

# 火力発電への依存と急増する燃料費

## ～東日本大震災後の電力供給～

経済産業委員会調査室 縄田 康光

### 1. はじめに

2011年3月の東日本大震災と東京電力福島第一原子力発電所事故の発生により、我が国の電力需給を巡る状況は大きく変化した。多くの発電所が被災・停止する一方<sup>1</sup>、5月の菅内閣総理大臣(当時)による中部電力浜岡原発の停止要請、各原発に対するストレステストを参考にした安全評価の導入等に伴い<sup>2</sup>、定期検査入り等により各原発が停止、2012年5月に一旦稼働原発がゼロとなる事態となった。

その後、2012年7月に関西電力大飯原発3・4号機が再稼働したものの、2013年9月の定期検査入りに伴い停止<sup>3</sup>、再度「稼働原発ゼロ」の状態になった。2013年7月に施行された実用発電用原子炉に係る新規規制基準への各原発の適合性の確認にも時間を要することから<sup>4</sup>、当面は原発の稼働状況は低水準で推移するものと考えられる。その一方で、被災した火力発電所の復旧と並んで、長期間停止していた石油火力等の運転再開が行われており、その結果、火力発電への依存度が大きく上昇している。

本稿では、東日本大震災後の電源構成の推移等を概観するとともに、火力発電への依存が高まることによる燃料費の増加が電気料金に与える影響についても触れることとしたい。

---

<sup>1</sup> 被災直後の東京電力の供給力は、被災前の約5,200万kWから約3,100万kWに、東北電力の供給力は約1,400万kWから900万kWに落ち込んだ。

<sup>2</sup> ストレステストは、一次評価(定期検査で停止中の原子力発電所について運転の再開の可否について判断)、二次評価(運転中の原子力発電所について運転の継続又は中止を判断)から成り、安全上重要な施設・機器等が設計上の想定を超える事象に対しどの程度の安全裕度を有するか等を実評価するものである。2012年9月までに13発電所、30基の原子炉についてストレステスト(一次評価)が実施されたが、原子力規制体制の変更(原子力安全委員会、原子力安全・保安院の廃止と原子力規制委員会の発足)に伴い中断状態となっている。

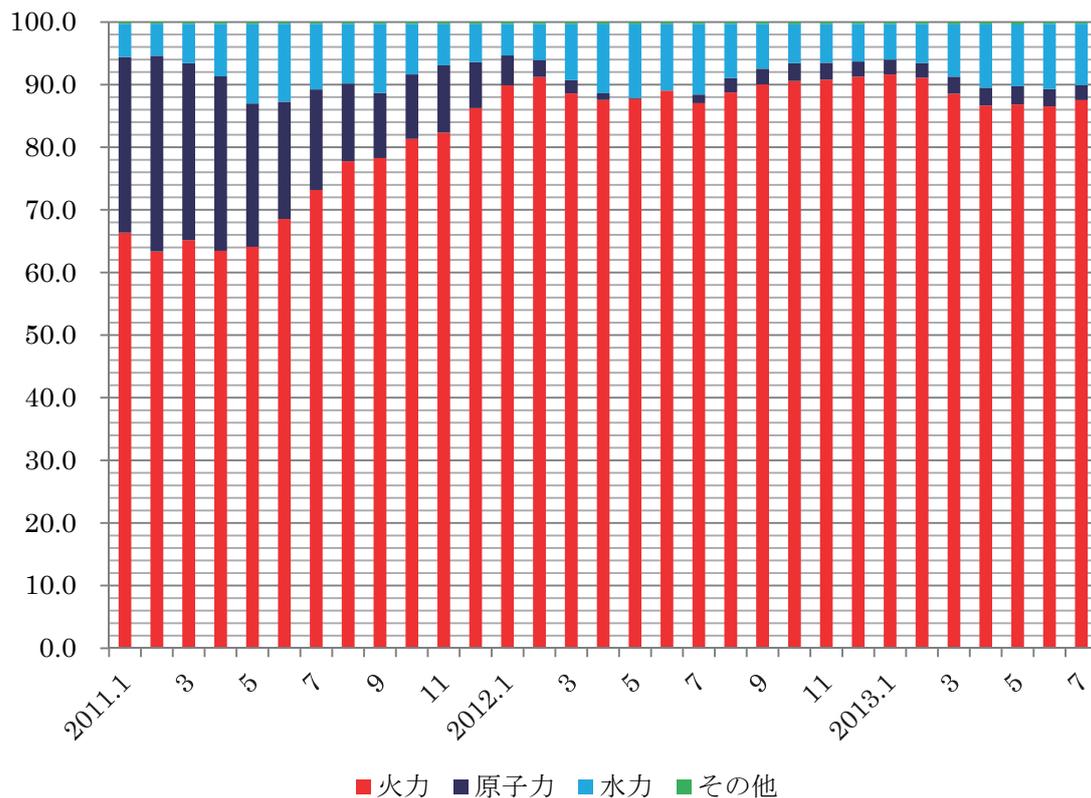
<sup>3</sup> 大飯3・4号機については、新規規制基準に照らして直ちに安全上重大な問題が生じるものではないと判断され(2013年7月3日原子力規制委員会)、新規規制基準施行後も引き続き稼働していた。その後9月2日に3号機が、同月15日に4号機が定期検査入りに伴い停止した。

<sup>4</sup> 2013年9月末時点で北海道電力泊発電所(1・2・3号機)、関西電力大飯発電所(3・4号機)、関西電力高浜発電所(3・4号機)、四国電力伊方発電所(3号機)、九州電力川内原子力発電所(1・2号機)、九州電力玄海原子力発電所(3・4号機)、柏崎刈羽原子力発電所(6・7号機)の7発電所14基が新規規制基準への適合性確認を申請している。

## 2. 東日本大震災後の電源構成の推移

まず、東日本大震災後の電源構成の推移を見ることとする。図表1は、2011年以降の電気事業者<sup>5</sup>の発電実績に占める火力発電・原子力発電・水力発電の占める比率の推移を示したものである。震災前の2011年2月の発電実績（744億kWh）のうち、火力発電は471億kWh（63.4%）、原子力発電は232億kWh（31.2%）であったが、その後、火力発電の比率が大きく上昇し、2012年以降は概ね90%程度の高水準で移行している。一方、原子力発電の比率は、大きく低下し、「稼働原発ゼロ」であった2012年6月には、発電量がゼロとなり、大飯3・4号機が稼働した7月以降も3%以下の低水準が続いている。2013年7月の発電実績は、全体の738億kWhに対し、火力が646億kWh（87.5%）、原子力が18億kWh（2.4%）、水力が72億kWh（9.8%）となっている。

図表1 発電実績に占める火力・原子力・水力の比率 (単位：%)



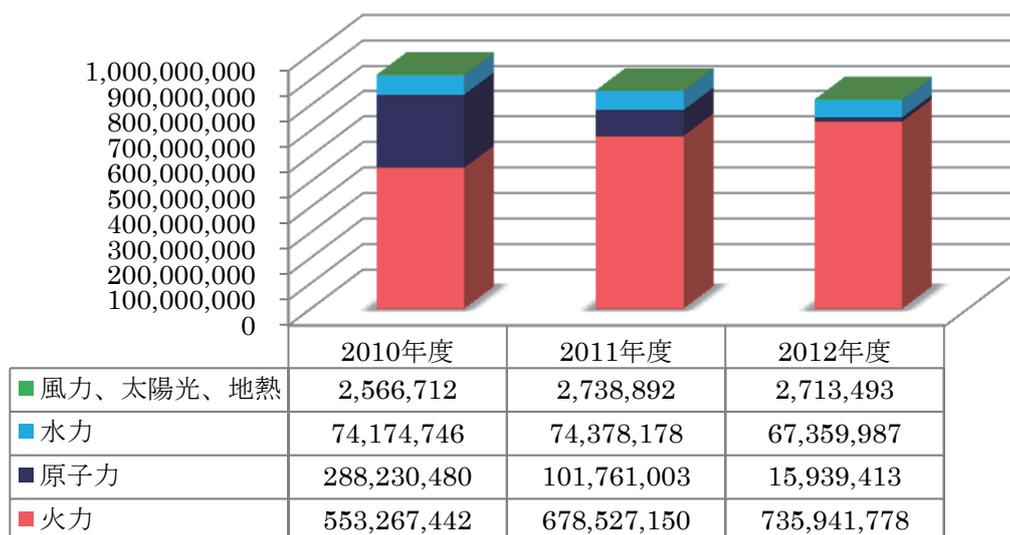
(注) 一般電気事業者、卸電気事業者、特定電気事業者、特定規模電気事業者の合計における比率。  
 (出所) 「電力調査統計」(資源エネルギー庁)より作成

<sup>5</sup> 現在、電気事業法上定義された「電気事業者」は、一般電気事業者、卸電気事業者、特定電気事業者、特定規模電気事業者の4類型であり、自家発電は含まれない。

図表2は、2010年度から2012年度にかけての、電気事業者の年度ごとの総発電量と電源構成を示したものである。総発電量は2010年度の9,182億kWhから2012年度の8,220億kWhと10.5%の落ち込みを示しているが、これは東日本大震災後の電力供給の制約、節電の影響<sup>6</sup>と考えられる。電源別に見ると、火力発電が2010年度の5,533億kWh(60.3%)から2012年度には7,359億kWh(89.5%)へと比率が大きく上昇する一方、原子力は2,882億kWh(31.4%)から159億kWh(1.9%)へと大幅に落ち込んでいる。

また、これとは別に電力供給において少なからぬ比重を占めている自家用発電の発電実績(図表3参照)を見ても、その大半は火力である。

図表2 2010年度から2012年度の電源構成 (単位:1,000kWh)



(注)一般電気事業者、卸電気事業者、特定電気事業者、特定規模電気事業者の合計における比率。

(出所)「電力調査統計」(資源エネルギー庁)より作成

図表3 自家用発電の発電実績 (単位:1,000kWh)

	2010年度	2011年度	2012年度
発電電力量	238,648,536	250,424,219	271,995,730
うち火力	218,038,199	228,418,873	250,816,243

(出所)「電力調査統計」(資源エネルギー庁)より作成

<sup>6</sup> 例えば2012年度夏季の節電実績は、2010年度最大需要比(東北電力についてはさらに震災影響分を考慮した数値との比)で、北海道電力▲8.5%、東北電力▲5.4%、東京電力▲11.8%、中部電力▲5.7%、関西電力▲11.9%、北陸電力▲5.2%、中国電力▲4.3%、中国電力▲7.5%、九州電力▲10.8%となっている(総合資源エネルギー調査会総合部会電力需給検証小委員会資料による)。

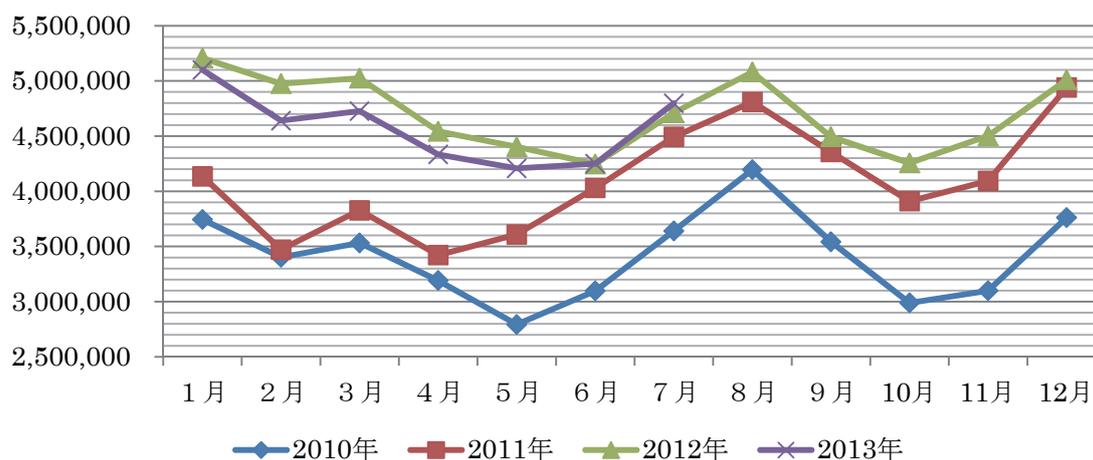
### 3. 火力発電の燃料消費量増加

火力発電への依存の増大に伴い、火力発電の燃料、特に液化天然ガス（LNG）、重油、原油の消費量が増大している。図表4は、2010年1月以降の一般電気事業者（北海道電力、東北電力、東京電力、中部電力、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力、沖縄電力）の火力発電<sup>7</sup>の燃料消費量の推移を月ごとに見たものである。東日本大震災後、LNG、重油、原油の消費量が大幅に増加しており、消費量が多い夏季の8月では、2010年ではLNG420万t、重油83万kl、原油78万klであったのが、2012年にはLNG508万t（対2010年度比21.1%増）、重油156万kl（同88.6%増）、原油119万kl（同52.3%増）となっている。

年度全体で見ると2010年度はLNG4,174万t、重油630万kl、原油476万klであるのに対し、2012年度はLNG5,571万t（対2010年度比33.5%増）、重油1,607万kl（同155.1%増）、原油1,348万kl（同183.2%増）となっている。一方、石炭の消費量（湿炭）は2010年度の5,102万tから2012年度の5,008万tへと微減となっている（図表5参照）。これを見ても、東日本大震災後の電力需給逼迫への対応が、LNG火力の増強、重油、原油を使用する火力発電の再稼働により行われたことが伺える。

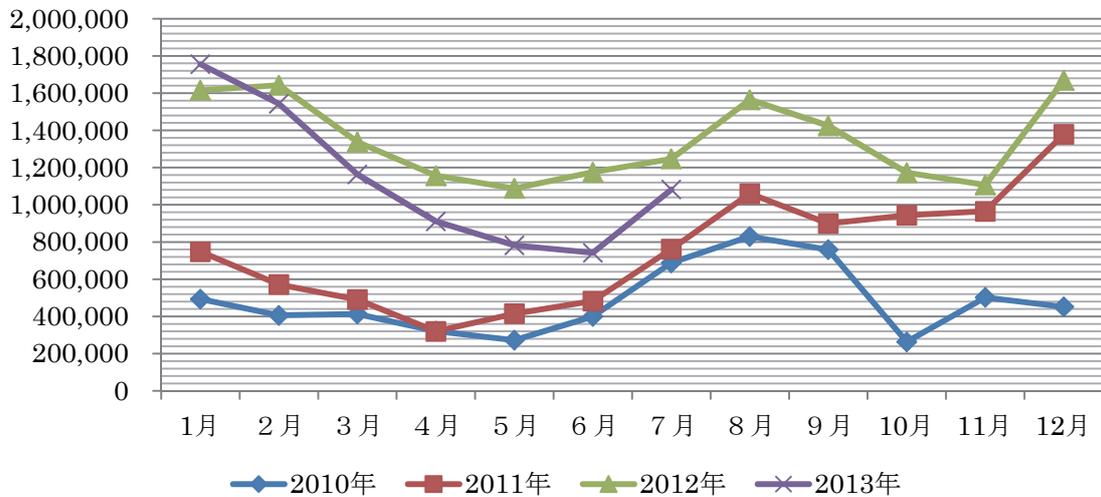
図表4 一般電気事業者の火力発電燃料消費量の推移

(1) LNG (単位: t)

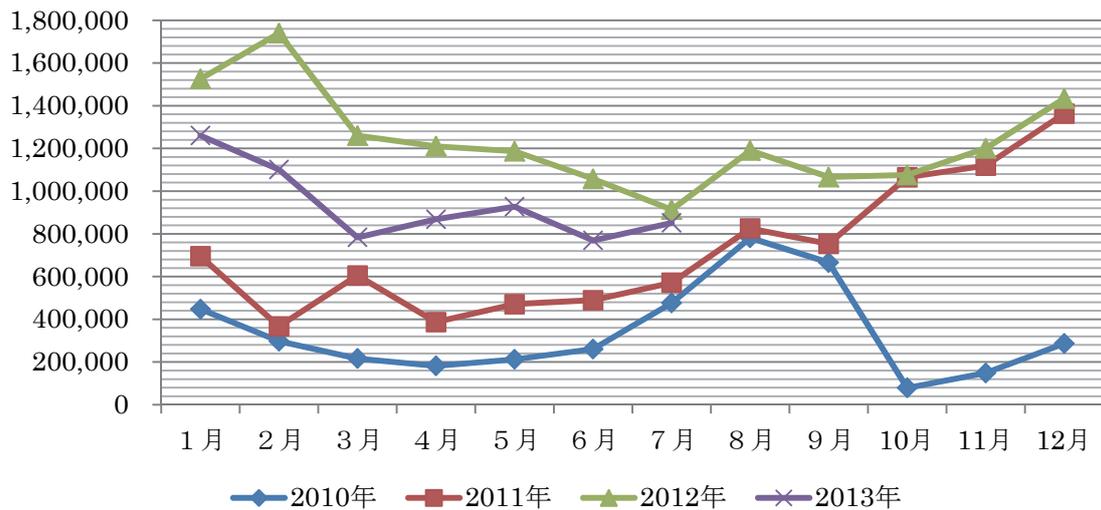


<sup>7</sup> 火力発電とは、燃料の燃焼により蒸気を発生させ、蒸気でタービンを回転させ、発電する火力発電の方式である。火力発電は、火力発電、ガスタービン発電、内燃力発電に大別され、一般電気事業者の火力発電の大半が火力発電によるものである（24年度の一般電気事業者の火力発電の発電実績6,668億kWhのうち6,610億kWhが火力発電によるものである）。

(2) 重油 (単位: k1)



(3) 原油 (単位: k1)



(出所) 「電力調査統計」(資源エネルギー庁)より作成

図表5 一般電気事業者の火力発電燃料消費量

	2010年度	2011年度	2012年度
石炭(湿炭) (単位: t)	51,017,610	49,159,639	50,077,256
LNG (単位: t)	41,743,476	52,869,209	55,709,552
重油 (単位: k1)	6,298,686	11,824,182	16,065,623
原油 (単位: k1)	4,759,378	11,568,914	13,476,257

(出所) 「電力調査統計」(資源エネルギー庁)より作成

#### 4. LNGの輸入量増加と価格の上昇

次に、燃料消費量増に加え電気事業者の経営を圧迫している燃料価格の高騰について、我が国のLNGの輸入量・輸入額を例に見ることとする。

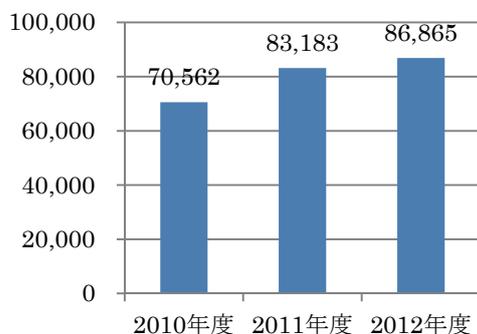
一般電気事業者の汽力発電のLNGの受入量を見ると<sup>8</sup>、2010年度の4,393万tから2012年度には5,823万tへと1,430万t増加している。またこれとは別にガス事業者のLNG受入量は2010年度の2,570万tから2012年度には2,772万tへと202万t増加し<sup>9</sup>、合わせて約1,630万トンの増加となっている。

この結果、LNG輸入量も大きく増加し、2010年度のLNG輸入量が7,056万tであったのに対し2012年度は8,687万tとなり、約1,600万t、率にして約23%の増加となっている（図表6参照）。

さらに、LNG輸入額について見ると、輸入量以上に大幅な増加を示している。2010年度のLNG輸入額は3兆5,492億円であったが、2012年度は6兆2,120億円と、約2兆6,600億円、75%の増加となっている（図表7参照）。

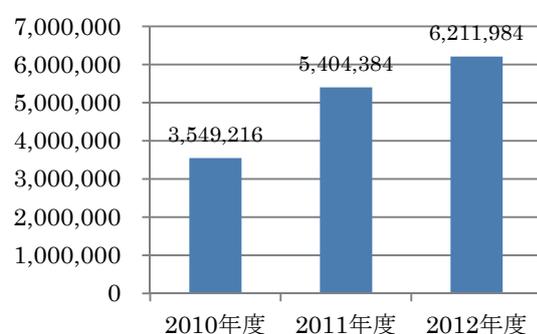
図表6 LNG輸入量

(単位：千t)



図表7 LNG輸入額

(単位：百万円)



(出所)「財務省貿易統計」より作成

この背景としてLNGの輸入単価の上昇が挙げられる。LNG(1t当たり)、原油及び粗油<sup>10</sup>(1kl当たり)のC I F 価格<sup>11</sup>の推移を見ると図表8のようになる。輸入LNGのC I F 価格は、石油価格が高騰した2008年に連動する形で急上昇したが<sup>12</sup>、その後低下し、2010年度は概ねトン当たり5万円前後となって

<sup>8</sup> 貯蔵量等があるため、受入量と消費量との間には差異が生じる。

<sup>9</sup> 資源エネルギー庁「ガス事業生産動態統計調査」

<sup>10</sup> 粗油とは未精製の原料油の総称である。

<sup>11</sup> C I F とは、運賃・保険料込み条件のことである。

<sup>12</sup> 日本向けのLNG価格の多くは日本向け原油平均価格にリンクしている。

いた。しかし、東日本大震災後、LNG価格は上昇を続け、2013年度に入っ  
 からは8万円を超える水準が続いている。この背景としては、東日本大震災後  
 の需給の逼迫、原油価格の上昇、さらに最近の円安傾向があるものと考えられ  
 る。

図表8 LNG、原油及び粗油のCIF価格の推移 (単位:円)

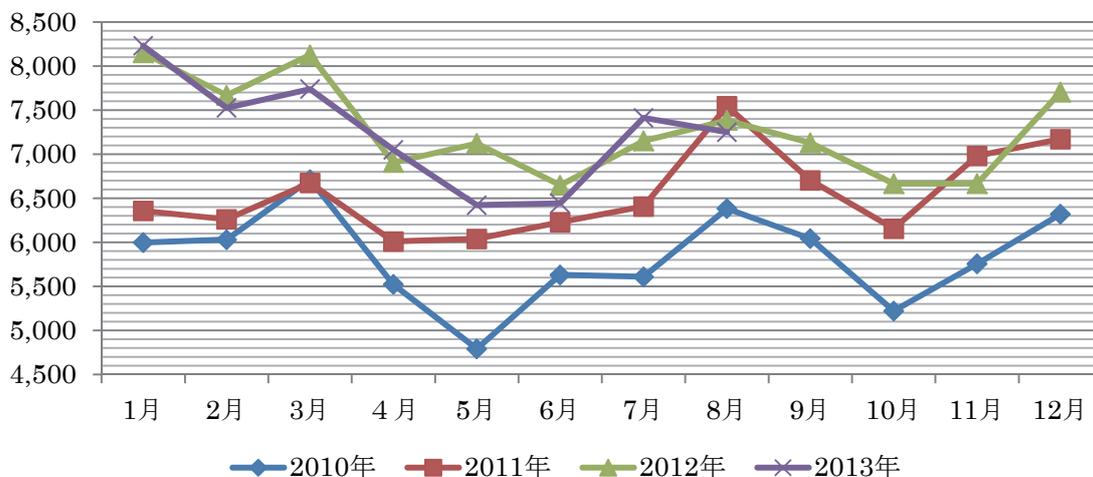


(注) 2013年6月までは確報、7月は確速(輸入9桁速報)、8月は速報  
 (出所)「財務省貿易統計」より作成

図表9 LNGの輸入量・額の推移(月別)

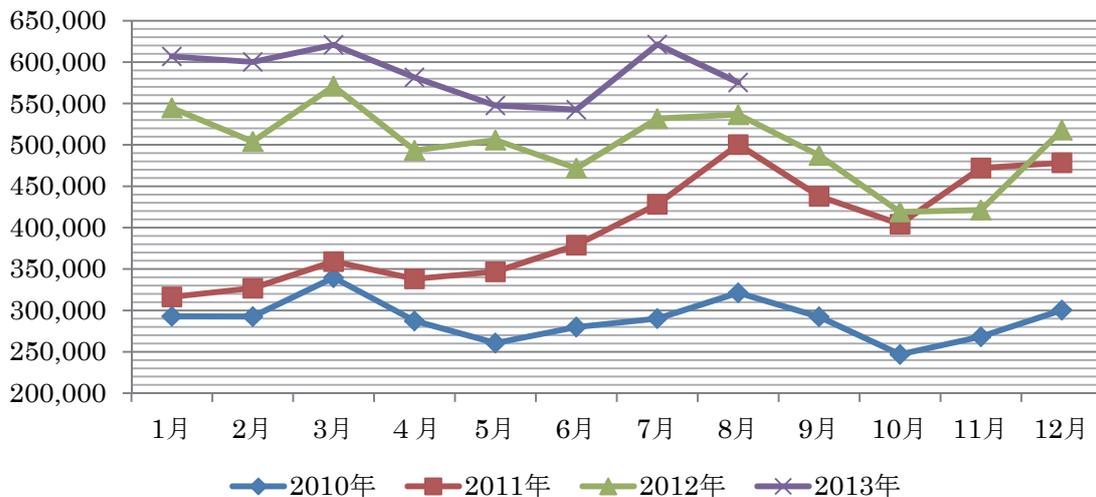
(1) LNG輸入量の推移

(単位:千トン)



## (2) LNG輸入価額の推移

(単位：百万円)



(注) 2013年6月までは確報、7月は確速(輸入9桁速報)、8月は速報  
(出所)「財務省貿易統計」より作成

図表9は2010年以降のLNG輸入量・輸入額の月ごとの推移を示したものである。輸入量は2011年、2012年と大きく増加し、2013年は2012年とほぼ同水準で推移しているが、輸入価額は依然として増加を続けており、1月～7月までで見ると、2010年は月3,000億円前後であったものが、2013年は6,000億円前後とほぼ倍増している。

## 5. 電力会社の赤字増大と電気料金値上げの動き

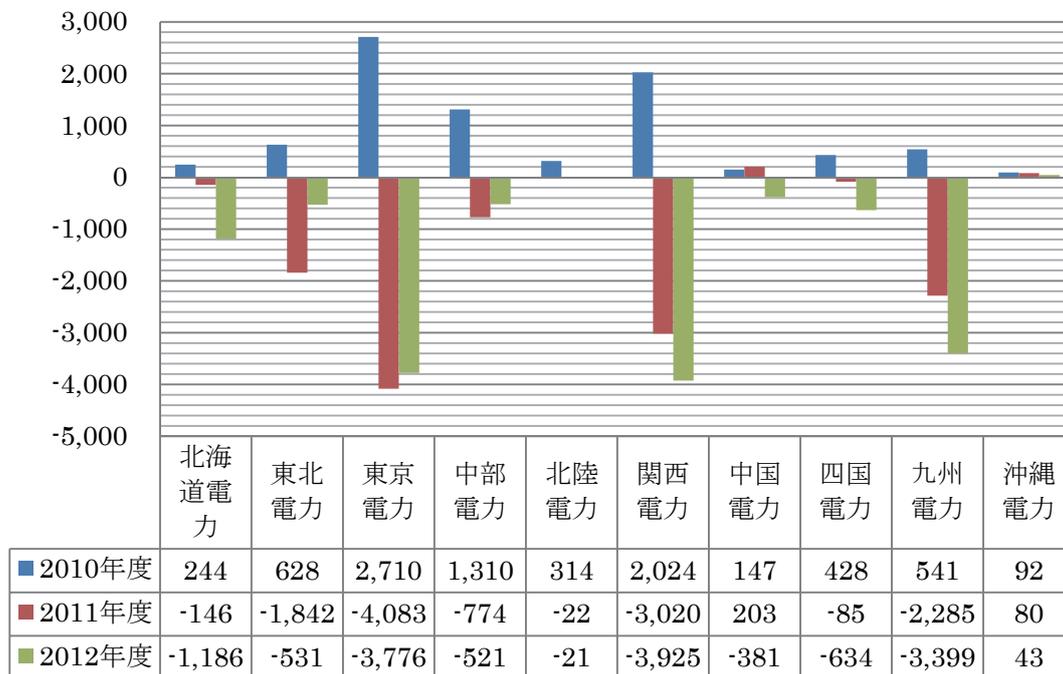
### (1) 各電力会社の赤字増大

火力発電への依存度の上昇とLNG等の燃料費の高騰は電力会社の収支状況の悪化を招いている。図表10は各電力会社(一般電気事業者)の経常損益(単独)を示したものである。これを見ると各電力会社の経常損益は大きく悪化し、2012年度には沖縄電力を除く9電力会社が赤字となっている。東京電力、東北電力については、東日本大震災による被災や、福島第一原子力発電所事故の影響が大きいと言えるが、他の電力会社についても、特に従来原発への依存度が高かった関西電力、九州電力、北海道電力、四国電力<sup>13</sup>の赤字幅が拡大している。

<sup>13</sup> 2010年度末における各電力会社の発電電力量に占める原子力の比率は、関西電力44%、北海道電力44%、四国電力43%、九州電力39%、東京電力28%、北陸電力28%、東北電力26%、中部電力13%、中国電力3%となっている(電気事業連合会「電気事業の現状」による。沖縄電力は原子力発電所なし)。

図表 10 各電力会社の経常損益（単独）

（単位：億円）



（出所）各電力会社資料より作成

## （２）電気料金の値上げ

収支の悪化を受け、電力会社の電気料金値上げが相次いでいる。図表 11 は 2013 年 9 月時点での各電力会社の値上げ状況を示したものである。2012 年東京電力（自由化部門<sup>14</sup>の値上げ：2012 年 4 月<sup>15</sup>、規制部門の値上げ：2012 年 9 月）に始まり、関西電力・九州電力（2013 年 5 月）、東北電力・四国電力・北海道電力（2013 年 9 月）の値上げが続いている<sup>16</sup>。経済産業省（総合資源エネルギー調査会電気料金審査専門委員会）の審査、経済産業省と消費者庁との協議を経て各社とも申請時と比較し、値上げ幅は圧縮されているものの<sup>17</sup>、規制部門で 6.23%～9.75%、自由化部門で 11.00%～17.26%と大幅な値上がりとなっている。ま

<sup>14</sup> 我が国の電力市場は、需要家が自由に供給者を選択することができる自由化部門（契約電力 50kW 以上）と、供給者は一般電気事業者に限定されるが、電気料金は電気事業法により規制される規制部門（契約電力 50kW 未満）とに大別される。

<sup>15</sup> 自由化部門については、東京電力は 2012 年 4 月に 16.7%の値上げを実施したが、同年 5 月の規制部門値上げ申請時に 16.39%に値上げ幅を圧縮、さらに 7 月の規制部門値上げ認可時に 14.9%とし、9 月より実施された（値上げが実施された 2012 年 4 月分にさかのぼり、実施分については差額を精算）。

<sup>16</sup> また、中部電力も電気料金の値上げの検討を開始している（2013 年 9 月末時点）。

<sup>17</sup> 東京電力の場合、人件費▲101 億円、燃料費▲118 億円、修繕費▲110 億円、減価償却費▲110 億円、事業報酬▲130 億円等、申請時の原価と比較し、修正原価は 833 億円抑制されている。

た、各社とも、原価を見直した本格的な値上げは、第2次石油ショック時の1980年～81年に行われて以来となる<sup>18</sup>。

図表 11 各電力会社の値上げ実施状況

	値上げ幅		申請日	規制部門値上げ実施日	値上げ申請の前提となる原発の再稼働時期
	規制部門 (50kW未満)	自由化部門 (50kW以上)			
東京電力	8.46% (申請は 10.28%)	14.90% (申請は 16.39%)	2012年5月11日	2012年9月1日	柏崎刈羽：1号(2013年4月)、7号(2013年5月)、5号(2013年10月)、6号(2013年12月)、3号(2014年7月)、4号(2015年2月)、
関西電力	9.75% (申請は 11.88%)	17.26% (申請は 19.23%)	2012年11月26日	2013年5月1日	高浜3号・4号(2013年7月)、大飯3号(2013年11月)、大飯4号(2013年12月)
九州電力	6.23% (申請は 8.51%)	11.94% (申請は 14.22%)	2012年11月27日	2013年5月1日	川内1号・2号(2013年7月)、玄海4号(2013年12月)、玄海3号(2014年1月)
東北電力	8.94% (申請は 11.41%)	15.24% (申請は 17.74%)	2013年2月14日	2013年9月1日	東通1号(2015年7月)
四国電力	7.80% (申請は 10.94%)	14.72% (申請は 17.50%)	2013年2月20日	2013年9月1日	伊方3号(2013年7月)
北海道電力	7.73% (申請は 10.20%)	11.00% (申請は 13.46%)	2013年4月24日	2013年9月1日	泊：1号(2013年12月)、泊2号(2014年1月)、泊3号(2014年6月)

(注) 経済産業省による値上げ認可は、東京電力が2012年7月25日、関西電力・九州電力が2013年4月2日、東北電力・四国電力・北海道電力が2013年8月6日である。

(出所) 各電力会社資料より作成

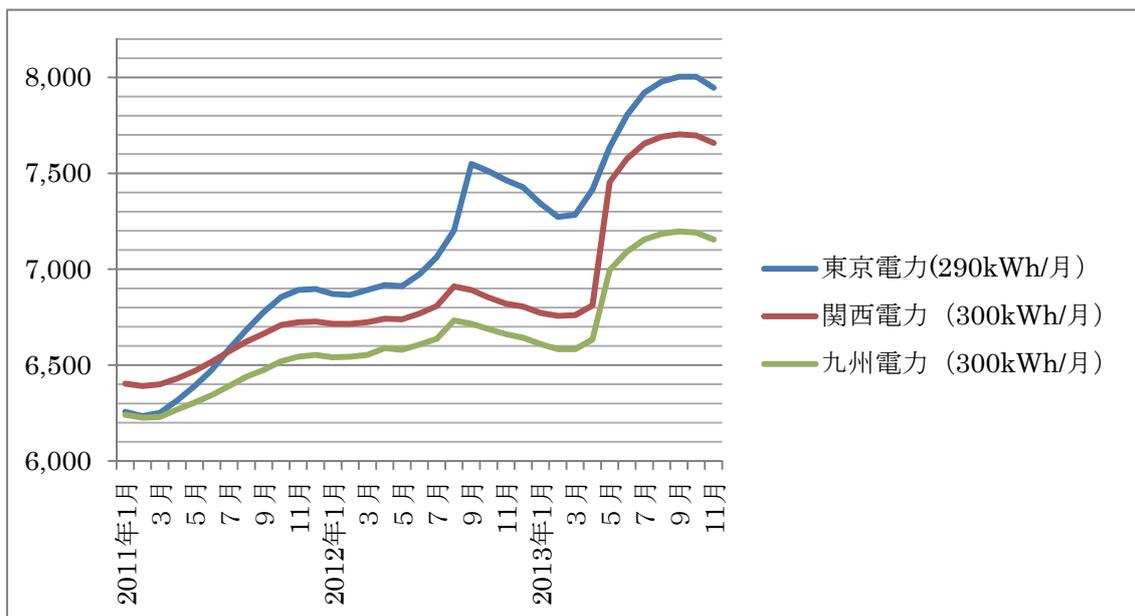
これに加え、燃料費調整制度<sup>19</sup>による燃料費の高騰の反映が、電気料金の上昇をより一層大きなものとしている。図表12は、2011年以降の東京電力・関西電力・九州電力の家庭の平均モデル<sup>20</sup>の支払額を見たものである。東京電力では、2011年1月の6,257円から2013年11月の7,946円へと約27%上昇、同じく関西電力では6,403円から7,658円へと約20%、九州電力では6,241円から7,155円へと約15%上昇している。

<sup>18</sup> 東京電力について見ると、1980年4月の値上げ(改定率：53.73%)以降、認可が必要な値上げは行われていなかった(1988年、89年、96年、98年、2000年、02年、04年、06年の料金改定は値下げ、2008年は据え置きであった。なお、2000年に「値下げ届出制」が導入され、これ以降の値下げに当たっては認可ではなく届出となっている)。

<sup>19</sup> 燃料費調整制度とは、輸入燃料価格(原油・LNG・石炭等)の価格変動に応じ毎月自動的に電気料金を調整する制度であり、電力会社の企業努力が及ばない燃料価格や為替の変動等を迅速に電気料金に反映することを目的としている。燃料費調整制度は、1996年より導入された。規制需要家(家庭等)向けの電気料金は、一定期間において算定される総括原価(人件費、燃料費、修繕費、公租公課、減価償却費等の営業費(適正費用)に事業報酬(公正報酬)を加えたもの)に基づき算定される料金と燃料費調整制度による燃料費調整額との合算で算出される。

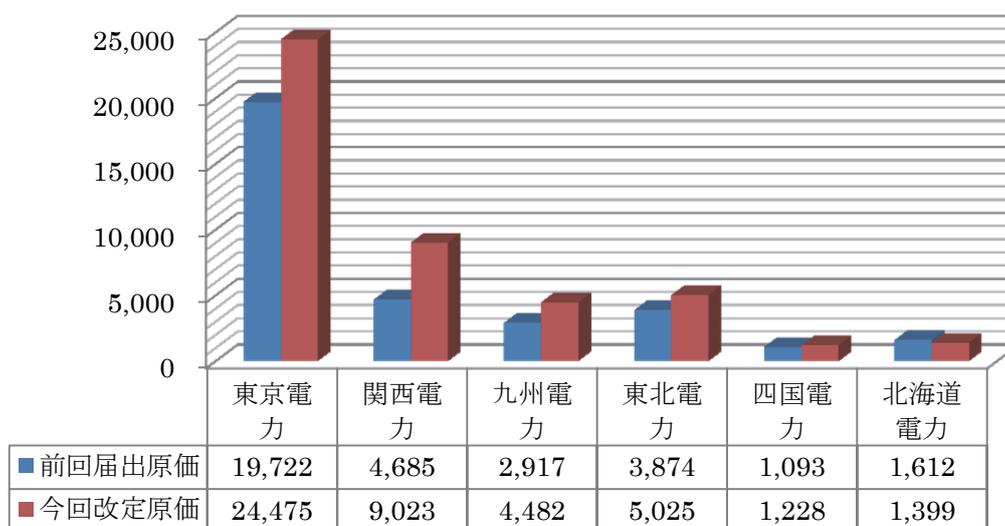
<sup>20</sup> 東京電力：月当たりの使用電力量290kWh、関西電力・九州電力：同300kWh。東京電力・九州電力は従量電灯B・30A、関西電力は従量電灯A。各社とも再生可能エネルギー発電促進賦課金、太陽光発電促進付加金、口座振替割引額、消費税等相当額を含む。

図表 12 東京電力・関西電力・九州電力の平均モデル電気料金の推移(単位：円)



(出所) 各社資料より作成

図表 13 値上げを実施した電力各社の火力燃料費（原価）（単位：億円）



(注) 前回の料金改定は各社とも平成 20 年度、今回の改定の原価算定期間は東京電力が平成 24～26 年度、そのほかは平成 25～27 年度

(出所) 各電力会社資料より作成

図表 13 は今回の料金改定と前回 (2008 年) 改定時<sup>21</sup>の原価算定における火力燃料費を比較したものである。東京電力が 4,753 億円 (24.1%) 増、関西電力が

<sup>21</sup> 燃料価格の高騰を背景に行われた 2008 年の料金改定は、主として基準燃料価格 (燃料費調整制度において算定の基準となる平均燃料価格) の引上げという形で行われ、経済産業大臣の認可の対象となる、総括原価の改定による値上げは行われなかった。

4,338億円(92.6%)増、九州電力が1,564億円(53.7%)増、東北電力が1,151億円(29.7%)増、四国電力が135億円(12.4%)増、北海道電力が213億円(13.2%)の減<sup>22</sup>となっており、6社計では約1兆1,700億円増加している。

また、これらの料金改定に当たっては、原発の再稼働が前提とされている。各電力会社が今回の値上げ申請の原価計算に当たり想定した原発の再稼働時期を示すと前出図表11右欄のようになる<sup>23</sup>。東京電力は2013年4月以降、柏崎刈羽原発の再稼働を行い、原価算定期間(2012～2014年度)に2号機を除く6基を再稼働すると仮定している<sup>24</sup>。また、関西電力は、現在停止中の高浜3・4号機を2013年7月に再稼働すると仮定し、また、大飯3・4号機については2013年内の稼働を前提にしている<sup>25</sup>。

しかし、実際には、現時点(2013年9月末)では、定期検査入りした大飯3・4号機を含め、「稼働原発ゼロ」の状態となっており、新規制基準への適合性確認申請を行った泊(1・2・3号機)、大飯(3・4号機)、高浜(3・4号機)、伊方(3号機)、川内(1・2号機)、玄海(3・4号機)、柏崎刈羽(6・7号機)についても、原子力規制委員会の審査の見通しは現時点では必ずしも明確ではない。電力会社の想定による原発の稼働時期については、原価計算を行うための仮定という意味合いもあると考えられるが、再稼働時期が各電力会社の見通しから大きく遅れた場合、更なる燃料費増に伴う再度の料金値上げ圧力が加わる可能性がある。

## 6. 今後も続く燃料費負担増と電気料金上昇圧力

### (1) 3兆円以上増加した燃料費

実際に、各年度の電力会社の燃料費を見ると、図表14のように2012年度の

---

<sup>22</sup> 北海道電力の火力燃料費が2008年の改定時を下回っているのは、2009年12月に運転を開始した泊3号機による燃料費減を見込んでいるためである。

<sup>23</sup> 東京電力については「料金の算定の前提となる供給力について」(総合資源エネルギー調査会電気料金審査専門委員会(第2回、2012年5月23日))、関西電力については「料金算定の前提となる供給電力量について」、九州電力については「料金算定の前提となる供給力について」(いずれも電気料金審査専門委員会(第12回、2012年12月12日))、東北電力については「料金算定の前提となる供給力について」、四国電力については「料金算定の前提となる供給電力量について」(いずれも電気料金審査専門委員会(第22回、2013年3月22日))、北海道電力については「料金算定の前提となる供給力」(電気料金審査専門委員会(第26回、2013年5月17日))参照。

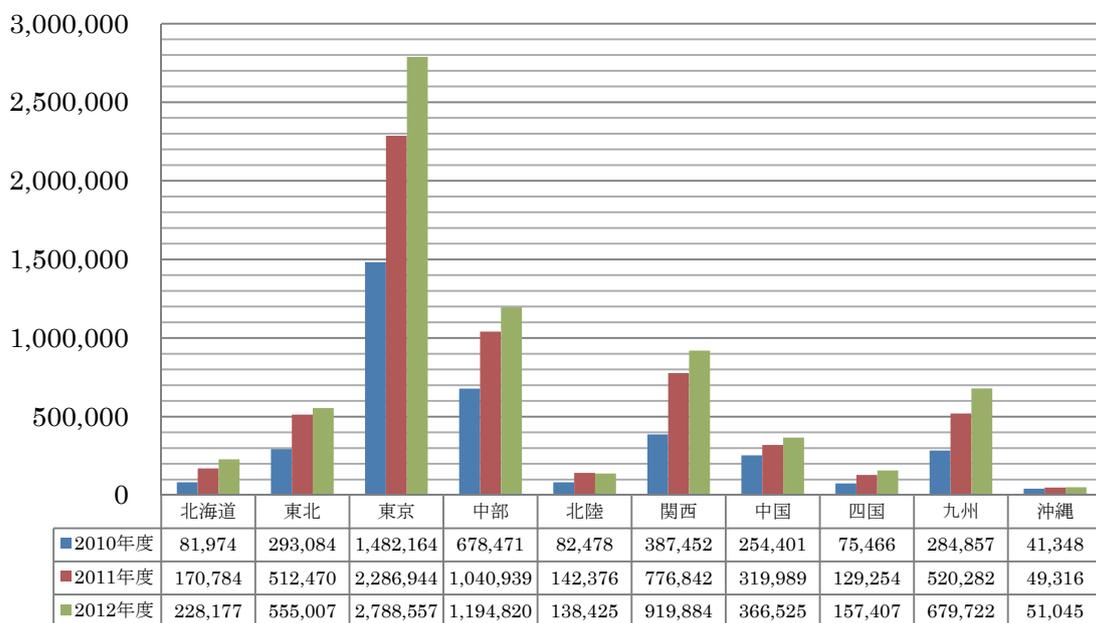
<sup>24</sup> 東京電力は、出力110万kW相当の原子力発電設備が稼働した場合、780億円のコスト減となると試算している。

<sup>25</sup> 大飯3・4号機については、2013年9月に定期検査入りするものの、11月～12月に再稼働すると想定している。

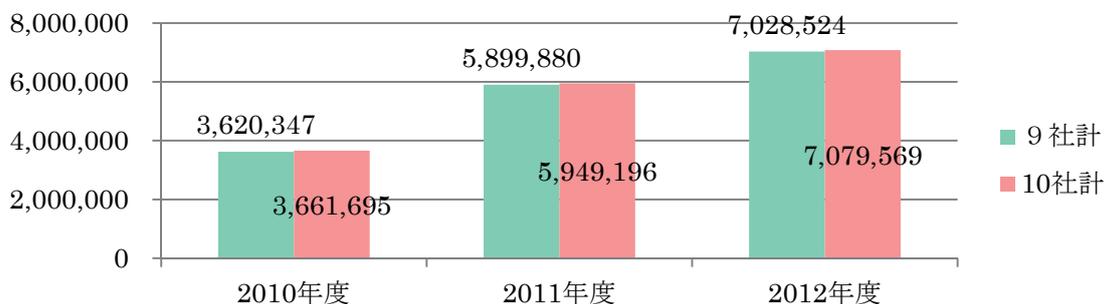
燃料費は、値上げの原価算定における燃料費を上回っている<sup>26</sup>。2010年度から2012年度への増加率では、北海道電力178%増（2010年度：820億円→2012年度：2,282億円）、九州電力139%増（同：2,849億円→6,797億円）、関西電力137%増（同：3,875億円→9,199億円）、四国電力109%増（同：755億円→1,574億円）、東北電力89%増（同：2,931億円→5,550億円）、東京電力88%増（同：1兆4,822億円→2兆7,886億円）となっている。9社計では、2010年度の3

図表 14 各電力会社の燃料費の推移と合計額（単位：100万円）

(1) 各電力会社の燃料費



(2) 9社計、10社計の燃料費



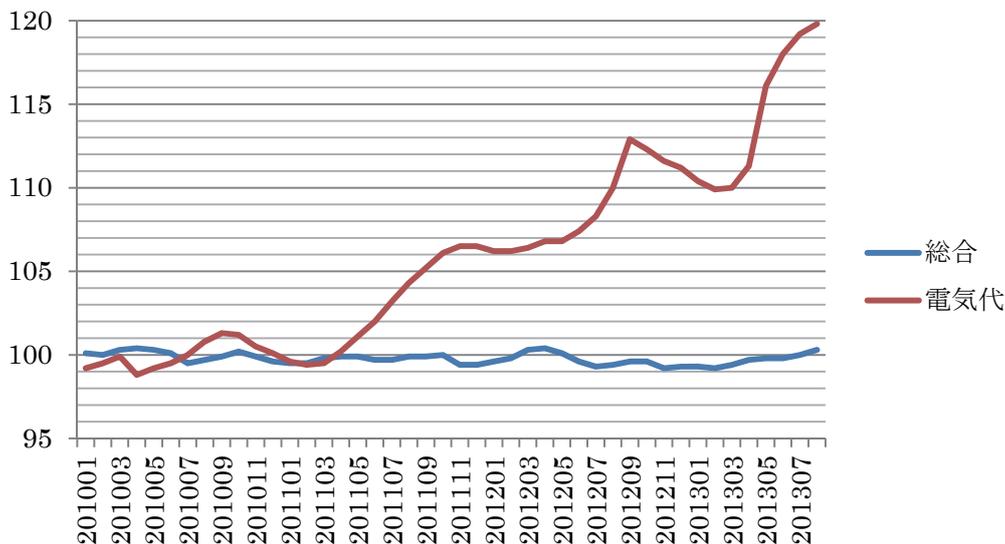
(注) 9社計は北海道電力～九州電力まで、10社計はそれに沖縄電力を加えたもの。  
 (出所)「電力統計情報」(電気事業連合会)より作成。

<sup>26</sup> 図表 13 の数値は火力燃料費を示したものであり、燃料費全体では核燃料費（東京電力：料金改定後の原価で110億円、関西電力：同201億円、九州電力：同204億円、東北電力：同12億円、四国電力：同52億円、北海道電力：同61億円）等が加わるが、大きくは増加しない。

兆 6, 203 億円から 2011 年度には 5 兆 8, 999 億円、2012 年度には 7 兆 285 億円と、ほぼ倍増している。

総合資源エネルギー調査会基本政策分科会は、この増加のうち 2011 年は 2.3 兆円（LNG：1.2 兆円増、石油：1.2 兆円増、石炭 0.1 兆円増、原子力：0.2 兆円減）が、2012 年度は 3.1 兆円（LNG：1.4 兆円増、石油：1.9 兆円増、石炭 0.1 兆円増、原子力：0.3 兆円減）が原発停止による燃料増と試算している。さらに、2013 年度には原発停止による燃料費増は 3.8 兆円（LNG：1.6 兆円増、石油：2.4 兆円増、石炭 0.1 兆円増、原子力：0.3 兆円減）となり、単純計算すると原発が平常どおり稼働していた場合と比較した電気料金の値上がり幅は約 25%となる旨試算している<sup>27</sup>。

図表 15 消費者物価指数（平成 22 年基準）



（出所）総務省「平成 22 年基準消費者物価指数」より作成

もとより燃料調達価格の低減等、市況や経営努力による状況変化の可能性も考慮しなければならないが、原発の停止が続き、火力発電の燃料費が現行の水準で推移すれば、更なる電気料金値上げの圧力が加わることになろう<sup>28</sup>。

図表 15 は、2010 年 1 月から 2013 年 8 月までの消費者物価指数（平成 22 年

<sup>27</sup> 総合資源エネルギー調査会基本政策分科会（第 2 回、2013 年 8 月 27 日）資料「エネルギーコストの経済への影響について」

<sup>28</sup> 総合資源エネルギー調査会総合部会電力需給検証小委員会が示した電力 9 社の「総コスト」（2010 年度：約 14.6 兆円、2011 年度：約 16.9 兆円、2012 年度：約 18.1 兆円）を電力 9 社の販売電力量（2010 年度：8,989 億 kWh、2011 年度：8,524 億 kWh、2012 年度：8,443 億 kWh）で単純に割ると、16.2 円→19.8 円→21.4 円と約 3 割の増加となる。

基準)を見たものであるが、「総合」が100前後で横ばい傾向にあるのに対し、「電気代」は2011年春以降、上昇が著しい。2013年9月には、東北電力、四国電力、北海道電力の値上げが行われており、当面電気代の上昇が続くものと思われる。

## (2) 産業への影響

電気料金値上がりが産業に与える影響も懸念される。前出図表11に見るように、50kW以上の自由化部門の値上げ幅は規制部門より大きく(関西電力:17.26%、東北電力:15.24%、東京電力:14.90%等)、電気料金の値上がりは企業にとって負担となりつつある。

図表16は、産業別の購入電力使用額を示したものである。製造業計の購入電

図表16 産業別の購入電力使用額

産業分類	購入電力 使用額 (百万円)	生産額 (百万円)	生産額に占める購入電 力使用額の割合(%)
<b>製造業計</b>	<b>3,213,724</b>	<b>242,646,883</b>	<b>1.32</b>
食料品製造業	241,743	19,366,451	1.25
飲料・たばこ・飼料製造業	49,276	8,479,580	0.58
繊維工業	55,471	2,460,906	2.25
木材・木製品製造業(家具を除く)	20,104	1,165,573	1.72
家具・装備品製造業	9,991	939,442	1.06
パルプ・紙・紙加工品製造業	117,263	5,870,586	2.00
印刷・同関連業	63,262	4,466,021	1.42
化学工業	383,755	23,878,910	1.61
石油製品・石炭製品製造業	40,503	14,331,972	0.28
プラスチック製品製造業(別掲を除く)	187,615	8,461,770	2.22
ゴム製品製造業	43,264	2,592,931	1.67
なめし革・同製品・毛皮製造業	1,122	163,504	0.69
窯業・土石製品製造業	147,197	4,478,929	3.29
うちセメント製造業	21,209	323,956	6.55
鉄鋼業	532,380	15,949,755	3.34
うち銑鉄鋳物製造業(鋳鉄管、可鍛鋳鉄を除く)	27,421	515,287	5.32
非鉄金属製造業	159,090	8,061,141	1.97
うち亜鉛第1次製錬・精製業	10,303	74,574	13.82
金属製品製造業	132,913	8,156,838	1.63
はん用機械器具製造業	79,235	8,369,678	0.95
生産用機械器具製造業	92,304	10,834,101	0.85
業務用機械器具製造業	41,532	6,112,400	0.68
電子部品・デバイス・電子回路製造業	339,771	15,472,132	2.20
電気機械器具製造業	94,119	13,288,526	0.71
情報通信機械器具製造業	36,034	10,928,821	0.33
輸送用機械器具製造業	323,732	46,272,073	0.70
その他の製造業	22,050	2,544,843	0.87

(注) 1. 従業者30人以上の事業者が対象

2. 生産額に占める購入電力使用額の割合が5%を超える産業を青色で強調している。

(出所)「工業統計調査」(平成22年産業編、経済産業省)より作成

力使用額は2010年で3兆2,137億円であるが、これが仮に15%値上がりすると約5,000億円、25%値上がりすると約8,000億円の増となる。生産額(2010年で約243兆円)に占める比率(1.32%)は必ずしも高くないと見ることもできるが、原油価格等の上昇に伴う燃料使用額(2010年で3兆990億円)の増加と合わせ、エネルギー多消費型産業を中心に電気料金の値上がりは今後大きな問題となっていく可能性が高い。

### (3) 貿易収支への影響

電力における燃料費の増嵩が貿易収支に与える影響も大きい。前出図表7に見るように、LNGの輸入額は大幅に増加しているが、鉱物性燃料<sup>29</sup>全体で見た場合、その輸入額は2010年度の18兆1,438億円から2012年度には24兆6,641億円へと約6.5兆円以上増加している。これは、輸入の増加(2010年度の62兆4,567億円から2012年度の72兆1,168億円へと9兆6,601億円増)の大きな部分を占め、貿易収支の悪化(2010年度:5兆3,321億円の黒字→2012年度:8兆1,763億円の赤字)の一因となっている。また、燃料輸入価額の約6.5兆円増の過半が一般電気事業者の燃料増(2010年度の3兆6,203億円から2012年度の7兆285億円へと約3.4兆円増加)によるものである。

## 7. 求められる燃料調達価格の削減努力

原子力発電所については、今後、新規規制基準への適合性が原子力規制委員会により確認された号機が順次再稼働していくと見られる。しかし、規制に適合するための安全対策には巨額の費用を要し、また再稼働に当たっては、事実上周辺自治体の了解も必要とされることから、震災以前の稼働水準(2010年度の設備利用率:66.8%)を早期に回復するのは困難であり、中長期的にも火力発電への依存が続くであろう。このことを前提とした、高効率のLNG火力・石炭火力による石油火力等の老朽火力発電所のリプレイス、LNG等の燃料価格の調達価格の削減努力<sup>30</sup>が今後求められよう。

<sup>29</sup> 原油及び粗油、石油製品、LNG、LPG、石炭

<sup>30</sup> 我が国のLNG輸入価格は、原油価格と連動したフォーミュラ(計算式)により決定されるが、諸外国と比較し、割高な価格となっているとの批判がある。2011年の100万BTU(英熱量単位)当たりのLNG輸入平均価格は、日本が14.7USドルであるのに対し、米国は5.5USドル、英国は8.6USドルとなっている(「エネルギー白書2013」)。また、我が国は世界最大のLNG輸入国(2012年で8,671万トン:全世界の輸入量の約36%に相当)であることから、他の消費国とも連携し、価格交渉力を強化すべきとの指摘もある。

【参考文献】

総合資源エネルギー調査会総合部会電力需給検証小委員会『燃料コスト増の影響及びその対策について』、2013年4月

総合資源エネルギー調査会基本政策分科会『エネルギーコストの経済への影響について』、2013年8月

日本エネルギー経済研究所『短期エネルギー需給見通し－2013年度のエネルギー需給予測』、2012年12月

(内線 75262)