

うになった。実績値が鉱工業生産による予測値よりも低くなる状態は、需要側による節電効果ではないかとみられ、中部電力管内に生じた大震災後の需要増は、東北電力及び東京電力管内からの振替生産への対応ではないかとみられる⁶¹。なお、2011年3月から2012年2月までの予測値と実績値の乖離の割合を求めると、東北電力管内は-9.4%、東京電力管内は-6.5%であった⁶²。

また、電灯需要についても地域別に分析した⁶³。予測値は、それぞれの電力会社の契約口数と月次の平年と当該月の気温差によって推計した（第1-3-21図）。結果は、震災被害の生じた東北電力や東京電力の管内のみならず、中部以西の地域においても、大震災後から数か月間の実績値は予測値を大きく下回っていた。しかし、月日の経過とともに実績値は予測値に近づくようになり、2012年になると、東北電力や北陸電力管内ではおおむね予測値通りの動き方となっている。2011年3月から2012年2月までの予測値と実績値の乖離の割合を求めると、東北電力管内は-5.9%、東京電力管内は-7.7%となっている⁶⁴。

●電源別割合に占める火力は急上昇し、その原燃料価格は高騰

大震災以後は、電源構成にも変化が生じている。全国の原子力発電所が順次、停止する中、これまでの地球温暖化対策等のために縮減される途上にあった火力発電施設が電力生産の主たる担い手となっている。各地域会社の電源別発電比率の推移を見ると、2005年や2010年における火力発電比率は、高いところで約70%（東北）から約80%（中部、中国）、低いところでは約30%（関西）から約40%（四国、九州）となっていたが、震災発生後は全ての会社における原子力発電比率が低下し、それを火力発電が代替していく姿が明らかになっている（第1-3-22図）。

火力発電へのシフトには、大きく分けると石炭、液化天然ガス（LNG）、石油、という異なる燃料を用いる方法がある。過去の電源別発電比率を見ると、石炭火力は20%を下回る存在であったが、他の火力燃料と比べ、単位発電量当たりの単価の有利さと発電に関する技術進歩（大気汚染防止技術等）により、最近では30%を超えている。LNGも発電比率が上昇しており、このところ50%弱で推移している。こうした結果、発電比率が低下してきたのが石油火力である（第1-3-23図（1））。

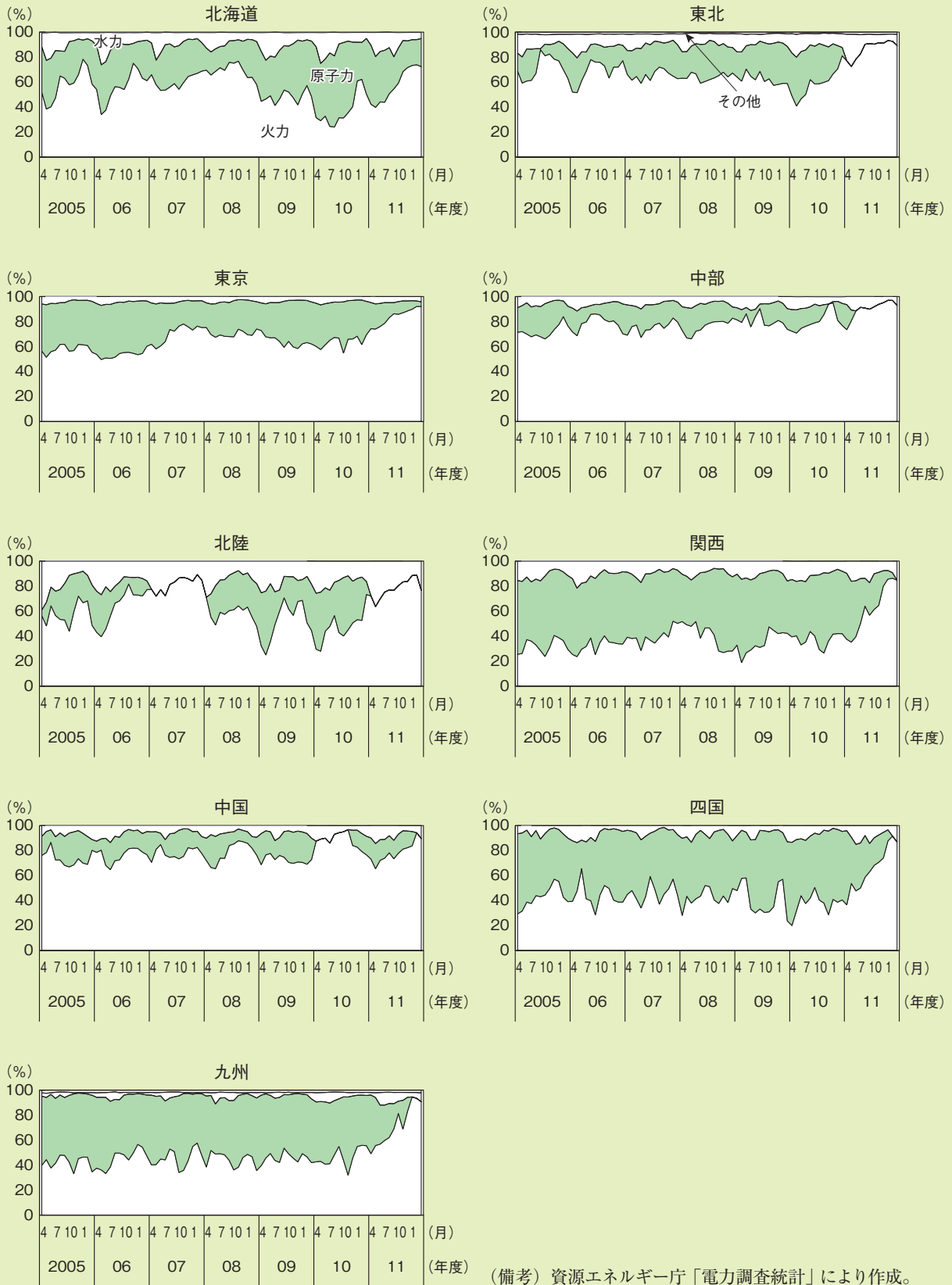
原子力発電の減少分を補うためには、既存の発電所の稼働率を上げるか、休止中の発電所を稼働させることになる。いずれの場合にせよ、火力発電における発電比率が高い石炭火力の稼働率はすでに高く、十分な余力が無いため、LNG火力発電や高コストの石油火力発電の稼働率を上げたり、休止中の施設を再稼働させたりすることで対応してきた。大震災以後の原燃料価格の推移を見ると、石炭は横ばいで推移しているものの、原油やLNGはリーマンショック後の底値から倍増しており、コストの高い電気を作っていることになる（第1-3-23図（2）及び（3））。

注

- (61) なお、こうした振替生産の動きが鉱工業生産では反映されていないか、又は過小評価されている理由としては、基準時点における当該財の生産ウエイトが中部地域では低かったのではないかと推量される。
- (62) それ以外の電力管内は、北海道：1.8%、中部：4.0%、北陸：-0.2%、関西：0.0%、中国：-0.1%、四国：1.9%、九州：-1.1%、となっている。
- (63) 電灯とは、契約電力が50kW未満の主に一般家庭で使用される需要のこと。
- (64) それ以外の電力管内は、北海道：-0.3%、中部：-5.1%、北陸：-4.9%、関西：-5.1%、中国：-4.1%、四国：-5.5%、九州：-6.7%、となっている。

第1-3-22図 供給側の変化

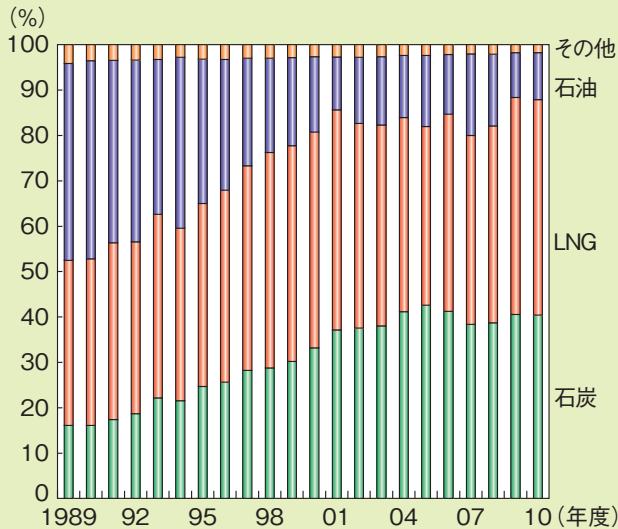
電源別割合に占める火力は急上昇



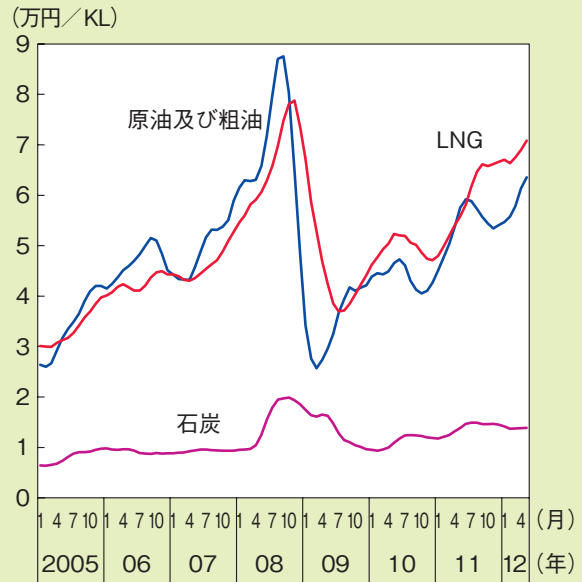
第1-3-23図 発電用原材料の価格動向と発電コスト

大震災後は発電コストが上昇

(1) 火力発電設備別の発電量シェア推移



(2) 原材料別の価格推移



(3) 火力発電設備別の発電コスト

	2004年 モデル	2010年 モデル	2030年 モデル
石炭火力	5.7円/kWh	9.5円/kWh	10.3円/kWh
LNG火力	6.2円/kWh	10.7円/kWh	10.9円/kWh
石油火力	16.5円/kWh	22.1~36.0円/kWh	25.1~38.9円/kWh

- (備考) 1. (1) は資源エネルギー庁「電力調査統計」、(2) は財務省「貿易統計」、(3) はエネルギー・環境会議コスト等検証委員会(2011)により作成。
 2. (1) のその他は、LPGや歴青質混合物等。
 3. (3) においては、2004年モデルにはCO₂対策費用や、政策経費(立地・防災・広報等)が含まれておらず、資本費・運転維持費・燃料費のみで算出。

(2) 電力事業の効率性比較

原子力発電所の停止と燃料費の高騰する火力による代替発電に直面する中、地域独占の電力会社が業務効率化を果たすことで価格上昇の抑制を図るべきではないかとの見方も散見される⁶⁵。そこで、原子力発電を有する9社の部門別・費用項目別に見た特徴等を示す。

注 (65) 電力料金が高く、電力会社は非効率的であるという議論の背景には、総括原価方式による料金決定に内在するコストの上振れ、資本コストの過大評価、参照すべき効率的な価格の不存在等、費用算定に対する疑義がある。東京電力の資産査定をしてきた東京電力に関する経営・財務委員会においても、こうした問題意識から様々な検証を行っている。また、料金算定のコアといえる発電部門を自由化すれば、競争を通じた効率化が進み、妥当な価格が形成されるという見通しが、これまでの電力自由化議論の前提であった。他の部門に比べると、発電部門へは参入の相対的な容易さや、製造業や他のエネルギー関連会社を中心として、既に発電施設を有している会社も多く存在したという背景もある。他方の送電部門や配電部門については、発電施設と需要地域の距離や設備設置の地理的要因、また需要分布によって影響を受ける初期コストが高く、ネットワークの保守・管理等の費用対効果からは、既存の電力会社が担うことがおおむね合意されている。

●9社平均からかい離しやすいのは地方の電力会社

まず、発電部門について、発電単価の構成内容を9社間で比較する。その際、費用項目ごとに、9社平均よりもウエイトが大きく（特化係数が1よりも大きい）、かつ、2005～2010年度の伸び率が高い（拡大係数が1よりも大きい）という二つの条件を満たす会社を抽出していく。結果をみると、これらを共に満たすのは、1) 人件費は東北、北陸、四国、2) 委託費は関西、四国、3) 修繕費は北海道、東北、北陸、関西、四国、4) 減価償却は北海道となった（第1-3-24表（1））。北陸電力と関西電力が資本と労働の両面、北海道電力は資本コスト、四国電力は労働コスト、が相対的に高い傾向にある。

同様の比較を送電部門について行くと、1) 人件費は北海道と四国、2) 委託費は北海道、中部、関西、九州、3) 修繕費は北陸と九州、4) 減価償却は該当なしとなった（第1-3-24表（2））。この部門では、北海道電力と九州電力が2項目で相対的に高い傾向にある。

また、配電部門では、1) 人件費は東北と北陸、2) 委託費は関西、中国、四国、3) 修繕費は東北、中部、北陸、四国、4) 減価償却は該当なしとなった（第1-3-24表（3））。2項目以上が該当したのは、東北電力、北陸電力、そして四国電力である。

部門別比較結果のうち、共通項目を横断的に比べると、1) 人件費は東北、北陸、四国の三社が2部門、2) 委託費は関西と四国が2部門、3) 修繕費は北陸が3部門、4) 減価償却は2部門以上無しであった。

●会社の規模は最適化されていない

先の財務諸表分析からは、個別費用項目が相対的に高いという査定上のポイントだけではなく、全体を俯瞰すれば、発電量の少ない電力会社では固定的なコストが相対的に高いという常識的な結果が浮かんでくる。仮に、今後において地域独占という考え方が色濃く残るとしても、当該独占の範囲（営業範囲）については、従来からの経緯や地理的な緊密性、又は行政区域といった非経済的な理由ではなく、規模の最適性が確保されているのか否かといった点からその効率性を検討する必要もあろう。特に、各社毎に料金設定される中、電力会社の境界付近の地域住民には合理性のない料金差を強い、また、会社間で電力の相互融通をする際の価格水準によっては、同じ設備から供給されるにもかかわらず、域内家計への販売単価と域外家計への販売単価がかい離することもある。こうした点についても、料金の改定認可の際に十分な説明がなされるべきであろう。

●規制部門は収入単価も費用単価も自由化部門より割高

費用構造を巡る議論としては、一般家庭向けに相当する規制部門と大口利用者向けに相当する自由化部門の間に生じている料金格差が話題となりやすい。そこで、両部門における設定単価の推移について、東京電力の場合、収入単価と費用単価のいずれも規制部門の方が自由化部門よりも割高となっている（第1-3-25図）。これは、規制部門の費用に配電部門の費用が

第1-3-24表 電力事業の部門別の費用特色

規模の違いがコストに影響

(1) 発電費単価における主要項目費

	特化係数 (2010年度・%)					拡大係数 (2005→2010年度・%)				
	人件費	委託費	修繕費	減価償却	燃料費	人件費	委託費	修繕費	減価償却	燃料費
9社計	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.88	0.98	0.96	0.78	1.15
北海道	1.27	0.88	1.64	1.77	0.57	0.88	0.77	1.15	1.55	0.73
東北	1.07	1.02	1.08	1.30	0.92	1.22	0.79	1.27	0.85	1.00
東京	0.77	0.66	0.69	0.79	1.17	0.86	1.01	0.65	0.72	1.21
中部	0.83	0.98	0.74	0.79	1.20	0.88	0.76	1.07	0.63	1.18
北陸	1.54	0.65	1.34	1.63	0.68	1.23	0.93	2.44	0.56	1.21
関西	1.17	1.76	1.43	1.16	0.73	0.84	1.17	1.14	1.00	1.07
中国	1.18	0.84	0.97	0.81	1.13	0.82	1.29	0.98	0.74	1.21
四国	1.69	1.74	1.31	1.33	0.64	1.06	1.38	1.09	0.98	1.00
九州	1.19	1.11	1.40	1.05	0.84	0.89	0.98	0.90	0.80	1.30

(2) 送電費単価における主要項目費

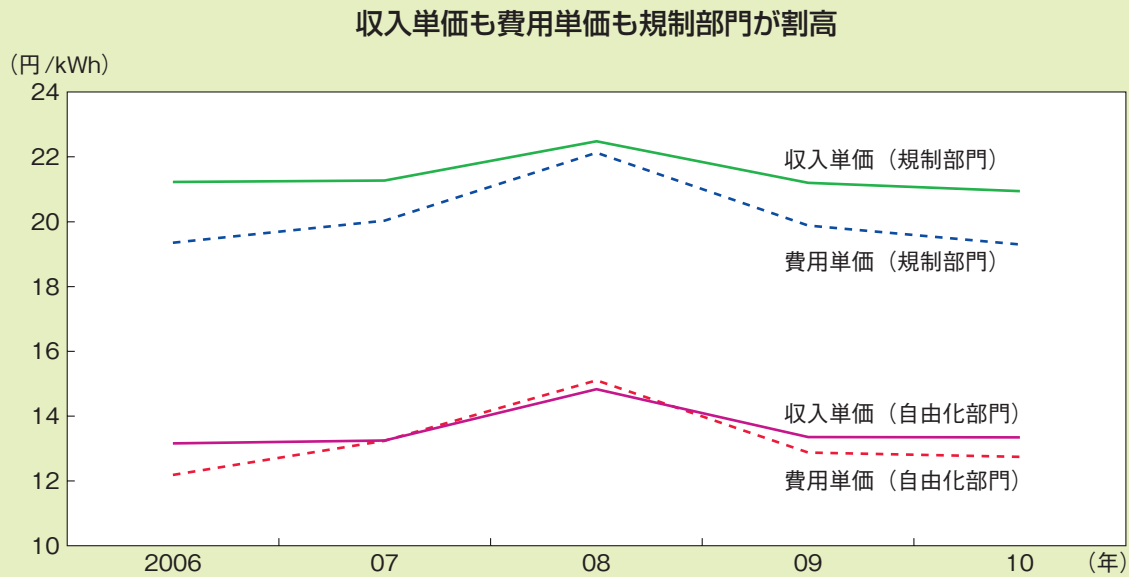
	特化係数 (2010年度・%)				拡大係数 (2005→2010年度・%)			
	人件費	委託費	修繕費	減価償却	人件費	委託費	修繕費	減価償却
9社計	1.00	1.00	1.00	1.00	1.06	1.19	1.17	0.92
北海道	1.52	2.55	1.17	0.72	1.09	1.50	0.98	0.95
東北	0.95	0.77	1.95	0.98	1.08	0.95	0.97	0.94
東京	1.00	0.60	0.87	1.02	1.15	0.87	0.91	0.96
中部	0.89	1.15	0.77	1.07	1.12	1.66	1.59	0.84
北陸	1.65	0.68	1.31	0.95	0.97	1.15	1.52	0.84
関西	0.75	1.53	0.87	1.01	1.09	1.22	1.60	0.93
中国	0.80	0.99	0.68	1.02	1.11	1.35	1.36	0.90
四国	1.53	0.93	0.92	0.69	1.15	1.89	1.34	0.87
九州	1.18	1.08	1.31	1.05	0.98	1.16	1.60	0.89

(3) 配電費単価における主要項目費

	特化係数 (2010年度・%)				拡大係数 (2005→2010年度・%)			
	人件費	委託費	修繕費	減価償却	人件費	委託費	修繕費	減価償却
9社計	1.00	1.00	1.00	1.00	0.94	1.01	1.10	0.93
北海道	0.89	0.89	1.18	0.90	1.09	0.98	0.98	1.01
東北	1.15	0.70	1.12	0.93	1.04	1.49	1.01	1.07
東京	0.80	0.79	0.92	1.27	0.94	1.01	1.08	0.93
中部	1.12	1.11	1.09	0.88	0.96	0.61	1.21	0.98
北陸	1.09	0.76	1.24	0.79	1.05	0.38	1.31	0.93
関西	0.97	1.07	0.96	0.84	0.91	1.61	1.18	0.74
中国	1.18	1.90	0.87	0.93	0.95	1.51	0.98	0.94
四国	0.97	1.38	1.16	0.67	0.98	1.09	1.16	0.85
九州	1.25	1.14	0.92	0.91	0.94	0.95	1.03	1.04

- (備考) 1. 各費用は、各社の「有価証券報告書」、電力量は、資源エネルギー庁「電力調査統計」により作成。
 2. 特化係数とは、費用別シェアの全国平均を1としたときの、当該電力会社のシェアの割合。
 3. 拡大係数とは、各電力会社における費用全体の平均倍率(2005年度→2010年度)を1としたときの、当該費用の倍率(2005年度→2010年度)の割合。

第1-3-25図 規制・自由部門別の収支（東京電力の例）



多く積算されているためとみられるが、総括原価方式による価格設定をおこなうことから、収入単価は常にこれを上回っている。他方、自由化部門の収入単価は、燃料価格の高騰した2008年には費用単価を下回っている。単価の違いは供給体制の違いを反映しているとはいえ、規制された独占部門における超過利潤によって自由化された競争部門の赤字を補填するといった内部補助が生じるおそれは否めないことから、規制部門の料金見直しに際しては、自由化部門との費用配賦について適切な査定を行う必要がある。

(3) 代替エネルギーの費用対効果

既存の発電設備を活用することで原子力発電の代替を図る一方、より先をみた代替エネルギーへの期待が高まっている。特に、太陽光を始めとした自然力を利用するという優位性が期待の背景にはみられる。政府としては、これらの代替エネルギーの本格的な導入と普及を「成長戦略」の柱としており、「エネルギー・環境会議」において2012年の夏を目途に具体的な姿を示すこととしている。

●現状、代替エネルギーのコストは高い

「エネルギー・環境会議」の下には「コスト等検証委員会」が設置されており、こうした代替エネルギーの発電コストや初期費用について一覧性のある比較を行っている（第1-3-26表(1)）。それによると、例えば、太陽光（住宅）発電の発電単価は、33.4～38.3円/kWhであり、建設費用については48～55万円/kWとなっている。風力や地熱の発電単価は太陽光よ

り安く、9.2~23.1円/kWhである。バイオマスについても木質専焼では高いものの、石炭に3%程度混ぜる方法であれば単価は下がるようである。

他方、現行の水力、火力、原子力についても幾つかの幅を持った試算値が出されているが、それぞれ10.6円/kWh、11.9円/kWh、8.9円/kWhとなっている。2011年の発電実績から求められる平均単価は約11円/kWhであるから、太陽光発電は約3倍である（第1-3-26表(2)）⁶⁶。

●余剰電力の買取分にかかる設備利用率は東京電力管内と四国電力管内で高い

これまでのところ、2009年から開始された「余剰電力買取制度（エネルギー供給構造高度化法（平成21年7月1日成立、平成21年8月28日施行）」）によって、電力事業者に住宅太陽光発電の買取義務を課すことで、太陽光発電の普及を図ってきた。2012年から始まった新制度はこれを拡充したものだが、太陽光発電は自然条件に左右されることから、地域的な適性差があると考えられる。そこで、各電力会社による太陽光発電の買取量を当該電力管内の太陽光発電設備の設置容量で割った余剰電力買取分にかかる設備利用率を求めると、2010年平均は5.4%（最大値は東京電力管内の6.7%、最小値は北陸電力管内の4.3%）、2011年平均は6.3%（最大値は東京電力管内の6.7%、最小値は北陸電力管内の5.0%）、となった（第1-3-27図(1)）。

2年間の実績値を比較すると、全ての地域で余剰電力買取分にかかる設備利用率は改善しているが、平均で5.4~6.3%と低い。平均的な太陽光の設備利用率が12%程度であることから、この制度では、住宅用太陽光発電による総発電量の半分程度を買い取っているとみられる⁶⁷。地域別では、東京電力や四国電力管内の余剰電力買取分にかかる設備利用率が2年連続して上位であり、2011年は北海道電力管内における設備利用率の改善が著しかった。

●余剰電力買取制度下での買取価格は節約費用の2倍

さて、余剰電力買取制度での買取価格は、2010年度は48円/kWh、2011年度は42円/kWh（経済産業大臣告示）であった。電力事業者は、公定買取価格を発電者に支払う一方、この電力購入によって本来自ら発電するべきであった電力相当分の費用（回避可能費用と呼ばれる）を回避したとされ、残りの額を電力需要者に別途の賦課金（サーチャージ）として負担させる仕組みとなっている。

この回避可能費用を買取電力量で割った値は電力会社の買取電力当たりの費用節減額（回避可能費用単価）になり、各社によって違いがある（第1-3-27図(2)）。2010年度の場合は、最低値の15.6円（中部電力）から最高値の20.6円（九州電力）と5円程度のばらつきがみられた。2011年度の場合は、最低値の11.8円（北海道電力）から最高値の14.9円（九州電力）と

注 (66) 内閣府政策統括官（経済財政分析担当）（2011）では、2020年頃の太陽光パネルの出荷量が2005年対比で10~20倍程度に増加する場合、価格は3割程度低下すると試算し、その上で、火力発電並のコストになるためには、相当の技術革新が必要であると指摘している。

(67) 設備利用率は、エネルギー・環境会議コスト等検証委員会（2011）による。

第1-3-26表 代替エネルギーの電源別コスト

現代の代替エネルギーは高コスト

(1) 電源別コスト比較表

電源	コスト (2010年)	稼働年数	建設費	維持費	
太陽光 (住宅)	33.4~38.3円/kWh	20~25年	48万円 (新築) ~ 55万円 (既築) /kW	人件費	—
				修繕費	1.5%/年 (対建設費)
				諸費	—
				一般管理費	—
太陽光 (メガソーラー)	30.1~45.8円/kWh	20~25年	35~55万円/kW	人件費	300万円/年
				修繕費	1.0%/年 (対建設費)
				諸費	0.6%/年 (対直接費)
				一般管理費	1.4%/年 (対直接費)
陸上風力	9.9~17.3円/kWh	20~25年	20~35万円/kW	人件費	1.4%/年 (対建設費)
				修繕費	—
				諸費	0.6%/年 (対建設費)
				一般管理費	1.4%/年 (対直接費)
洋上風力	9.4~23.1円/kWh	20~25年	28.3~70万円/kW	人件費	1.4%/年 (対建設費)
				修繕費	—
				諸費	0.6%/年 (対建設費)
				一般管理費	1.4%/年 (対直接費)
地熱	9.2~11.6円/kWh	30~50年	70~90万円/kW	人件費	1.2億円/年
				修繕費	2.2%/年 (対建設費)
				諸費	0.8%/年 (対直接費)
				一般管理費	1.6%/年 (対直接費)
バイオマス (木質専焼)	17.4~32.2円/kWh	30~40年	30~40万円/kW	人件費	0.7億円/年
				修繕費	4.4%/年 (対建設費)
				諸費	修繕費に含む
				一般管理費	人件費に含む
バイオマス (石炭混焼)	9.5~9.6円/kWh	30~40年	3~5億円 (75万kW)	人件費	0.1億円/年
				修繕費	1.5%/年 (対建設費)
				諸費	1.5%/年 (対建設費)
				一般管理費	14.0%/年 (対直接費)

(2) 2011年の発電実績と発電単価

	水力	火力	原子力	風力	太陽光	地熱	バイオマス	廃棄物	合計
① 発電実績 (百万kWh)	72,639	626,987	162,927	177	27	2,460	1,806	217	865,217
② 発電能力 (百万kWh)	386,868	1,194,479	428,890	745	447	4,398	n.a.	n.a.	2,015,825
③=①/② 設備利用率 (%)	18.8	52.5	38.0	23.7	6.0	55.9	—	—	42.9
④ 単価 (円)	10.5	11.9	8.9	13.6	38.0	10.4	—	—	—
⑤= (①×④) / 合計 単価 (円) (発電ウエイト調整)	0.9	8.7	1.7	0.0	0.0	0.0	—	—	11.3

- (備考) 1. (1) 及び (2) の単価は、エネルギー・環境会議コスト検証委員会 (2011)、(2) の発電実績及び発電能力は、資源エネルギー庁「電力調査統計」により作成。
2. (1) のコストは、資本費・運転維持費・燃料費・社会的費用 (CO₂対策費・事故リスク対応費・政策経費) を発電電力量で除すことにより算出。
3. (2) の合計の設備利用率・単価 (発電ウエイト調整) は、バイオマスと廃棄物を除外して計算。
4. (2) の火力の単価は、石炭、LNG、石油の発電単価を発電実績 (2010年) で加重平均した値。

$$\frac{(9.5円 + 9.7円)}{2} \times 40.4\% + \frac{(10.7 + 11.9)}{2} \times 47.4\% + \frac{(20.8 + 23.7)}{2} \times 12.1\%$$
 石炭単価 LNG単価 石油単価
 = 11.9円 (火力合成単価)
5. (2) のコスト等検証委員会報告書における各電源単価の前提は以下の通り。
 割引率は全ての電源において3%を前提としている。
 水力 10.6円/kWh 設備利用率45%・稼働年数40年
 石炭 9.5円/kWh IEA新政策の燃料費上昇率 9.7円/kWh IEA現行政策の燃料費上昇率
 いずれも設備利用率80%・稼働年数40年
 LNG 10.7円/kWh 設備利用率80%・稼働年数40年、11.9円/kWh 設備利用率50%・稼働年数40年
 石油 20.8円/kWh 設備利用率80%・稼働年数40年、23.7円/kWh 設備利用率50%・稼働年数40年
 原子力 8.9円/kWh 設備利用率70%・稼働年数40年
 8.9円は下限値。原子力事故の損害額が下限値の5.8兆円から、1兆円増えるごとに0.1円増。
 風力 13.6円/kWh=(9.9円 + 17.3円)/2 設備利用率20%・稼働年数20年・建設費下限、上限値の平均
 太陽光 38.0円/kWh=(30.1円 + 45.8円)/2 設備利用率12%・稼働年数20年・建設費下限、上限値の平均
 地熱 10.4円/kWh=(9.2円 + 11.6円)/2 設備利用率80%・稼働年数40年・建設費下限、上限値の平均