 短期的な電力料金の動向

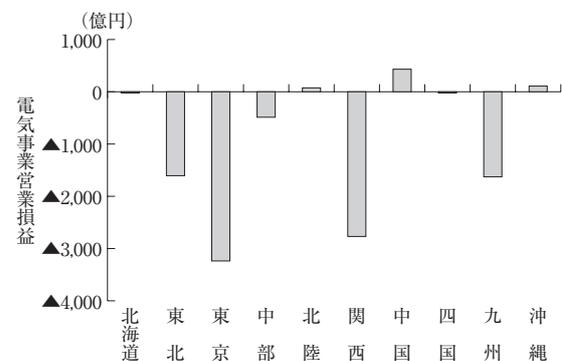
全国の原子力発電所が停止したことにより、割高な化石燃料の消費量が増大し、一般電気事業者の事業環境は厳しさを増している。2012年度は、前年度にも増して化石燃料の消費が増加することが見込まれ、電気事業者の収益は一層悪化することになる。

本章では、各一般電気事業者の決算関係資料などから、2010年度、2011年度の電力料金と事業損益の実態を把握するとともに、2012年度にさらに膨らむことが予想される化石燃料費による電力料金押し上げ圧力についてみておきたい。

(1) 赤字を抱える一般電気事業者

全国10社の一般電気事業者の決算資料から、2011年度の電気事業の収支状況を示した(図表1)。2011年度は、為替を含む輸入燃料価格の変動を自動的に電力料金に反映させる「燃料費調整制度」による値上げが実施されたにもか

(図表1) 一般電気事業者の電気事業営業損益(2011年度)



(資料) 各一般電気事業者2011年度決算資料により日本総合研究所作成

わらず、半数以上の電気事業者が赤字となった。

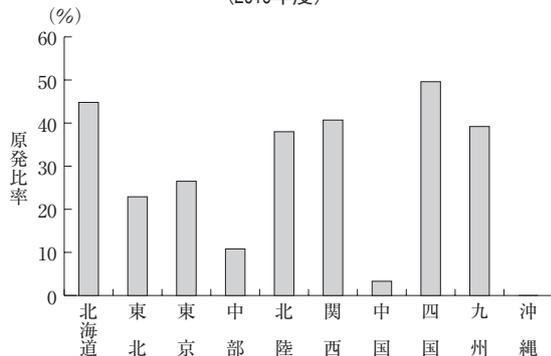
電気事業者の赤字が膨らんでいる理由は、原子力発電所の停止にともない化石燃料の消費量が増加しているためである。各電気事業者の収益状況を見ると、北陸、中国、沖縄以外の事業者が赤字である。黒字事業者のうち、沖縄電力は原子力発電所を保有しておらず、中国電力は販売電力量に対して原子力発電の比率が低い(図表2)。また、四国電力は原子力発電の比率が2010年実績で49.6%と全国で最も高く、本来であれば原発停止の影響を最も被りやすい電源構成であったものの、伊方2号機が2012年1月まで稼動していたことで、2011年度決算では赤字幅が限定的に抑えられた。北海道電力で原発

依存度が高いにもかかわらず赤字幅が小さかったのも、同様の理由による。逆に東北電力で赤字幅が大きく膨らんだ要因は、震災の影響で原子力発電のみならず、燃料費の安価な石炭火力発電所(福島)が停止し、さらに2011年夏の新潟・福島豪雨の影響により、管内の多くの水力発電所が機能不全に陥ったことが影響している。

各電気事業者の採算が悪化している要因として、需要の落ち込みの影響も指摘できる(図表3)。すべての一般電気事業者管内で、2011年度の電力需要は前年度に比べ減少した。とくに東北電力、東京電力管内では、気温の低下や節電の効果により、およそ9%の需要減少がみられた。発電コストの増加と需要減少双方の要因により、電気事業者の収益は悪化した。

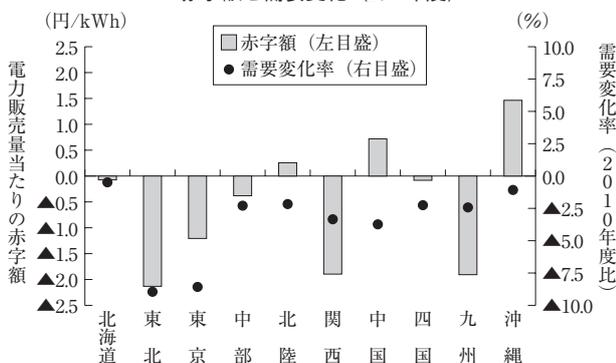
2011年度において、電気事業から生じた営業赤字を電力料金の値上げのみにより解消しようとするれば、沖縄電力を除く全国9電気事業者平均で12.7%(2010年度比)、東京電力では15.8%の値上げが必要であったと試算される(図表4)。なお、ここでいう電力料金は、企業向け、家計向けなどを含めて需要家の条件により細分化された電力料金を平均したものであり、今後とくに断わりのない場合には、この平均電力料金により議論を進める。

(図表2) 一般電気事業者の発電量に占める原発比率 (2010年度)



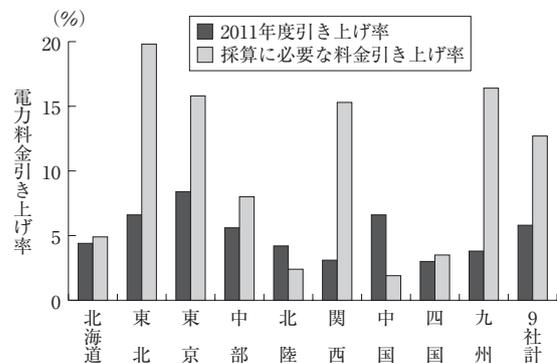
(資料) 電気事業連合会「平成23年度電気事業便覧」により日本総合研究所作成

(図表3) 一般電気事業者の電力販売量あたりの赤字額と需要変化 (2011年度)



(資料) 各一般電気事業者2010年度、2011年度決算資料により日本総合研究所作成

(図表4) 一般電気事業者の電力料金採算水準



(資料) 各一般電気事業者2010年度、2011年度決算資料により日本総合研究所作成

各電気事業者では、採算性の悪化に対し、「燃料費調整制度」による実質的な値上げが実施され、2011年度の電力料金は、9社平均で2010年度対比5.8%上昇した。東京電力では、燃料費調整により他社に比べ最も高い8.4%の値上げを実施したにもかかわらず、赤字を解消するに至っていない。

以下に示す式（Ⅰ）（Ⅱ）から明らかなように、燃料費調整制度は、「化石燃料の価格」のみを変数として燃料調整単価を算出し、自動的に電力料金を調整する制度であるため、今般のように「燃料消費量」が急増した場合には、事業者の収益を改善する効果は限定的となる。東京電力で燃料費調整による値上げ幅が最も大きかった背景には、式（Ⅰ）の係数 α 、 β 、 γ のうち β が最も大きいことから分かる通り、LNG（天然ガス）火力の比率が高い電源構成であり、最近の天然ガスの価格上昇の影響を受けやすい状況にあったことがある（図表5）。一方、関西電力は γ が大きく、石炭価格に影響を受けやすい電源構成となっている。

燃料費調整の計算方法

$$[\text{平均燃料価格 円/kl}] = \alpha * [\text{原油価格 円/kl}] + \beta * [\text{LNG価格 円/t}] + \gamma * [\text{石炭価格 円/t}] \cdots (\text{Ⅰ})$$

$$[\text{燃料調整単価}] = ([\text{平均燃料価格}] - \delta) * \varepsilon / 1000 \cdots (\text{Ⅱ})$$

α 、 β 、 γ は電気業者ごと異なる電源構成などにより決定される定数（図表5）。

δ ：基準燃料価格…式（Ⅰ）の α 、 β 、 γ を

（図表5）燃料費調整制度の係数

	東京電力	関西電力
α	0.2782	0.1699
β	0.3996	0.2239
γ	0.2239	0.6999

（資料）東京電力、関西電力のホームページ掲載資料により日本総合研究所作成

決定したときの平均燃料価格

ε ：基準単価…平均燃料価格が1,000円/kl変動した場合の値。契約種別ごとにあらかじめ設定。

燃料費調整制度が燃料消費量の増加に対応できない以上、膨らむ赤字に対して電気事業者が取りうる手立ては、コスト削減と電力料金の値上げである。この場合の値上げは、燃料費調整ではなく、原価などを洗い直す料金改訂となる。

（2）2012年度は燃料費が更に膨らむ

本誌掲載の藤山論文「LNG火力の燃料調達コスト抑制に向けた課題」にある通り、わが国全体で見れば、2012年度は、大飯原発再稼動にもかかわらず、2011年度よりも原子力発電の発電量が低下する見込みである。原子力を代替するため、燃料価格の高い天然ガスと石油による発電を増やさざるを得ず、電力各社は更なるコスト負担の増加に直面する。2012年度の燃料費は、一般電気事業者10社全体で、2010年度比3.6～4.3兆円増加する見込みである（注1）。これは、全国の電力料金を、平均で26.9～31.3%（2010年度比）引き上げなければ、電気事業営業損益が黒字とはならないことを意味している。

2010年度比26.9～31.3%の値上げは、15.9円/kWhだった平均電力料金に対して、kWhあたり4.3～5.0円引き上げることになるため、需要家として容易には受け入れがたい。しかし、電気事業者では、値上げに向けた動きも出始めており、上記水準に近い値上げが実施される可能性も否定し得ない。

すでに東京電力では、自由化部門（大口産業向け）に対して、2012年4月1日よりkWhあたり2.46円、率にして2011年度比16.39%の値上げを実施した。規制部門（小口・家庭向け）に

対しては、同じく2.4円、10.28%の値上げを申請したものの、人件費などの削減により8.47%まで圧縮することで認可された。なお、2012年4月から平均16.39%の値上げが実施された大口需要家（産業）向けについても、小口・家庭向け料金の値上げ幅圧縮にともない、4月1日まで遡って14.9%を適用することになった。2012年度に入ってから値上げとすでに実施されている燃料費調整により、東京電力の平均料金は2010年度に比べおよそ20%上昇する。ただし、これだけの値上げを実施しても、東京電力の2012年度の電気事業営業収支は黒字とはならない見込みである。

東京電力に限らず、他の一般電気事業者の多くで、2012年度は前年度にも増して燃料費負担が大きくなる。予想される電気事業者の巨額の赤字に対し、2011年3月時点で4兆円近い資金量（9社計）があった、過去の利益の剰余金である「原価変動調整積立金」や「別途積立金」を取り崩せば、短期的にはしのげる計算になる。しかしながら、原発事故対応などで多額の支出を負っている東京電力では、すでにこれらの積立金は払底しており、他社に先駆けてでも、電力料金の値上げに踏み切らざるを得ない状況にあった。他の事業者でも、現在のような赤字が定常化すれば、積立金は2～3年で底をつく可能性もあり、早晚値上げが視野に入ってくる。

化石燃料の消費量増大による一般電気事業者の急速な収益の悪化にともない、電力料金の30%値上げ（2010年度比）が現実のものとなりつつあるといえよう。

（注1）藤山論文にある通り、3.6兆円は各資源価格が2011年度平均の水準の場合（ケース①）であり、4.3兆円は資源価格が2012年4～6月の水準に高止まりする（ケース②）ことを想定している。

3. 中長期的な電力料金の方向性

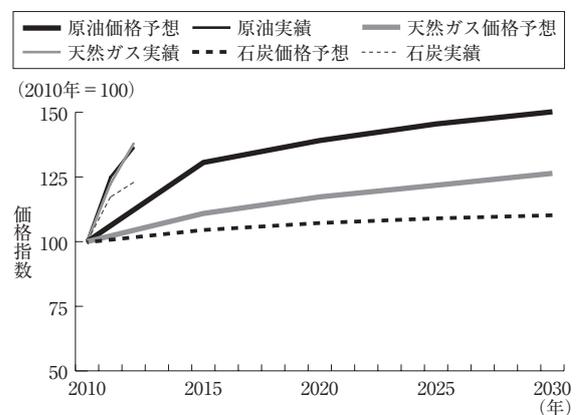
電力料金は、短期的な値上げとは異なる要因によって、中長期的にも上昇することが予想される。化石燃料価格は、国際的な需要の増大によって中長期的に右肩上がりが見込まれ、さらに2012年7月より、再生可能エネルギーの普及促進のための費用が電力料金に転嫁される再生可能エネルギーの全量固定価格買取制度が始まった。

本章では、燃料価格と再生可能エネルギーの買取制度がわが国電力料金に与える中長期的影響について考察する。

（1）中長期的に上昇する化石燃料価格が電力料金を押し上げる

今後、大飯原発に続いて、他の原子力発電所が再稼働し、化石燃料の消費量が減少してくれば、大幅赤字の状況は改善することになる。しかし、中長期的には、化石燃料価格は右肩上がりが見込まれている（図表6）。図表は、国際エネルギー機関（IEA）が推計した将来のわが国のエネルギー資源輸入価格である。各国が作成している最新のエネルギー政策を前提に、わ

（図表6）IEAによる化石燃料価格予測と実績



（資料）IEA「World Energy Outlook 2011」により日本総合研究所作成

（注）各国が最新の省エネ政策を遵守した場合（新政策シナリオ）におけるわが国の化石燃料輸入価格の将来推計である。

が国の将来の輸入価格を推計している。

石炭は、ほぼ横ばいで推移するものの、今後新興国などでの需要の伸びが予想される石油や天然ガスについては、大幅な価格上昇が予想される。そこで、エネルギー資源価格がIEA推計値で推移する場合の2030年度の電力料金上昇幅を試算する。

試算の前提条件

- ・ 2030年度の再生可能エネルギーの導入量は、エネルギー基本計画策定における三つの電源構成選択肢を採用。あわせて、弊社がBER2012年2月号で提示した電源構成（日本総研シナリオ）でも試算した（注2）。日本総研シナリオは、原子力発電に関しては、「運転開始から40年で廃炉、新設なし」を前提に、不足する電力を再生可能エネルギーの普及で乗り切ることを想定している。結果的に、エネルギー基本計画策定の電源構成の選択肢のなかで、最も有力視されている選択肢2に近いものとなった。
- ・ 燃料費以外のコストは2010年度実績で不変。

こうした条件の下、2030年度の電力料金は、2010年度比0.6~1.9円/kWh（4.0%~12.0%）上昇することが見込まれる。なお、IEAの推計は、各国の省エネルギーに配慮した最新のエネルギー政策を前提としているが、もし各国が自ら提示した政策を履行せず、世界のエネルギー需要がシナリオよりも増加すれば、わが国のエネルギー輸入価格は、IEAの推計を上回る水準で推移することもあり得る。図表にある通り、実勢価格はIEAのシナリオを大幅に上回っており、今後もこうした状況が常態化すれば、わが国の電力料金も高止まりすることになる。

(2) 全量固定価格買取制度（FIT）による電力料金の上昇

2012年7月1日、再生可能エネルギーの全量固定価格買取制度（FIT）がスタートした（注3）。FITは、従前の家庭用太陽光発電システム普及に向け導入された余剰電力買取制度とは異なり、発電した全量が買取対象となる。同制度で先行するドイツでは、風力や太陽光発電の普及に大きく貢献したことが知られている。

FITにおける今年度の買取価格は、42円/kWhに設定された大規模太陽光発電システム、いわゆるメガソーラーを筆頭に、他の発電システムにおいても発電事業者が利益を確保しやすい水準となった（図表7）。新規に発電システムを導入する際に適用される買取価格は、20年間当該システムの買取価格として維持（注4）される。いったん適用された買取価格が長期にわたり保証されることから、収支の見通しが立てやすく、新規参入しやすい事業環境が整ったことになる。

一方、技術革新などにより、新規導入コストは徐々に低下することが予想される。そのため、新規導入されるシステムの買取価格は、導入コストに合わせ適宜引き下げられることになる。

（図表7）固定価格買取制度の買取条件

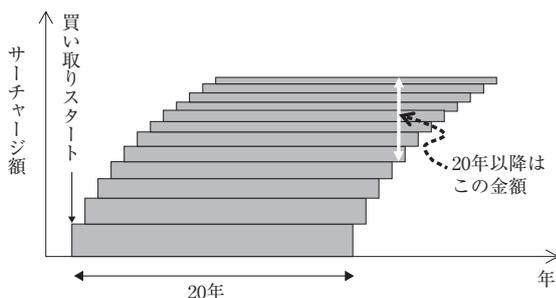
電 源	区 分	買取価格 (円/kWh)	買取期間 (年)
太陽光	10kW以上	42.00	20
	10kW未満		15
風 力	20kW以上	23.10	20
	20kW未満	57.75	
中小水力	1,000kW以上30,000kW未満	25.20	20
	200kW以上1,000kW未満	30.45	
	200kW未満	35.70	
地 熱	15,000kW以上	27.30	15
	15,000kW未満	42.00	
バイオマス	メタン発酵ガス化発電	40.95	20
	未利用木材燃焼発電	33.60	
	一般木材等燃焼発電	25.20	
	廃棄物（木質以外）燃焼発電	17.85	
	リサイクル木材燃焼発電	13.65	

（資料）資源エネルギー庁ホームページ資料により日本総合研究所作成

買い取りにかかる費用は、再生可能エネルギー賦課金（サーチャージ）として電力料金に乗せられ、最終的には電力需要家が電力消費量に応じて負担することになる。2012年7月1日の買取制度スタートを前に、政府は全量買取制度の初年度のサーチャージ額を0.220円/kWhと発表した。旧制度を引き継ぐ家庭用の余剰電力買取制度の平均サーチャージ額が、2012年度は0.076円/kWh（注5）であるため、再生可能エネルギーの固定価格買取制度におけるサーチャージは、新旧制度の合計で0.296円/kWhとなる。一例として、月間300kWh消費する世帯をモデルケースとすれば、月間の負担は89円となる。

制度の導入当初は、電力需要家のサーチャージ負担が小さく抑えられるとともに、発電事業者としては投資しやすい環境が保証されていることから、再生可能エネルギーの普及策としては費用対効果に優れた手法であるとの指摘がある。一方で、20年間という長期にわたり定額での買い取りを保証しているため、発電効率の低い古い装置からの買い取り費用が、サーチャージとして積み上がっていく（図表8）。その間発電事業者は、コストダウンなどの営業努力を行う必要もない。潜在的には、時間の経過とともに家計や産業界の経済活動に大きな影響を与

（図表8）固定価格買取制度サーチャージイメージ



（資料）日本総合研究所作成

えるような、電力料金引き上げリスクをはらんでいる。

とくに、本制度で注意すべき点は、買取価格の設定である。買取価格を実際の発電コストよりも高めに設定すれば、差益を狙う参入者が増え、当初の予定よりも過剰な投資を誘引する恐れがある。実際、スペインでは、2007年に太陽光発電の設定買取価格を引き上げたところ、それまでほとんど導入実績がなかった太陽光発電の導入が急増し、その後3年でサーチャージが3.7倍に膨れ上がった。過大な買取価格の値付けにより、太陽光バブルのような状況を引き起こし、早々に制度変更を迫られた失敗例である。

0.3円/kWh足らずからスタートするわが国のサーチャージについても、今後急激に上昇することが見込まれる。そこで、制度上未決定である点や見通しにくい状況もあるものの、一定の前提条件を置いたうえで、わが国サーチャージ額の将来推計を行った。

将来のサーチャージ額試算の前提条件

- ・2030年度の再生可能エネルギーの導入量は、エネルギー基本計画策定における三つの電源構成選択肢を採用。あわせて、弊社がBER2012年2月号で提示した電源構成（日本総研シナリオ）でも試算した。2030年度までの各電源の導入ペースは、各年度の買取価格に比例すると想定した。
- ・買取価格は、国家戦略室コスト等検証委員会が提示した各電源の2030年度の発電コストに向けて等比的に近づくとした。なお、コスト等検証委員会では、2030年度に新設される各電源の発電コストは、下限、上限の幅を持たせた形で示している。下限は今後急速に発電コストが低下するシナリオであり、上限は発電コストが下げ渋るシナリ

オである。本試算では、両者を採用し、下限シナリオ、上限シナリオとして算出している。結果として、電源構成4パターン、発電コストの推移を2パターンのたすき掛けで、合計8パターンの見積もりを行った。

- ・サーチャージの計算式は次式の通り

$$[\text{サーチャージ額}] = ([\text{買取金額合計}] - [\text{回避可能費用}]) / [\text{電力需要量}] \dots (III)$$

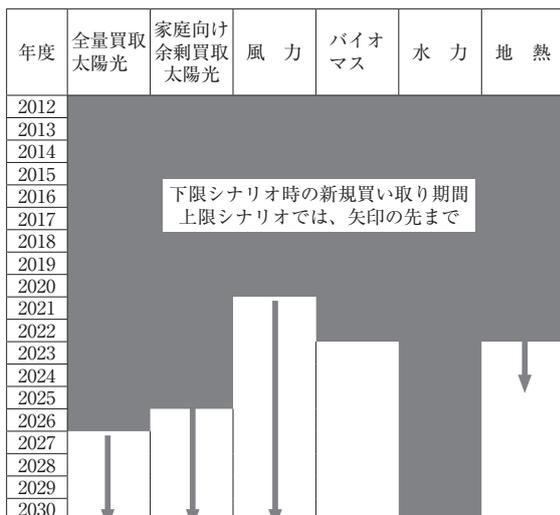
なお、式(III)における[回避可能費用]とは、一般電気事業者が再生可能エネルギーを買い取る分だけ、自らの発電量が減少することにより軽減される支出に相当する。本試算では2011年度の実績単価(13.7円/kWh、注6)を基準に電力料金に比例して推移すると仮定した。

- ・発電コストが、回避可能単価を下回った段階で、新規買取を停止するとした。なかでも、下限シナリオは、今後急速に発電コストが低下するシナリオであり、上限シナリ

オに比べて短期間で新規買取が終了する電源が多い(図表9)。とくに、風力(下限シナリオ)では、2021年度には新規買取が終了すると仮定した。

上記条件の下、2030年度までのサーチャージ額を試算した。試算したサーチャージ額は、家庭向けの余剰電力買取制度の金額も含んでおり、全電気事業者の平均値である(図表10)。2030年度には、サーチャージ額は、1.2円/kWh(選択肢3+下限シナリオ)~2.4円/kWh(選択肢1+上限シナリオ)となる。新規買い取りが早々に終了する下限シナリオでは、どの選択肢でも2021年度をピークに減少に転じている。逆に上限シナリオでは、発電コストが下げ渋るため、長期にわたって固定価格買取制度により買い支えなければ、普及が進まない。そのため、サーチャージ額は2030年度においても減少には転じておらず、横ばいとなっている。

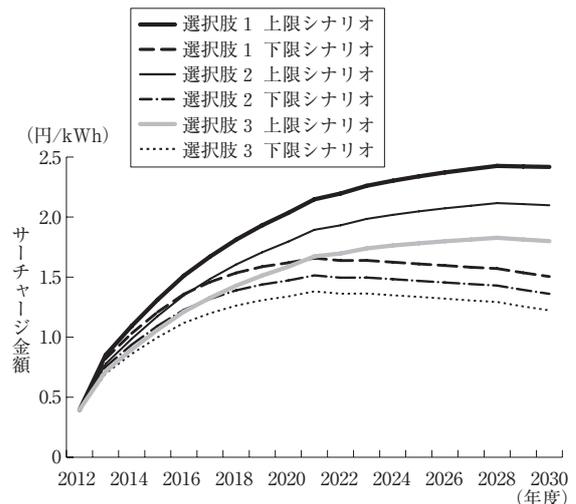
(図表9) 固定価格買取制度の新規買取期間見込み



(資料) 国家戦略室コスト等検証委員会「コスト等検証委員会報告書(平成23年12月19日)」他、各種資料より日本総合研究所作成

(注) 矢印が2030年度まで来ている電源は、さらにその先まで買い取りが続く可能性がある。

(図表10) 固定価格買取制度サーチャージ金額試算



(資料) 国家戦略室コスト等検証委員会「コスト等検証委員会報告書(平成23年12月19日)」、経済産業省「平成24年度の太陽光発電促進付加金(太陽光サーチャージ)の単価の確定に伴う電気料金の認可について」他、各種資料より日本総合研究所作成

(注) 選択肢は、エネルギー基本計画の電源構成案1~3。上限・下限シナリオは、「コスト等検証委員会報告書」に示された2030年度に新設される各電源尾発電原価の上限、下限を採用。

(図表11) 化石燃料価格とサーチャージの上昇による、電源構成ごとの電力料金上昇率（消費税増税分は含まず）

	各選択肢のポートフォリオ	2010年度平均電力料金		2030年度の化石燃料価格を反映した料金上昇	2030年度サーチャージ		燃料価格とサーチャージを織り込んだ料金上昇率		
		原 発	再生可能エネルギー		コスト下限シナリオ	コスト上限シナリオ	コスト下限シナリオ	コスト上限シナリオ	
		%	%		円/kWh	円/kWh	円/kWh	% (2010年度対比)	
電源ポートフォリオ	選択肢 1	0.0	35.0	15.9	1.9	1.5	2.4	21.4	27.2
	選択肢 2	15.0	30.0	15.9	1.0	1.4	2.1	15.0	19.6
	選択肢 3	22.5	28.0	15.9	0.6	1.2	1.8	11.7	15.4
	日本総研シナリオ	14.6	28.0	15.9	1.8	1.2	1.8	18.9	22.9

(資料) IEA「World Energy Outlook2011」、国家戦略室コスト等検証委員会「コスト等検証委員会報告書(平成23年12月19日)」、経済産業省「平成24年度の太陽光発電促進付加金(太陽光サーチャージ)の単価の確定に伴う電気料金の認可について」他、各種資料より日本総合研究所作成

(注) 選択肢3については、原発20~25%、再生可能エネルギー25~30%と示されたが、本試算ではおおむね中央の値を採用。

(3) 中長期的にも押し上げ圧力が高い電力料金
ここまでの試算の結果を整理すると、2030年度における電力料金の上昇幅は、原発全廃でかつ再生可能エネルギーへの依存度の高い選択肢1で、2010年度比21.4%~27.2%上昇することになる(図表11)。最も有力視されている選択肢2では15.0%~19.6%、それに近い電源構成である日本総研シナリオでは18.9%~22.9%の上昇となる。以上より、2030年ごろには、化石燃料価格の上昇と再生可能エネルギーの固定価格買取制度により、電力料金は20%~25%程度上昇すると考えてよいだろう。

ちなみに、2010年に毎月300kWhを消費し、約7千円を支出した標準的な世帯を想定すると、2030年には燃料費上昇により450円、サーチャージで630円、合わせて1千円強の負担増となる(選択肢2+上限シナリオの場合)。

ただし、試算には不確定要素もある。すでに示した通り、燃料価格はIEAの見通しにもとづいたが、実勢価格は見通しを大幅に上振れている。今後こうした状況が常態化すれば、電力価格のさらなる押し上げ要因となる。さらに、本試算における再生可能エネルギーの普及ペースは、買取価格の低下とともに投資に対する魅力が失われ、徐々に減速することを想定しており、その分サーチャージの伸びも頭打ちになると仮定している。しかし、先行するドイツやスベ

ンでは、制度導入から一定の年数経過後にサーチャージが急増している(5章でも考察)。わが国でも、適切な買取価格が提示できず、差益が生じやすい投資環境となれば、サーチャージ額が急増し、電力料金を想定以上に押し上げることもありえよう。

(注2) 松井英章「原子力発電の漸減時の電源ポートフォリオの在り方について」日本総研BER2012年2月号 pp.49-64。

(注3) 家庭用太陽光発電については、従前から継続している余剰電力買取制度を踏襲している。また、従前のRPS制度については廃止され、全量買取制度に移行することになる。

(注4) 地熱発電の買取期間は15年、家庭太陽光発電の余剰電力買取期間は10年間となった。

(注5) 従来からの余剰電力買取制度は、サーチャージが電気事業者ごとに設定されるため、居住地により支払額は異なる。

(注6) 経済産業省「平成24年度の太陽光発電促進付加金(太陽光サーチャージ)の単価の確定に伴う電気料金の認可について」より算出。

4. 多方面へ影響を及ぼす電力料金の上昇

これまでみてきた通り、現在、原子力発電の停止にともなう化石燃料の消費量の増大により、電気事業者は大幅な営業赤字に直面している。料金引き上げのみで黒字化しようとするれば、2012年度は26.9~31.3%の値上げが必要となる。中長期的に見ても、化石燃料の価格上昇と再生可能エネルギーの固定価格買取制度により、2030年頃までに電力料金は最大27.2%上昇する

と考えられる。

こうした電力料金の上昇は、電力需要家に対し多大な影響を与えることが予想される。ここでは家計と産業界への影響を分析する。

(1) 家計の負担増

短期、中長期の電力料金の上昇による家計への影響を明らかにする(図表12)。総務省の家計調査によれば、二人以上世帯の年間電力消費支出は、11.8万円(2010年)である。ここに、単純に短期、中長期の価格上昇率を乗じることで、家計の負担増分を試算すると、短期的には最大3万6,997円、中長期的には2万3,160円(選択肢2+上限シナリオ)の増加となる。

近年、世帯所得の低下とともに、消費支出も低下傾向にあり、そうしたなかで2万から4万円近い支出の増加は、家計にとって厳しいものとなる。当然、他の消費支出の抑制など、わが国経済への悪影響が懸念される。

ただし、実際には電力料金の上昇に対して、家計は節電などによる需要抑制に取り組むことが考えられる。2011年は、燃料費調整制度により電力料金が5%程度上昇したにもかかわらず、電力消費量を7%程度抑制した結果、家計の電力消費支出は2.6%低下した(注7)。

(2) 産業界への影響

電力不足が国内産業の六重苦の一つにあげられるなど、産業界は電力需給に敏感になっており、値上げによる国際競争力の低下を危惧する声もある。とくに、電力を多量に消費する一部の製造業などへの影響が懸念される。

そこで、一定の電力料金の上昇が産業界に及ぼす影響を分析した。はじめに、次式の産業連関表を用いた価格変動モデルにより、電力料金上昇時の各産業の生産者価格(生産コスト)の変化率について算出した。

$$\Delta P^* = [I - (I - \hat{M})'A^*]^{-1} \Delta P_k (I - \hat{M})'A_k^* \dots (IV)$$

式(IV)において、行列のベクトルの右肩の「*」は電力産業(k部門)を除いていることを、左肩の「'」は転置行列であることを、右肩の「⁻¹」は逆行列であることを意味する。 ΔP^* は、電力価格が $\Delta P_k\%$ 上昇した時の各産業の生産コスト上昇率である。 \hat{M} は移輸入率の対角行列、 A は投入係数行列である。 A_k^* は、投入係数行列 A の k 行(k =電力産業)から自部門列(k 列)を除き、列ベクトルに転置していることを意味している。

なお、分析手法の特性上、電力を含む原料コスト上昇に対して、輸入への切り替えや人件費等の圧縮によるコストダウンは想定しておらず、

(図表12) 化石燃料価格とサーチャージの上昇による電力料金上昇の家計への影響(消費税増税分は含まず)

	2010年実績	2011年実績	2012年度赤字解消水準の料金設定の場合 (2010年度比、燃料費調整込み)		2030年度
			燃料費3.7兆円増	燃料費4.3兆円増	選択肢2で試算 電力料金19.6%上昇
世帯あたりの年間電力消費支出(円)	118,200	115,092	149,996	155,197	141,367
2010年比	—	-3,108	+31,796	+36,997	+23,160
家計総支出対比 2012年度、2030年度は 2010年総消費支出対比	3.4%	3.4%	4.3%	4.5%	4.1%
備考		省エネにより、価格 上昇にもかかわらず、 電力消費支出は減	電力料金は2010年度 比26.9%上昇	電力料金は2010年度 比31.3%上昇	選択肢2の発電コスト 上限シナリオ2010年度 対比

(資料) 総務省「家計調査」、各一般電気事業者2011年度決算資料により日本総合研究所作成

コスト増分を製品価格に上乘せし、販売量も変わらないと仮定している。

式(Ⅳ)を用い、電力料金値上げの一例として、2010年度比31.3%上昇した場合の各産業の生産者価格(生産コスト)変化率を求めた。31.3%は、化石燃料消費量の増加にもとない採算性が悪化している一般電気事業者が、2012年度に電力料金引き上げのみで黒字化するために必要な値上げ水準である。算出に当たっては、総務省の平成17年(2005年)産業連関表の108部門表を用いた。

試算の結果、電力料金の31.3%上昇により生産コストがもっとも高まるのは、「無機化学」(4.0%)であり、次いで「鋳鍛造品」(3.0%)、「パルプ・紙・板紙・加工紙」(2.9%)、「鉄鉄・粗鋼」(2.1%)、「化学繊維」(2.0%)などの製造業、とりわけ素材系の産業で高くなっている(図表13)。製造業以外では、「水道」(2.0%)、「倉庫」(1.8%)、「鉄道輸送」(1.7%)が、電力料金上昇の影響を受けやすい産業構造であることが分かる。

電力料金上昇にともなう各産業の生産コスト

(図表13) 業種別、電力料金31.3%上昇時の生産コストの上昇

業種	上昇率	業種	上昇率	業種	上昇率
耕種農業	0.4%	鉄鉄・粗鋼	2.1%	金融・保険	0.2%
畜産	0.7%	鋼材	1.7%	不動産仲介および賃貸	0.7%
農業サービス	1.0%	鋳鍛造品	3.0%	住宅賃貸料	0.1%
林業	0.3%	その他の鉄鋼製品	1.3%	住宅賃貸料(帰属家賃)	0.0%
漁業	0.3%	非鉄金属製錬・精製	0.6%	鉄道輸送	1.7%
金属鉱物	0.0%	非鉄金属加工製品	0.9%	道路輸送(除自家輸送)	0.3%
非金属鉱物	0.96%	建設・建築用金属製品	1.0%	自家輸送	0.5%
石炭・原油・天然ガス	0.0%	その他の金属製品	1.0%	水運	0.1%
食料品	0.7%	一般産業機械	0.8%	航空輸送	0.3%
飲料	0.6%	特殊産業機械	0.7%	貨物利用運送	0.4%
飼料・有機質肥料(除別掲)	0.6%	その他の一般機械器具および部品	0.9%	倉庫	1.8%
たばこ	0.1%	事務用・サービス用機器	0.8%	運輸付帯サービス	0.7%
繊維工業製品	1.1%	産業用電気機器	0.7%	通信	0.4%
衣服・その他の繊維既製品	0.4%	電子応用装置・電気計測器	0.4%	放送	0.5%
製材・木製品	0.6%	その他の電気機器	0.8%	情報サービス	0.4%
家具・装備品	0.7%	民生用電気機器	0.7%	インターネット附随サービス	0.6%
パルプ・紙・板紙・加工紙	2.9%	通信機械・同関連機器	0.7%	映像・文字情報制作	0.6%
紙加工品	1.3%	電子計算機・同付属装置	0.3%	公務	0.5%
印刷・製版・製本	0.9%	半導体素子・集積回路	0.6%	教育	0.4%
化学肥料	1.3%	その他の電子部品	1.0%	研究	1.2%
無機化学工業製品	4.0%	乗用車	0.9%	医療・保健	0.6%
石油化学基礎製品	0.8%	その他の自動車	1.0%	社会保障	0.6%
有機化学工業製品(除石油化学基礎製品)	1.3%	自動車部品・同付属品	1.1%	介護	0.4%
合成樹脂	1.1%	船舶・同修理	1.1%	その他の公共サービス	0.3%
化学繊維	2.0%	その他の輸送機械・同修理	0.7%	広告	0.5%
医薬品	0.6%	精密機械	0.5%	物品賃貸サービス	0.2%
化学最終製品(除医薬品)	1.0%	その他の製造工業製品	0.5%	自動車・機械修理	0.8%
石油製品	0.2%	再生資源回収・加工処理	0.9%	その他の対事業所サービス	0.2%
石炭製品	0.5%	建築	0.5%	娯楽サービス	0.9%
プラスチック製品	1.3%	建設補修	0.5%	飲食店	0.7%
ゴム製品	1.0%	公共事業	0.5%	宿泊業	0.8%
なめし革・毛皮・同製品	0.2%	その他の土木建設	0.6%	洗濯・理容・美容・浴場業	0.6%
ガラス・ガラス製品	1.1%	ガス・熱供給	0.9%	その他の対個人サービス	0.6%
セメント・セメント製品	1.3%	水道	2.0%	事務用品	1.1%
陶磁器	1.0%	廃棄物処理	1.3%	分類不明	0.6%
その他の窯業・土石製品	1.1%	商業	0.6%		

(資料) 総務省「平成17年(2005年)産業連関表(確報)108部門表」により日本総合研究所作成

の上昇は、電力料金の上昇による直接的なコストアップによるものと、中間投入財の価格上昇による影響を足し合わせたものである。31.3%の電力料金の引き上げでも、生産コストの上昇幅が5%を超える産業はなく、必ずしも影響度が大きいとは感じられない。もちろん、企業や事業所の単位でみれば、取り扱う製品やこれまでの省エネ対策の差異により、さらに厳しいコスト上昇に直面する企業もあると考えられるものの、産業単位で見れば、電力料金上昇の影響は限定的な印象を受ける。

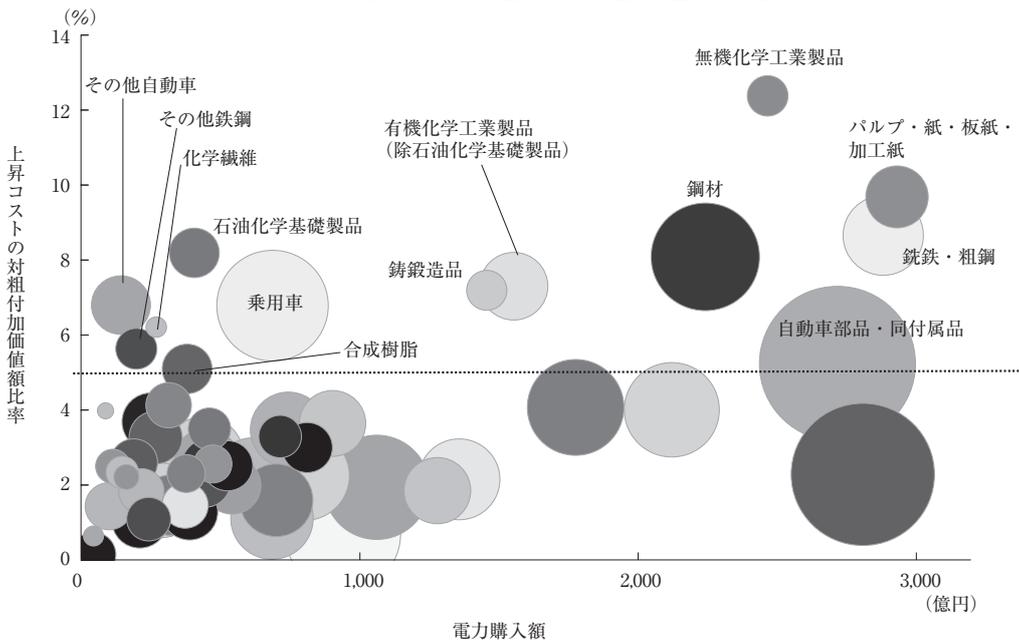
そこで、電力料金上昇の影響をより鮮明にするため、製造業55業種において、生産コストの上昇が各産業の収益に与える影響を明らかにする。収益への影響を表す指標として、電力価格上昇前の粗付加価値額（注8）に対する生産コストの上昇額の比率を算出した（図表14）。

図表では、上昇コストの粗付加価値額比率を縦軸に、横軸には各産業の年間電力購入額を、また円の大きさにより各産業の国内における生

産規模（付加価値額）を示した。すなわち、図表上で上方に位置する産業ほど、電力料金上昇により収益減少の影響を受けやすい産業といえる。図表には、一定の目安として上昇コストの粗付加価値額比率5%で補助線を引いた。また、円が大きい産業ほど、わが国経済への寄与が大きい産業である。

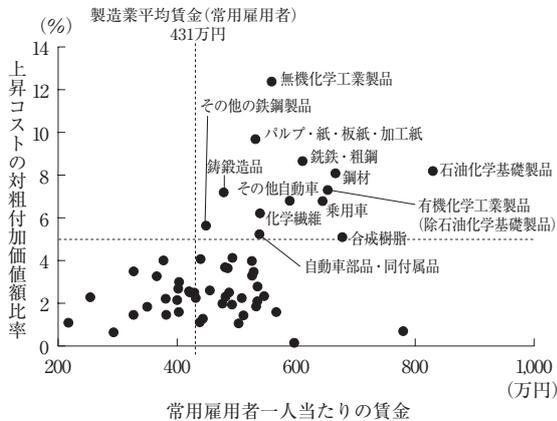
分析の結果、上昇コストの粗付加価値額比率5%を上回る産業には、化学系、鉄鋼系の他、自動車関連産業を含む13業種が該当する。とくに、「無機化学工業製品」(12.4%)は10%以上の収益の押し下げとなり、その影響は無視できない状況にあるといえよう。また、一般に自動車産業は産業の裾野が広いといわれるが、完成品製造の「乗用車」(6.8%)および「その他の自動車」(6.8%)だけでなく、生み出す付加価値額が完成品製造を上回る「自動車部品・同付属品」(5.2%)でも比較的高くなっており、さらに自動車産業と強く結び付いている鉄鋼関連も軒並み高い。とくに、今回収益への影響が大きいと

(図表14) 電力価格31.3%上昇時の製造業収益への影響



(資料) 総務省「平成17年(2005年)産業連関表(確報)108部門表」により 日本総合研究所作成

(図表15) 雇用者賃金と電力料金上昇の影響



(資料) 総務省「平成17年(2005年)産業連関表(確報)108部門表」により日本総合研究所作成

判断された13業種は、常用雇用者一人当たりの賃金が製造業平均を軒並み上回っており(図表15)、国民生活を支えるわが国基幹産業といってよい。電力料金の上昇が製造業の収益を大幅に押し下げるような事態となれば、わが国基幹産業の衰退や国内からの流出を通じて賃金の低下や雇用者の減少をもたらす、直接的な電力料金値上げによる負担増と合わせて、国民の生活水準の低下をもたらすことが懸念される。

(注7) 需要の低下は、震災後の電力不足に対応するための節電と夏期の気温低下。なお、電力料金の上昇や電力消費量の抑制量が概算であるのは、家計調査が年単位、電力関係の統計資料が年度単位の集計となっており、厳密な計算は難しいためである。

(注8) 粗付加価値額とは、生産活動により新たに生み出された富であり、産業連関表上、国内生産額と原材料等の中間投入額計の差に相当する。内訳は、家計外消費支出、雇用者所得、営業余剰、間接税等である。

5. 電力料金上昇抑制、影響緩和策

短期、中長期ともに、電力料金は上昇する可能性が高く、家計や産業への影響が無視できない。図表12に示した通り、家計などでは、節電によって一定程度の価格上昇に対応することは可能であるものの、料金上昇率が大きくなって

くれば自ずと限界がある。また、産業界に過度な節電を求めれば、生産の縮小や海外への生産拠点の流出など、国内経済活動の収縮を招くリスクもある。

本章では、電力料金上昇によるわが国経済への悪影響を極力抑える取り組みについて、(1) 電力料金上昇を抑える取り組み、(2) 上昇する料金の悪影響を緩和する取り組み、に分けて検討する。

(1) 電力料金上昇を抑える取り組み

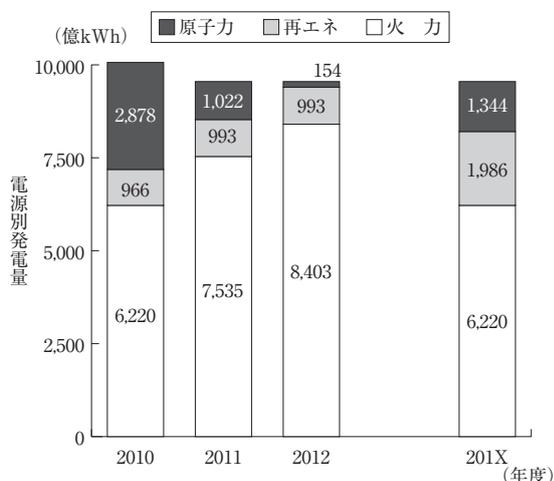
① 輸入化石燃料価格の抑制

原子力発電の稼働率が低下したことにより、火力発電の比率が、2011年度には79%に達し、2012年度にはさらに上がって88%となる見込みである。電力料金抑制のためには、第1に火力発電量を抑えることが効果的である。しかし、電力需要の抑制と再生可能エネルギー普及が限定的である現状では、化石燃料消費量の抑制は、原子力発電の稼働率次第となる。

近い将来の電源ポートフォリオとして、電力需要を2011年度実績、再生可能エネルギー導入量を2011年度実績の2倍と想定しても、火力発電量を2010年度と同水準にまで引き下げるためには、原子力発電量を、1,344億kWhまで引き上げることが必要となる(図表16)。なお、原子力発電の発電実績は、2011年度に1,022億kWh、大飯原子力発電所が再稼働し始めた2012年度は154億kWh(注9)となる見込みである。

原子力発電で1,344億kWhの供給力を確保するためには、稼働率を60%とすれば、2,500万kW(現保有設備4,616万kWの過半)以上の設備を運転可能な状況にする必要がある。原子力発電の置かれた現状から考えれば、当面そこまでの供給力を担うことは現実的に難しく、化石燃料の消費抑制は容易なことではない。

(図表16) 近い将来の電源ポートフォリオ
(火力引き下げに必要な再エネ、原子力の発電量)



(資料) 電気事業連合会「INFOBASE」により日本総合研究所作成
(注) 201Xは201X年度の仮想ポートフォリオ。電力需要を2011年度実績水準、再生可能エネルギー導入量を2011年度実績の2倍、火力を2010年度実績水準とした場合に、必要となる原子力発電量を試算。

そこで重要となるのが、化石燃料の輸入価格の抑制である。とくに、今後発電向けの化石燃料の主役となることが期待される天然ガス(LNG)の輸入価格抑制が急務である。その具体策については、本誌掲載の藤山論文「LNG火力の燃料調達コスト抑制に向けた課題」にて議論している。

②電気事業体制見直し

総括原価方式による電力料金の決定メカニズムと地域独占が、高い電力料金をもたらした側面は否定し得ない。懸案事項の一つである総括原価方式を簡略化すれば、下記の通り表すことができる。

$$[\text{電力料金}] = [\text{総原価}] / [\text{販売電力量}] \dots (\text{V})$$

$$[\text{総原価}] = [\text{電気事業営業費}] + [\text{事業報酬}] \dots (\text{VI})$$

$$[\text{事業報酬}] = [\text{事業資産価値}] \times [\text{事業報酬率}] \dots (\text{VII})$$

式(V)における電気事業営業費には、人件費や燃料費などが含まれ、運転資金的な色彩が濃い。地域独占下、人件費は膨らみ、割高な燃料調達が放置されたとの指摘がある。一方、事業報酬は、式(VII)にある通り、保有する資産の価値に一定率を乗じて算出する仕組みになっており、この仕組みが過大な設備投資を招いたとの指摘がある。

確かに、独占下の総括原価方式では、原価は過大に見積もられる可能性が高い。そうした原価の肥大化を回避するため、近年では、ヤードスティック方式という他の電気事業者と経営合理化努力を比較し、賞罰を与えることで経営合理化に取り組みせる仕組みが導入されているものの、横並び意識が強い電力業界では経営内容に極端な差異は生じにくい。

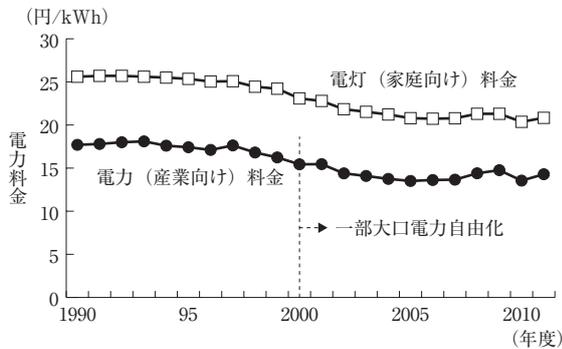
2012年度、東京電力が申請した規制料金(家庭向け電力料金)の値上げに対し、経済産業省の電気料金審査専門委員会において、社員の人件費や福利厚生費、燃料調達費、さらには福島原発事故対応費などについて、詰めた議論が行われた。当初10.28%の値上げ申請であったものが、8.46%にまで圧縮された。

東京電力に対して行われた料金審査に関しては、数カ月におよぶ議論により、仔細にまで踏み込んだ検討がなされたものの、結果的には、申請値上げ幅に対する圧縮幅は2%ポイントに満たなかった。総括原価方式を今後も維持するのであれば、東京電力以外の事業者も含め、値上げ申請のたびに事業の中身にまで突っ込んだ議論が不可欠になるものの、それにより原価を圧縮する効果は、燃料費増大による値上げ圧力に対して限定的といえよう。

電力料金の上昇を抑えるため、電力の自由化範囲を家庭部門にまで拡大し、競争政策により電力料金を低減させることも検討する必要がある。

る。2000年に、わが国では大口需要家を対象に電力の一部自由化が導入された。一部であっても自由化が導入されたことにより、自家発電を保有する事業者や他の一般電気事業者の存在が潜在的な競争圧力を高め、家庭向けを含めわが国の電力料金を引き下げているとの報告がある(注10)。しかし、家庭向け、産業向けともに、すでに1990年代後半からの料金下落局面(図表17)での一部自由化だったこともあり、その効果は明確とはなっていない。

(図表17) 部門別、わが国電力料金の推移(消費税込み)

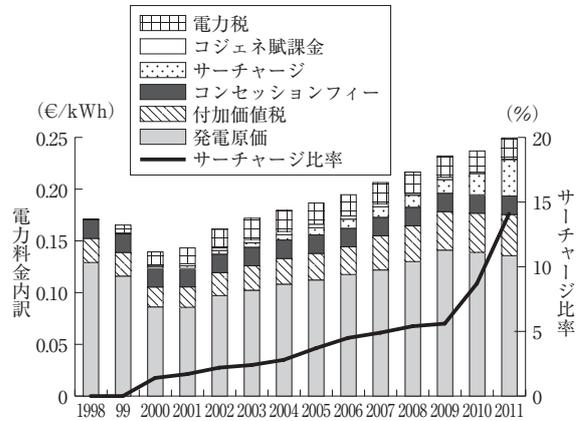


(資料) IEA「ENERGY PRICES AND TAXES」により日本総合研究所作成

自由化で先行するドイツでは、1998年に自由化がスタートし、2000年までに家庭向け電力の発電原価は3割以上低下した(図表18)。しかし、2001年から再び上昇し始め、2008年に98年の水準を回復した。原価に税金や再生可能エネルギーのサーチャージを上乗せした電力料金で比較すると、2011年は98年対比46%の上昇となっている。原価が上昇している背景には、燃料価格の上昇とともに、自由化以降の電気事業者の寡占化がある。

山口(注11)によれば、ドイツでは、自由化により、一時的に新規参入が増えたことで料金の引き下げ競争が生じた。しかし、家庭部門では電力の供給元を変更する動きは顕在化せず、

(図表18) ドイツの家庭向け電力料金の内訳とサーチャージ比率の推移



(資料) BDEW「Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2011)」により日本総合研究所作成

多くの新規参入事業者は、顧客を得ることができず退場した。その後も、合併・買収が相次ぎ、8大電力体制が4大電力体制となり、販売電力量に占める大手のシェアは、95年の約50%(5社)から2004年には約73%(4社)にまで上昇した。

わが国の自由化の制度設計においても、①電力の供給元(電気事業者)を自由に選択できるだけの情報提供体制の確立と供給元変更手続きの簡易化、②託送料金など新規事業者への参入条件の緩和、などの工夫がなければ、電力業界では再び寡占化が進み、電力料金は上昇圧力にさらされる恐れがある。とくに高齢者や低所得者といった供給元選択に関する情報へのアクセスが困難な需要家が、割高な電力料金を負担することにならないような制度設計が必要となる。

(2) 上昇する料金の悪影響を緩和する取り組み

①FITの在り方

わが国では、2030年頃のサーチャージ額は2円/kWh前後となり、電力料金の1割を占めるようになる可能性がある。スペインでは、太陽光発電の買取価格の引き上げが、太陽光バブ

ルと称されるほどの急激な太陽光発電への投資を招き、買取価格引き上げから2年足らずで買取価格の引き下げや制度の見直しを迫られるようになった。成功例とされるドイツでも、2011年に電力料金に占めるサーチャージの割合が14%に跳ね上がった結果（図表18）、家計や産業界の負担増大が課題となり、2012年から買い取り条件の改定が予定されている。

再生可能エネルギー市場の過熱を避けるため、買取価格は発電コストの低下とともに絶えず見直しが必要となる。ドイツでは、近年買取価格の見直しを年に複数回行うなど、導入コストとのギャップを小さくする取り組みを進めてきたにもかかわらず、太陽光発電などの市場過熱を止められなかった。わが国の全量固定価格買取制度では、買取価格は経済産業大臣が毎年度（必要に応じて半年ごと）設定することが、法（注12）により定められている。適正なペースで再生可能エネルギーを普及させるためには、ある程度普及が進んだ段階で、場合によっては半年よりも短い期間で買取価格を見直すことができる制度に変更する必要がある。

②産業界支援と負担の在り方

電力料金の上昇に対し、産業競争力への配慮から、電力依存度の高い産業のコスト負担を抑制する取り組みが必要となる。4章で示したように、電力料金が上昇すれば、とくにコスト負担が大きくなることが予想される素材産業では、生産拠点の一部を海外へ移転する動きが加速する恐れがある。

そこで、電力料金31.3%の上昇（注13）を想定し、電力料金に生産コストが影響を受けやすい「無機化学」、「鋳鍛造品」、「パルプ・紙・板紙・加工紙」、「鉄鉄・粗鋼」、「化学繊維」の製造5業種（108分類において）の電力料金値上

げ分を減免すれば、必要となる財源はおよそ3,130億円となる。これを、対象5業種以外の電力料金（家庭向けを含む）の更なる値上げでカバーすれば、5業種以外の電力料金の値上げ幅は、およそ34%となる（注14）。

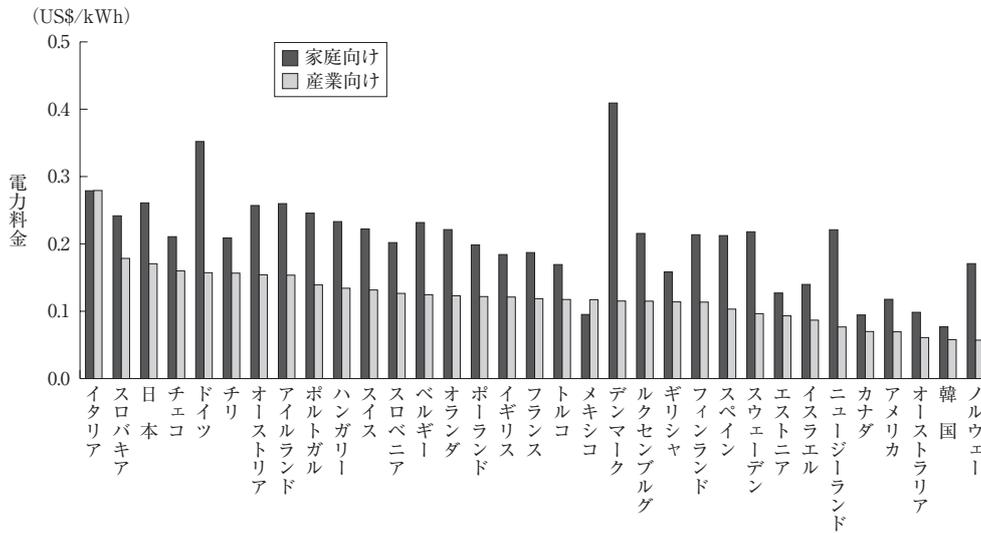
同様の制度は、すでに新しい全量固定価格買取制度において、サーチャージの減免制度として導入されている。この制度は、電力消費原単位（売上高当たりの電力消費量）が5.6kWh/千円を上回る事業者に対し、サーチャージの8割を減免するものである。この減免制度に必要な財源を試算すると、2012年度のサーチャージを0.3円/kWhとすれば約90億円、サーチャージ額を2円/kWh（2030年の水準、本稿試算）とすると600億円となる（注15）。当面、必要な財源が小さいことから、経済産業省では財政措置により対応するとしているものの、中長期的に減免額が大きくなれば、減免対象者以外（家庭を含む）のサーチャージを更に引き上げることでカバーせざるを得なくなる。ちなみに、こうしたサーチャージの減免制度は、ドイツでも導入されている。

上記のような電力料金やサーチャージの減免制度については、次のような二つの視点から課題が指摘できる。

- a) 産業向けに対して家庭向け電力料金の割高感（国民感情の問題）
- b) エネルギー多消費型産業の存置

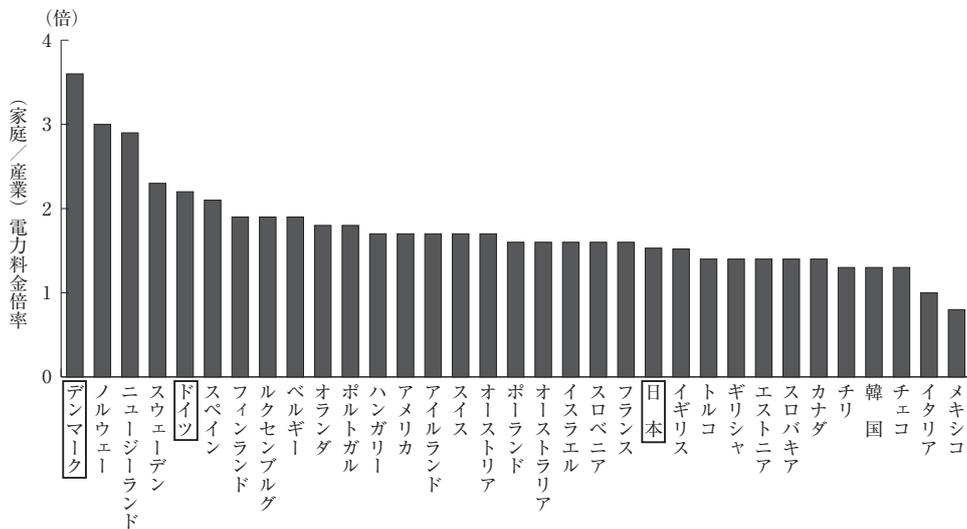
課題aについて、近年わが国の電力料金に対する国民不信が高まっている。新聞報道等（注16）もあり、わが国では家庭向け電力料金は、産業向け料金に比べ割高に設定され、電気事業者の収益もそのほとんどを家庭向けから得ているとの認識が一般的となりつつある。

(図表19) OECD諸国の家庭向け・産業向け電力料金 (産業料金降順)



(資料) IEA「ENERGY PRICES AND TAXES」により日本総合研究所作成
 (注) データ年次は次の通り。スウェーデン、ベルギー、オランダ、ルクセンブルグ、イスラエル、イギリス、ギリシャ、エストニア、カナダは2010年データ。スペイン、韓国は2009年データ。オーストリアは2008年。オーストラリアは2004年。それ以外は2011年。

(図表20) OECD諸国の家庭向け・産業向け電力料金倍率



(資料) IEA「ENERGY PRICES AND TAXES」により日本総合研究所作成
 (注) データ年次は次の通り。スウェーデン、ベルギー、オランダ、ルクセンブルグ、イスラエル、イギリス、ギリシャ、エストニア、カナダは2010年データ。スペイン、韓国は2009年データ。オーストリアは2008年。オーストラリアは2004年。それ以外は2011年。

確かにわが国の電力料金は、家庭向けの方が産業向けよりも高めに設定されているものの、産業向けが極端に安いとはいきれない (図表19)。両者の倍率は、長期にわたり1.5倍前後で安定して推移しており (図表17)、こうした傾

向は、税を除いた発電原価のみを比べても同様で、倍率は1.5倍前後で安定している。

この1.5倍という格差は、世界的にみて決して大きな格差とはいえない。OECD諸国の家庭用と産業用の電力料金格差を大きいほうから並

べると、デンマークが突出して高くおよそ3.6倍、ついでノルウェーの3.0倍やドイツの2.2倍が続き、日本は中段以下となる（図表20）。なお、欧州との比較に際しては、産業向け電力料金に付加価値税（消費税）は含めていない。中間投入で消費された電力の付加価値税（消費税）については、わが国の制度でいえば、いわゆる仕入税額控除によって、実質的に事業者は負担していないためである（注17）。

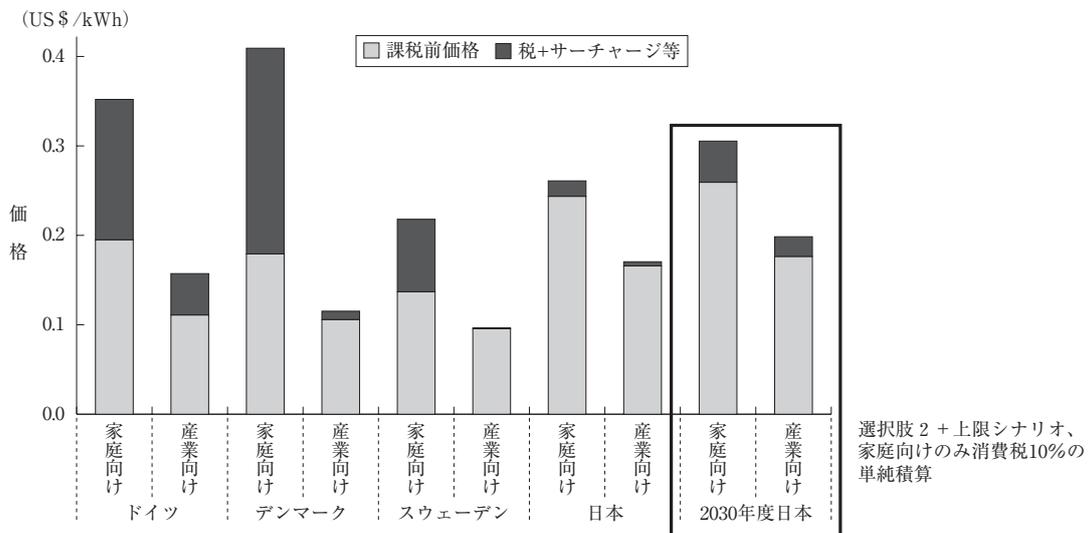
欧州の幾つかの国で極端に家庭向け電力料金が高くなっている理由は（図表21、図表22）、
 i) 実質的に家庭部門のみが負担している付加価値税がわが国に比べ高い、
 ii) 産業向けは環境税やエネルギー関連諸税が免除もしくは減免となっている、
 iii) 産業向けは送配電料負担が小さい、などである。

i) については、わが国でも消費税が引き上げられてくれば、将来は同様の条件となつてこよう。ii) については、欧州諸国では、早くからエネルギー税や環境税、近年では炭素税などが導入されているが、こうした税は、産業競争力などに配慮して、主として家計が負担してい

る。欧州では、家計と産業を対立軸で見ることなく、雇用の場としての産業の競争力を維持するため、家計が負担を受容することに対して、一定の国民的理解が形成されている。iii) については、わが国同様、欧州でも大口需要家は、一般に高い電圧のまま受電しており、自前の変電設備やその管理者を設置し、受電後の配電も需要家側が負担している。そのため、発送電の原価に含まれる送電コストが、産業向けでは家庭向けに比べて安い。またドイツでは、電気事業者が電線などの設備を公有地に設置するために地方自治体に支払う料金（権利金）であるコンセッションフィーも、主として家計が負担している。こうしたことから、北欧やドイツ、スペインなどでは、家庭向けの電力料金が、産業向けに比べ高く設定されているのである。

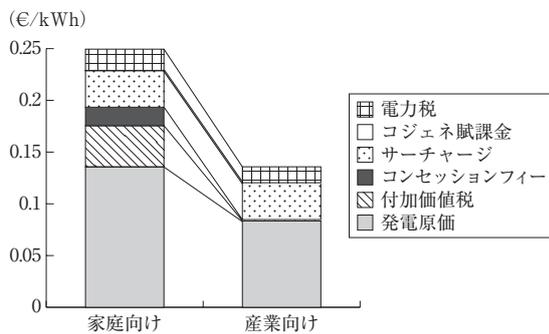
上記のような欧州の制度設計を認識したうえで、あらためてわが国の電力料金体系を見直せば、産業向けも家庭向けも、発電原価は世界的にみて高い水準にあるものの、家庭向け料金の税負担が小さいため、双方の格差は比較的小さくなっている（図表21）。中長期的に燃料価格

（図表21）欧州主要国とわが国の現在の電力料金構成、および2030年度のわが国電力価格見通し



（資料）IEA「ENERGY PRICES AND TAXES」により日本総合研究所作成

(図表22) ドイツの家庭向け・産業向け電力料金内訳



(資料) BDEW「Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2011)」により日本総合研究所作成

の上昇やサーチャージの拡大により、わが国産業用電力は一層国際的水準に比べ高いレベルとなることが予想される。例えば、図表21中に示した2030年度のわが国の産業用電力では、ドイツの2011年に比べて1.3倍となる。検討すべきは、格差縮小よりも、原価引き下げや産業界の負担軽減の視点といえよう。

課題bについて、すでにFITで導入されている電力依存度の高い産業向けのサーチャージの減免制度などは、エネルギー多消費型の産業への依存度の高いわが国産業構造を存続させる可能性がある。中長期的には、わが国エネルギー需要構造をより省エネ型に転換することが望まれることから、エネルギー多消費型産業を支援する政策は、期間を短期間に、対象範囲を限定的にとどめることが必要であろう。

一歩先んじて、産業界のエネルギー需要構造の転換を促す政策として、税制優遇や補助金などを組み合わせた省エネ対策支援により、省エネ技術の導入、製造工程やエネルギーポートフォリオ、商品構成の見直しを促すことが求められる。政策の実践に当たっては、電力料金やサーチャージが上昇し、産業界への影響が顕在化する前に政策効果が表れるよう、早期の取り組みが必要となる。

こうした税制優遇や補助金の財源を、電力を含むエネルギーへの課税により調達する手法が想定される。その際、安易に負担を産業界に求めれば、産業競争力の更なる低下を招く恐れもある。欧州では、環境税や炭素税を主として家計が負担しているが、わが国でも同様の税制が必要となると考えられる。今後わが国においても、「負担の在り方」について突っ込んだ議論が必要となろう。

(注9) 2012年度の原発電量は、大飯原発3号機、4号機が7月15日からフル稼働したとして算出。そのほか、2012年度の電力需要と再エネ供給量は2011年度並み、不足分を火力で埋めるとした。

(注10) 服部徹「電力の自由化と電気料金の変化に関する分析—潜在的競争圧力の影響—」電力中央研究所 2007年4月。

(注11) 山口聡「電力自由化の成果と課題—欧米と日本の比較—」国立国会図書館 ISSUE BRIEF No. 595 2007年9月25日。

(注12) 「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」第3条第1項。

(注13) 2012年度、化石燃料価格が高止まりした場合(藤山論文ケース①)に、一般電気事業者の収支を黒字化するために必要な電力料金の平均値上げ率(2010年度対比)。

(注14) 一連の分析は、総務省の平成17年(2005年)産業連関表の108部門表を用いた。

(注15) 一連の分析は、総務省の平成17年(2005年)産業連関表の190部門表を用いた。108部門表では、無機化学以外は減免対象とならないため。実際には、減免対象は事業者単位であることから、マクロ的に網にかからない業種でも、個々の事業者では対象となる可能性がある。本試算は、あくまで概算値である。

(注16) 2012年5月23日付の新聞各紙は、経済産業省の調査結果として、「電気事業者の収益が、産業よりも家庭に極端に依存している」旨を報道した。「電気事業者は収益の7割を家計に依存」、「自由化部門での値下げの原資を規制価格の家庭などから得ている」、「家庭向けでも自由化を求める声が高まる可能性」などの指摘も見られた。

(注17) EUでは、同様の制度をインボイス(納品書)によって行っているため、インボイス方式といわれる。

6. 今後のエネルギー政策の方向性

これまでの議論をまとめれば、わが国の電力料金は、短期的にはもちろん、中長期的にも上

昇に向かうことが避けられず、値上げ幅は、家計や産業界への影響が無視できないレベルとなることが予想される。電力市場の自由化や燃料調達条件の改善など、電力料金のうち、とくに原価に関する部分の抑制努力が不可欠である。

電力料金が急激に上昇するようなことがあれば、産業競争力の維持、向上に向けた産業界の負担を軽減する取り組みの必要性も増してこよう。しかし、他方で電力料金やサーチャージの減免といった電力依存型産業を支援するような政策はなるべく短期あるいは支援対象範囲を限定的にとどめ、中長期視点に立脚した税制優遇や補助金などを組み合わせた省エネ対策支援により、省エネ技術の導入、製造工程やエネルギーポートフォリオ、商品構成の見直しを促すことが必要となる。なかでも、電力不足を前提とした熱の有効利用やコジェネシステムの導入は不可欠な取り組みといえよう。

なお、産業界への税制優遇や補助金などを実施する際の財源については、電力やその他エネルギーに課税するエネルギー税や炭素税でまかなうことも検討する必要がある。財源調達のため電力を含むエネルギーに新たな課税制度を設ける際には、税を主として家計が負担する欧州型の料金体系を検討することが必要となろう。

こうした一連の取り組みは、大量の電力消費に依存した産業を保護する政策から、省エネに向けた設備投資や商品開発を促し、企業のエネルギー需要構造の転換を進める政策への転換であり、わが国の産業構造をより省エネ型へと導く政策であることから、わが国の成長戦略にも資する取り組みといえよう。

(2012. 7. 26)

参考資料

- ・橘川武郎 [2012]. 『電力改革—エネルギー政策の歴史的転換』 講談社
- ・(財)日本エネルギー経済研究所計量分析ユニット [2012]. 『EDMCエネルギー・経済統計要覧』 (財)省エネルギーセンター
- ・服部徹 [2007]. 「電力の自由化と電気料金の変化に関する分析—潜在的競争圧力の影響—」 電力中央研究所
- ・山口聡 [2007]. 「電力自由化の成果と課題—欧米と日本の比較—」 国立国会図書館 ISSUE BRIEF No. 595
- ・田中清秀 [2005]. 「地域産業連関分析による電力顧客セグメンテーション手法の開発—価格戦略策定のための顧客類型化—」 電力中央研究所報告 研究報告Y04003電力中央研究所
- ・伊藤葉子 [2012]. 「全量固定価格買取制度の最新動向：賦課金の減免措置の運用細則が明らかに」 (財)日本エネルギー経済研究所