

平成26年3月6日
第56回研究報告・討論会

有価証券報告書を用いた電源別発電コストの検証と 福島事故後の電気事業財務の評価

日本エネルギー経済研究所 原子力グループ

研究主幹 松尾 雄司

研究員 山口 雄司

① 有価証券報告書による発電コストの検証・評価 ※^{1,2} (松尾)

1. 有価証券報告書による電源別発電コストの長期推移
2. 発電コスト評価に係る論点の整理

② 福島事故後の発電コストの推移及び電気事業財務の評価 ※^{1,3} (山口)

1. 福島事故後の発電コストの推移
2. 電気事業財務の評価

※1 原子力委員会 第31回定例会議(H25.8.20)

<http://www.aec.go.jp/jicst/NC/iinkai/teirei/siryo2013/siryo31/index.htm>

※2 松尾雄司、山口雄司、村上朋子「有価証券報告書を用いた評価手法による電源別長期発電コストの推移」, 日本エネルギー経済研究所, (2013).

<http://eneken.ieej.or.jp/data/5092.pdf>

※3 松尾雄司、山口雄司「福島第一原子力発電所事故後の日本の発電コスト上昇と電気事業財務への影響」, 日本エネルギー経済研究所, (2013).

<http://eneken.ieej.or.jp/data/5089.pdf>

① 有価証券報告書による発電コストの検証・評価

1. 有価証券報告書による電源別発電コストの長期推移

発電コストの試算方法について

① モデルプラントによる方法

- ・ 電源ごとに適切な建設単価・燃料費等を想定してモデル計算を実施し、発電コストを試算。均等化発電原価 (Levelized Cost of Electricity : LCOE) 法として世界的に広く用いられている。
- ・ あくまでも「想定」に基づく試算であり、実際の発電コスト(実績値)ではない。

例:(国内) コスト等検討小委員会(2004)、コスト等検証委員会(2011)、RITE(2011)など
(海外) MIT(2009)、OECD(2010)、米エネルギー省(2013)など

② 有価証券報告書による方法

- ・ 電力会社の有価証券報告書(財務諸表)から、発電にかかったコストを試算。
- ・ 「実績値」としての発電コストであり、①の試算を補完する情報が得られる。但し、「火力発電」が「石炭・LNG・石油」別に分れていないなど、制限も多い。

例:(国内) 電力中央研究所(1999)、大島(2010)、日本エネルギー経済研究所(2011, 2013)

評価方法

- ・ 1970～2011年度の一般電気事業者9社の財務諸表等に基づき発電コストを試算。

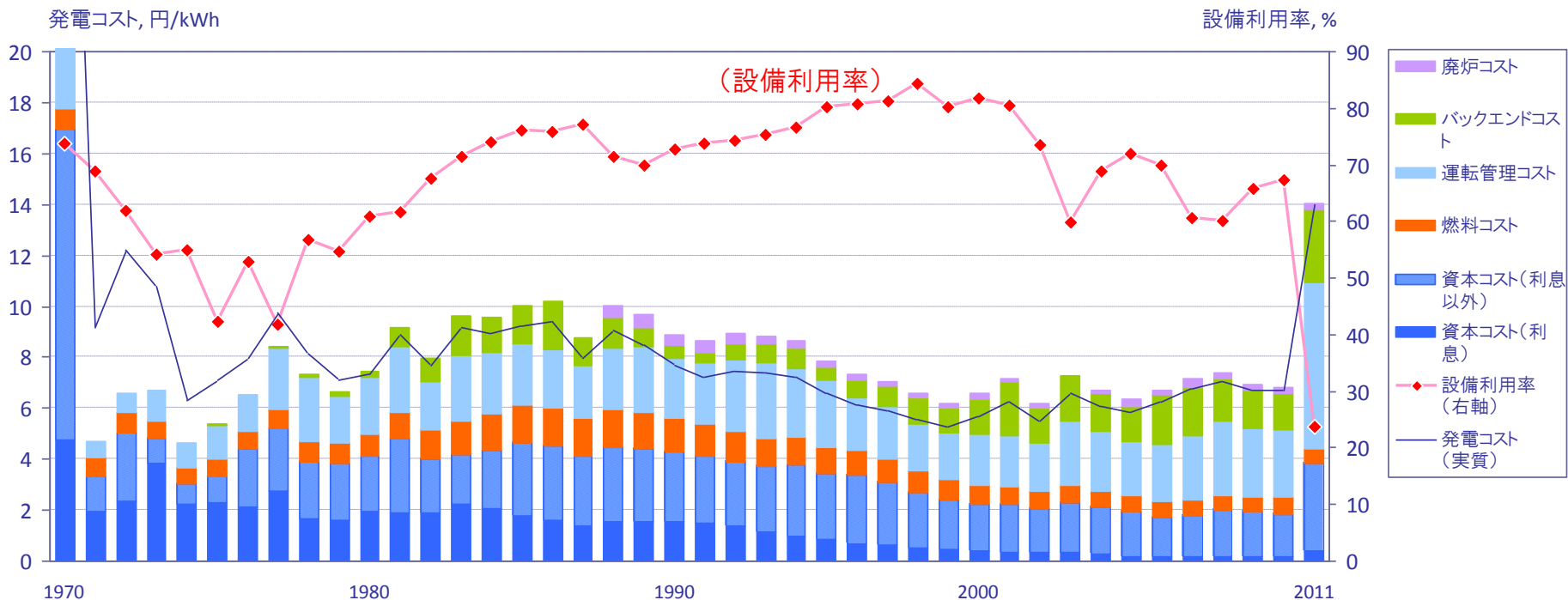
$$\text{発電コスト(円/kWh)} = \frac{[\text{電気事業営業費用}] + [\text{支払利息}]}{\text{発電電力量(送電端)}}$$

- ・ 支払利息についてはそれぞれの電源について「電気事業固定資産＋建設仮勘定」の値を算出し、それが電気事業全体に占める比率に応じて按分。
- ・ 電気事業営業費用を右表の通り5つの区分に分類。なお、上記の支払利息分は資本コストに計上する。
- ・ コストを時系列で比較する際には、GDPデフレーターを用いて2011年価格に実質化。
- ・ 2009年度以降、新たに「新エネルギー」という項目が計上された。以下「地熱等(新エネルギー)」と記載。

発電コストの要素別分類

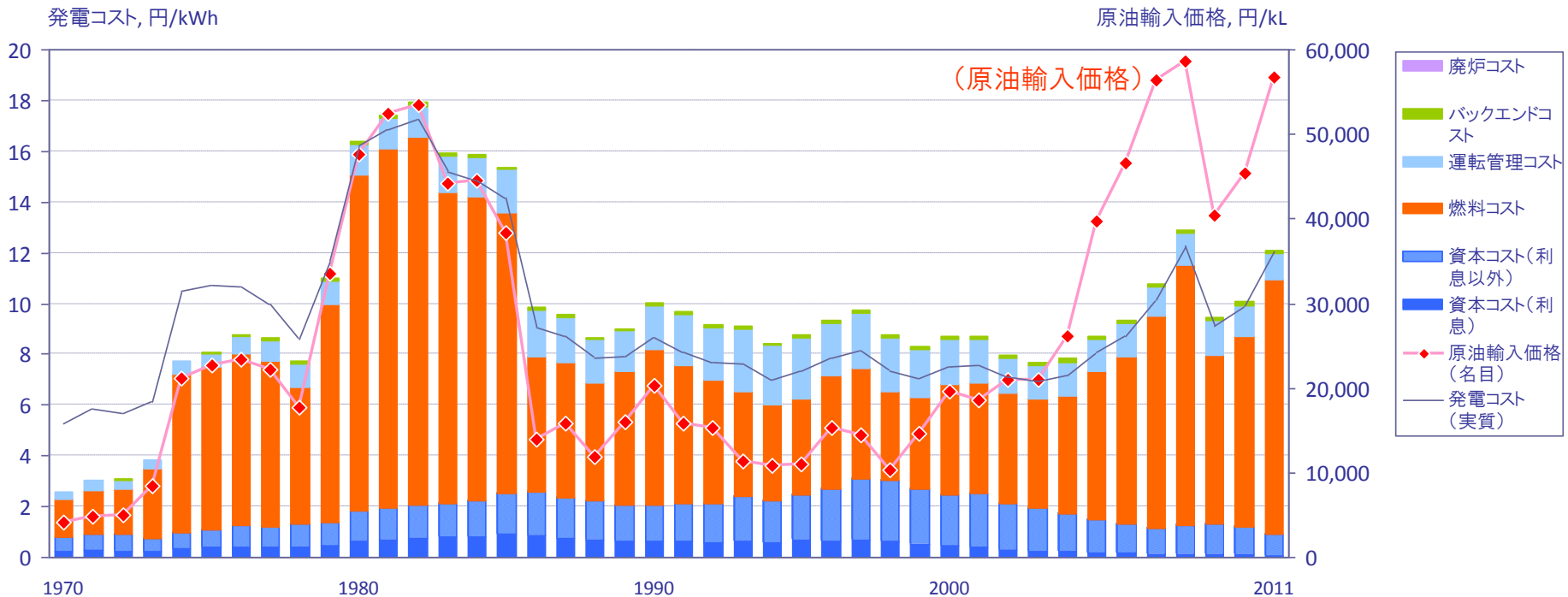
資本コスト	固定資産税、減価償却費、固定資産除却費、共有設備等分担額
燃料コスト	燃料費
バックエンドコスト	使用済燃料再処理等費、使用済燃料再処理等準備費、廃棄物処理費、特定放射性廃棄物処分費
廃炉コスト	原子力発電施設解体費
運転管理コスト	上記を除く全て

原子力発電単価の推移(9社平均)



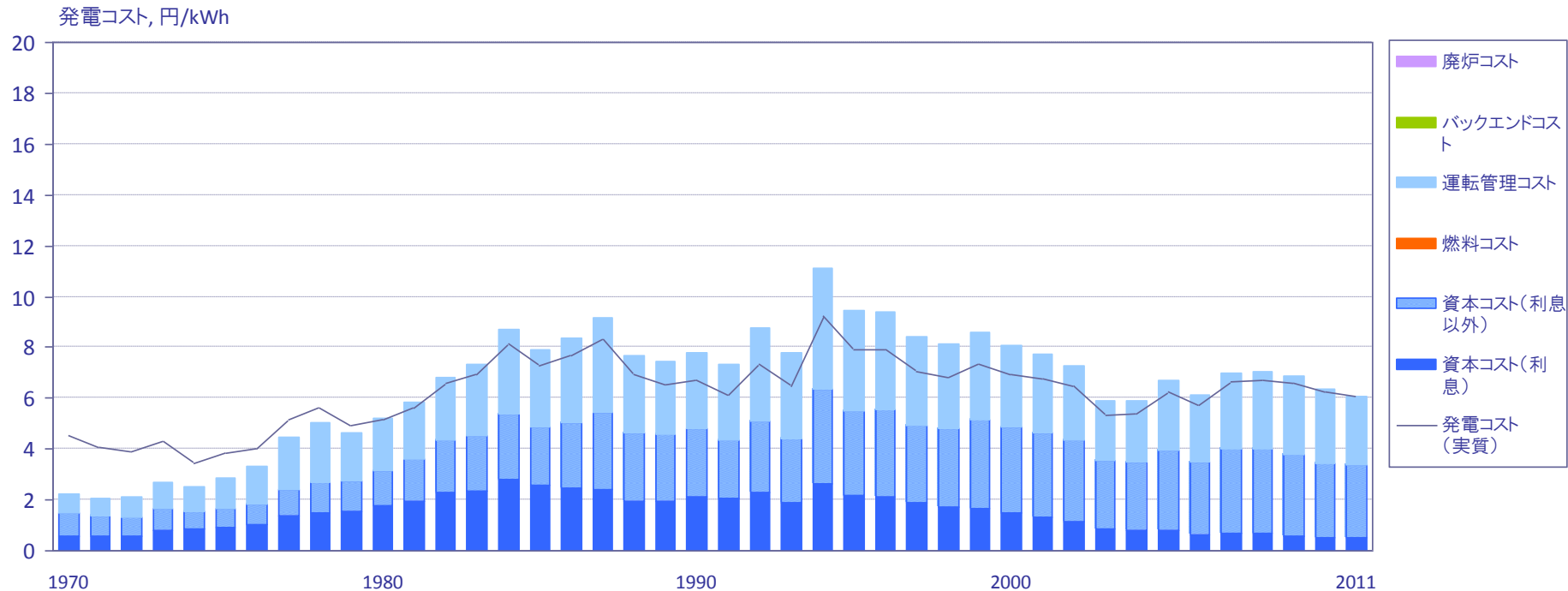
- ・ 原子力発電コストは6～10円/kWh程度で概ね安定的に推移。設備利用率に対して負の相関をもっていることが読み取れる。
- ・ 資本コスト、特にその利息部分の低減に伴い、発電コストは低下を続けていた。但し2000年以降は資本コストの低下は落ち着く一方で、運転管理コストやバックエンドコストが上昇、設備利用率の低下もあり発電単価は上昇傾向に。
- ・ 2011年度には設備利用率の低下により、発電単価は大きく上昇。

火力発電単価の推移(9社平均)



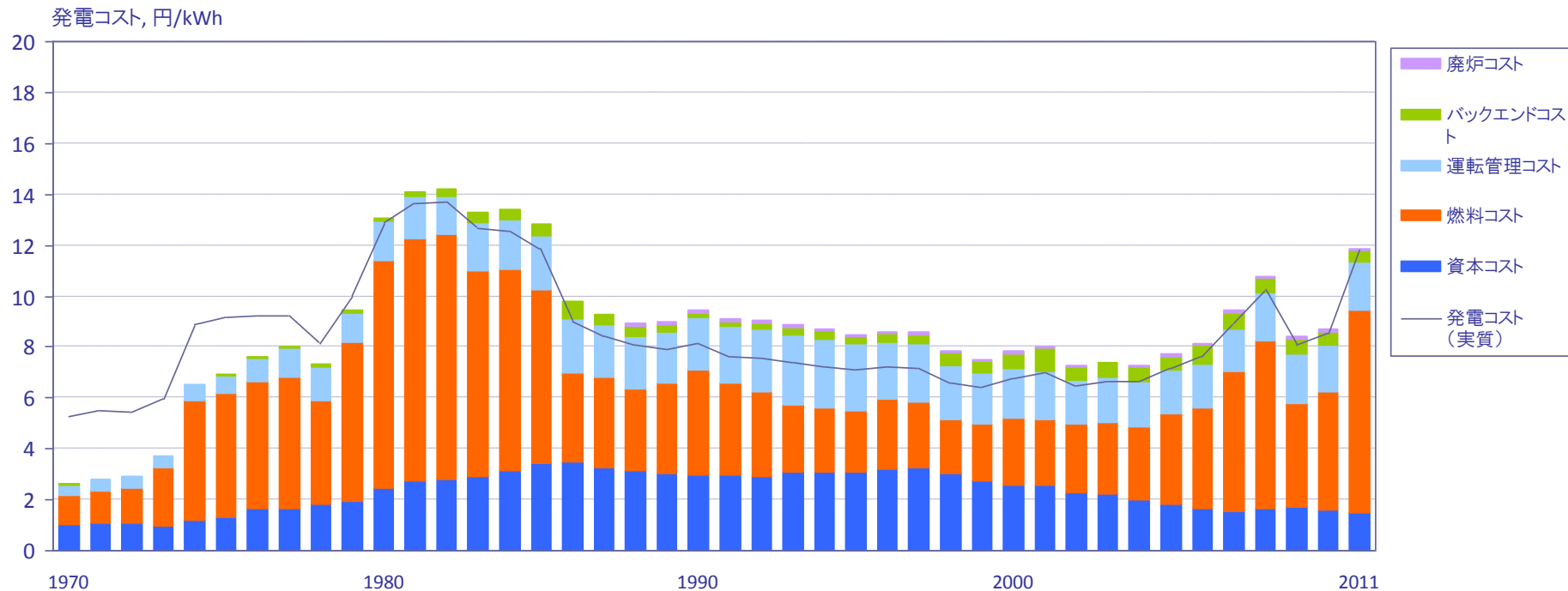
- ・ 火力発電単価は原油輸入CIF価格に直結して大きく変動。1980年代前半と2005年以降の原油価格高騰時に、大幅に上昇している。
- ・ 発電単価が最も上昇した1982年度には、17.9円/kWhに。
- ・ 燃料多様化の努力に伴い、2005年以降の原油価格高騰時の発電単価上昇は、1980年代ほど大きくはない。それでも2008年及び2011年には12円/kWhを超える水準まで上昇している。

水力発電コストの推移(9社平均)



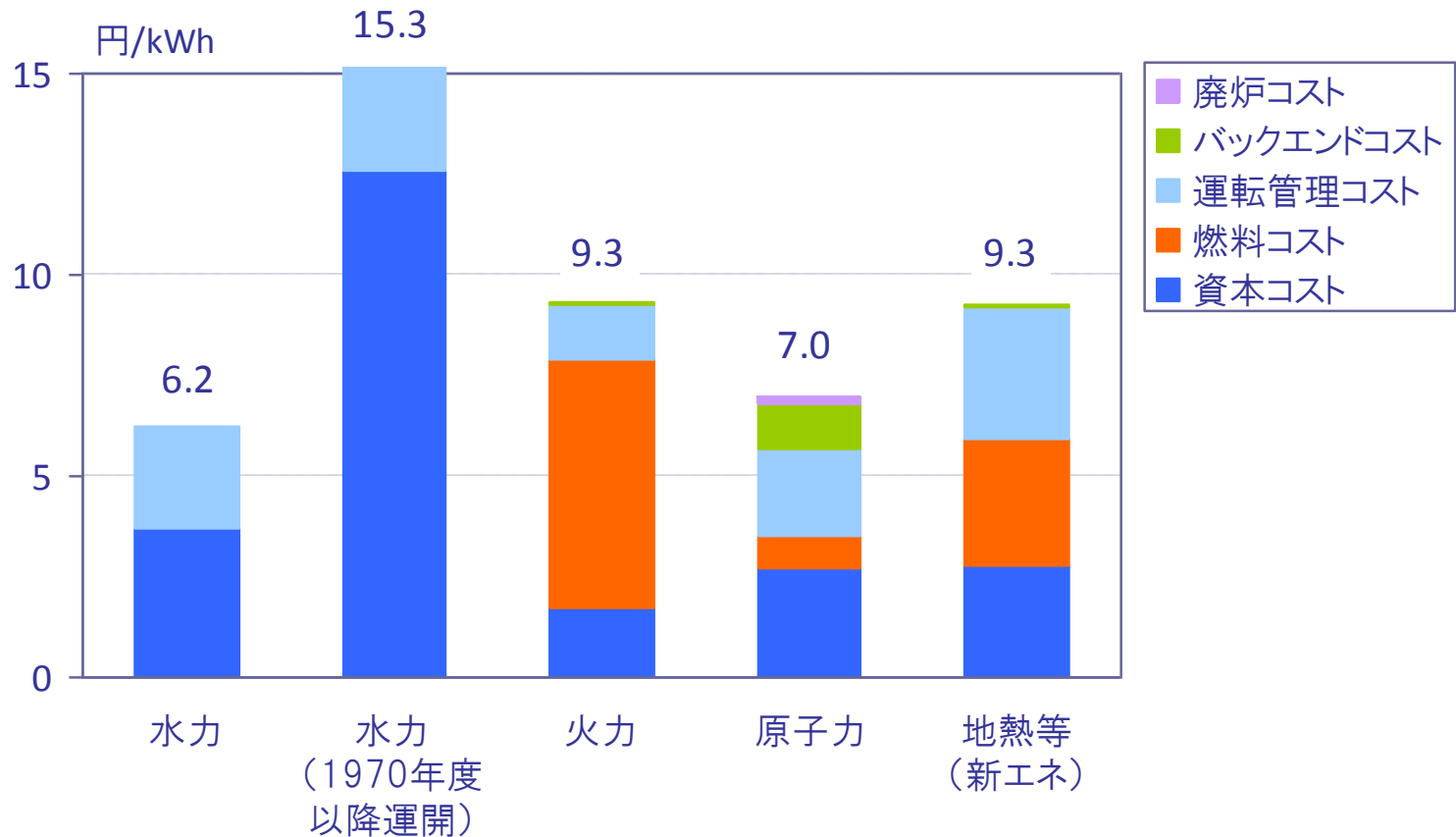
- ・水力発電設備はかなりの部分が既に減価償却済みであるため、その発電単価は火力・原子力に比べて安価。
- ・全体を平均して、発電コストに占める資本コストの比率が59%と、他電源に比して高いことが特徴。
- ・このため、発電単価の変動は新規建設の影響を大きく受ける。大規模揚水発電所が相次いで運転開始した1974年度には、11.1円/kWhまで上昇。

平均発電コストの推移(9社)



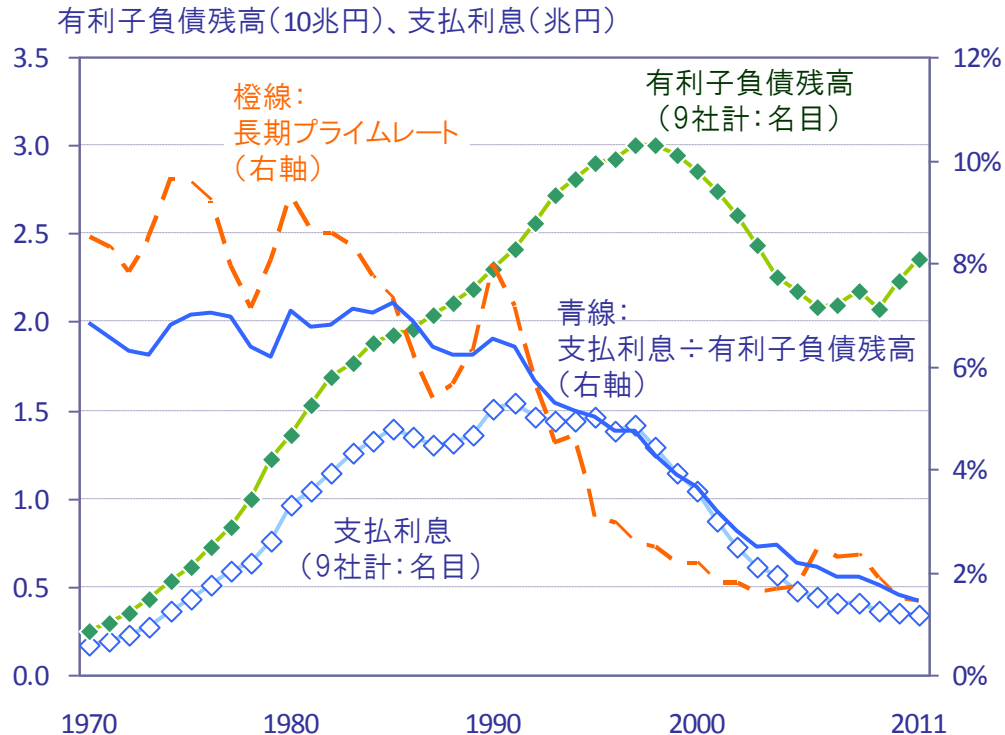
- ・ 全電源平均の発電単価は、安定時には8円/kWh程度で推移。但し、原油価格が高騰した1980年代前半や2005年以降には、発電コストの上昇が見られる。
- ・ 2005年以降の原油価格高騰時には、電源分散化の努力により、1980年代に比べ発電単価の上昇は抑制されていた。しかし2011年度には原子力の設備利用率低下の影響もあり、11.8円/kWhまで上昇。2012年度には後述の通り13.5円/kWhとなっており、結局、1980年代前半と同等の水準にまで急上昇している。

1970-2011年度平均発電単価(9社)



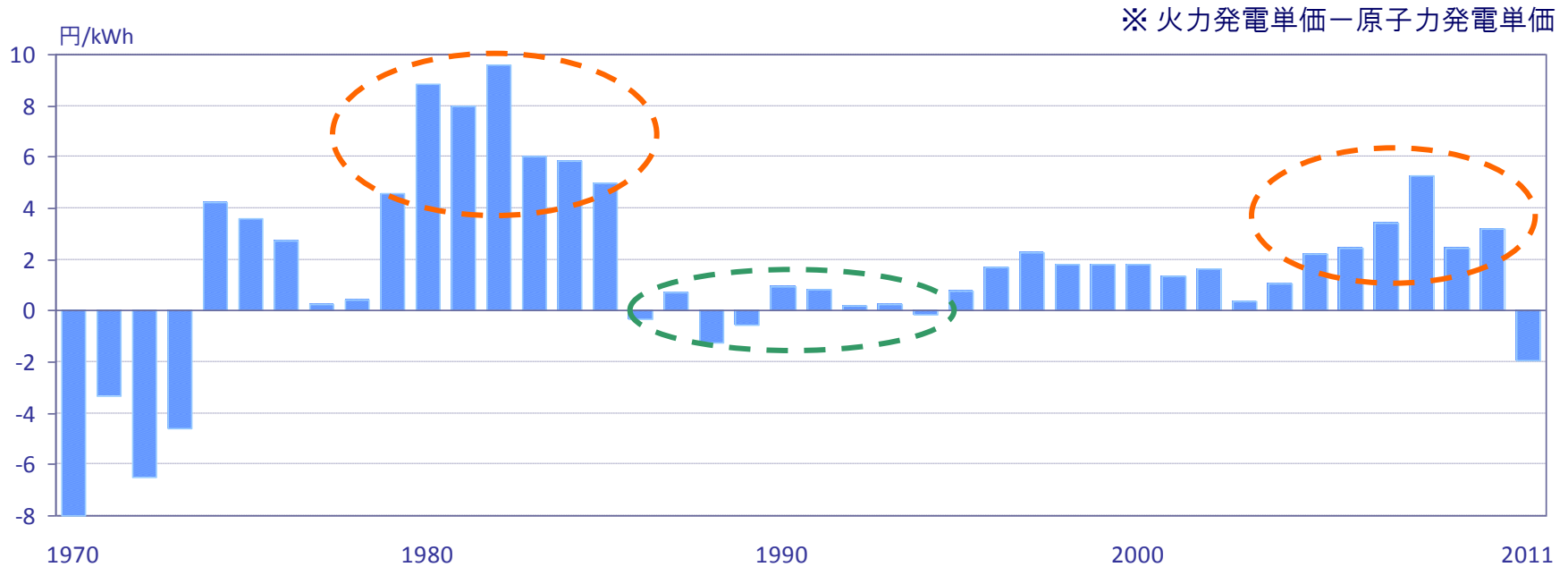
- ・ 1970～2011年平均発電単価は水力が最も安く、次いで原子力、地熱等（新エネルギー）、火力の順となる。火力発電単価のうち、66%を燃料コストが占める。
- ・ 水力発電単価が安いのは、原価償却済みの設備が多いことに起因する。仮に1970年度以降の運開分のみ限定すると、水力発電単価は15.3円程度と推計される。

原子力発電の資本コストにおける金利の影響



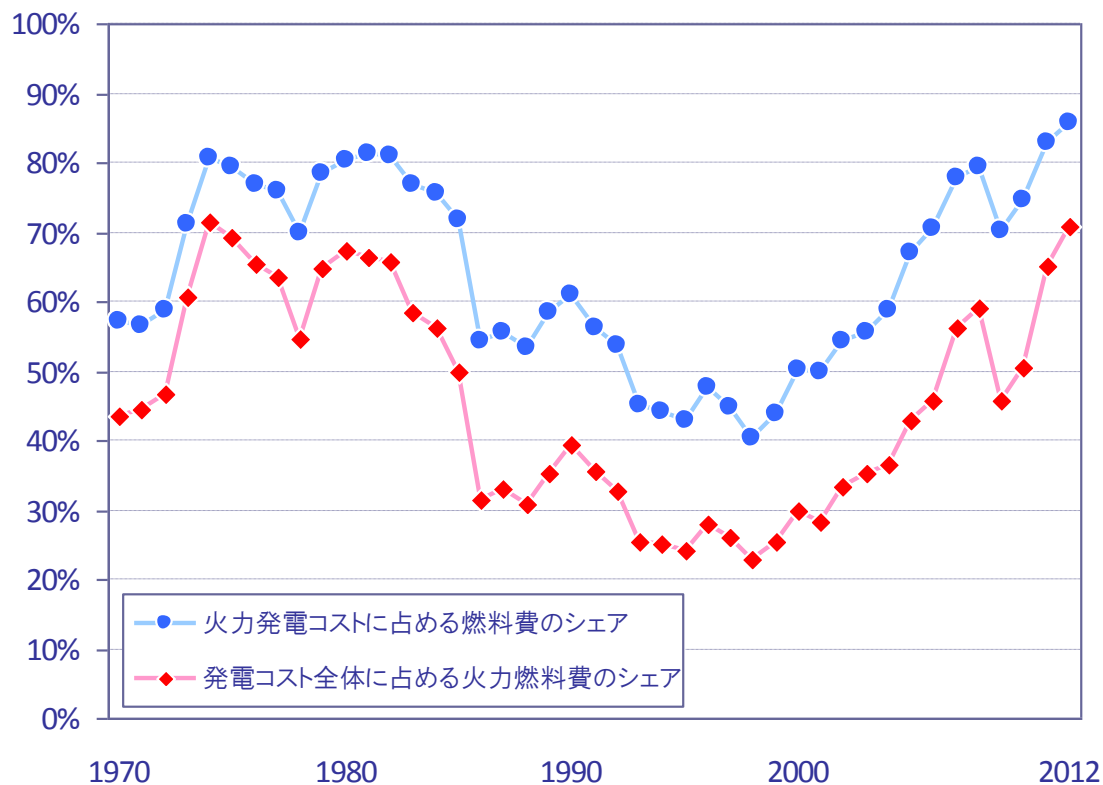
- ・ 電気事業者が利息を支払う際の実質的な金利(図中青線)は、長期プライムレート(橙線)とともに、1980年代までは高い水準にあったが、90年代以降急速に低下。これに伴い、原子力発電コストは1980年代から2000年代にかけて大きく低減した。
- ・ この金利の影響を評価するため、仮に現状程度の安い金利が過去継続していたと仮定して1970～2011年の原子力発電の平均コストを試算すると、前頁に示す7.0円/kWhよりも0.5円/kWhほど安価となる。
- ・ 今後、以前のような高い金利水準は想定しにくい一方で、電気事業者の資金調達環境はこれまでに比べ悪化する可能性がある。原子力発電の経済性が金利によって大きく左右される、という点については、特別な注意が必要。

火力発電単価と原子力発電単価との差(名目)



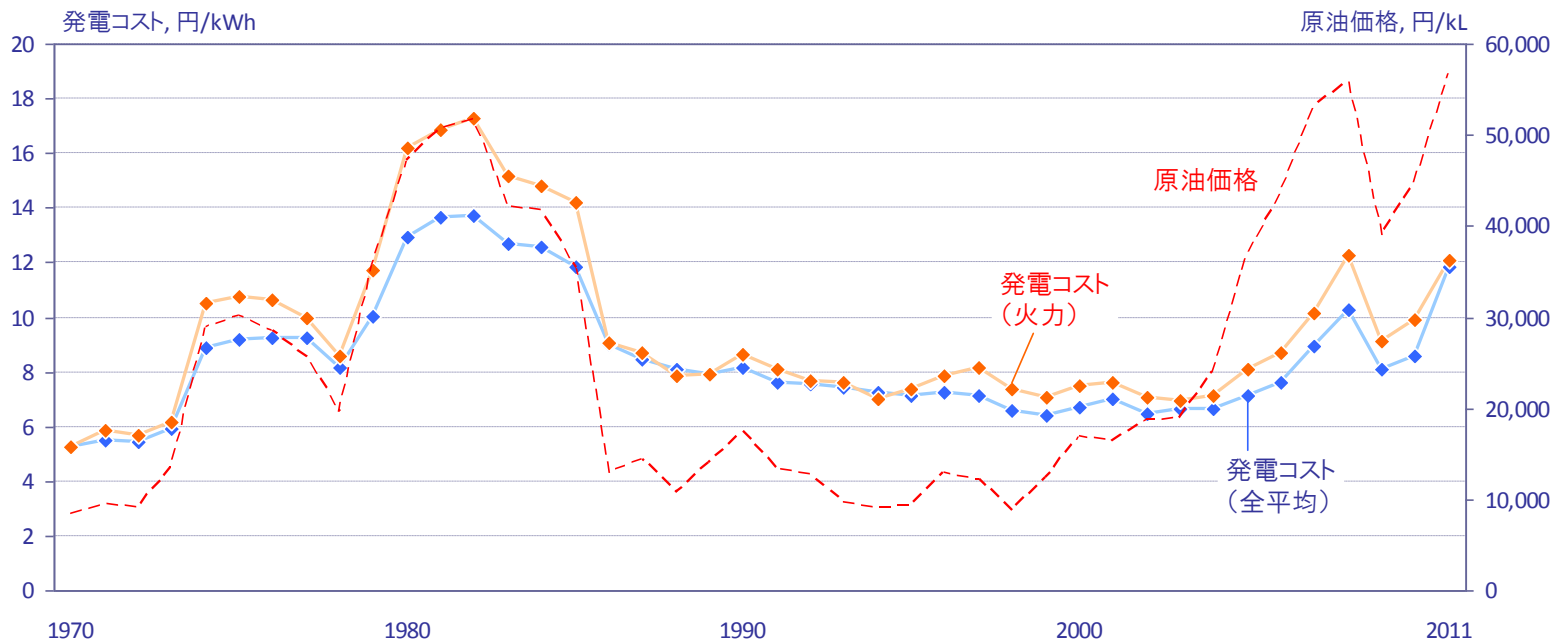
- ・ 過去、金利が比較的高く、かつ原油価格が低かった時期(1980年代後半～1990年代前半)には、原子力発電コストと火力発電コストはほぼ同等の水準にあった。立地や研究開発に係る費用等をも考慮すると、この時期には原子力発電には、コスト上の優位性は殆どなかったものと考えられる(化石燃料購入削減により国富流出を抑制する効果はあり)。
- ・ 一方で原油価格高騰時(1980年代前半及び2005～2010年度)には、原子力発電は火力発電に比べて著しく安価であり、仮に社会的費用等を考慮したとしてもこの差は埋らない。
- ・ 2011年度には原子力の設備利用率の低下により、コスト差が逆転している。このように、火力発電に対する原子力のコスト優位性はその置かれた状況によって大きく変化する。

火力燃料費のシェア

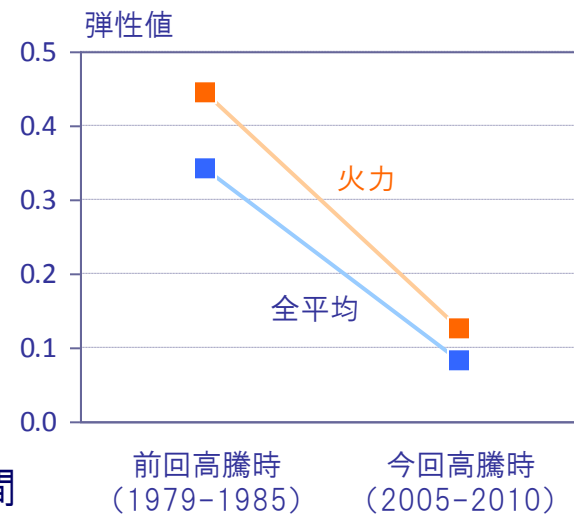


- ・ 火力発電コストに占める燃料費のシェアは1980年代には80%に及んでいたが、その後原油価格の低下に伴い40～50%程度まで低減。2005年以降再び上昇しており、2011年度83%、2012年度86%に。
- ・ 発電コスト全体に占める火力燃料費のシェアは2011年度65%、2012年度71%まで上昇。1980年代前半と同等以上の水準となっている。

原油価格と発電コストの推移

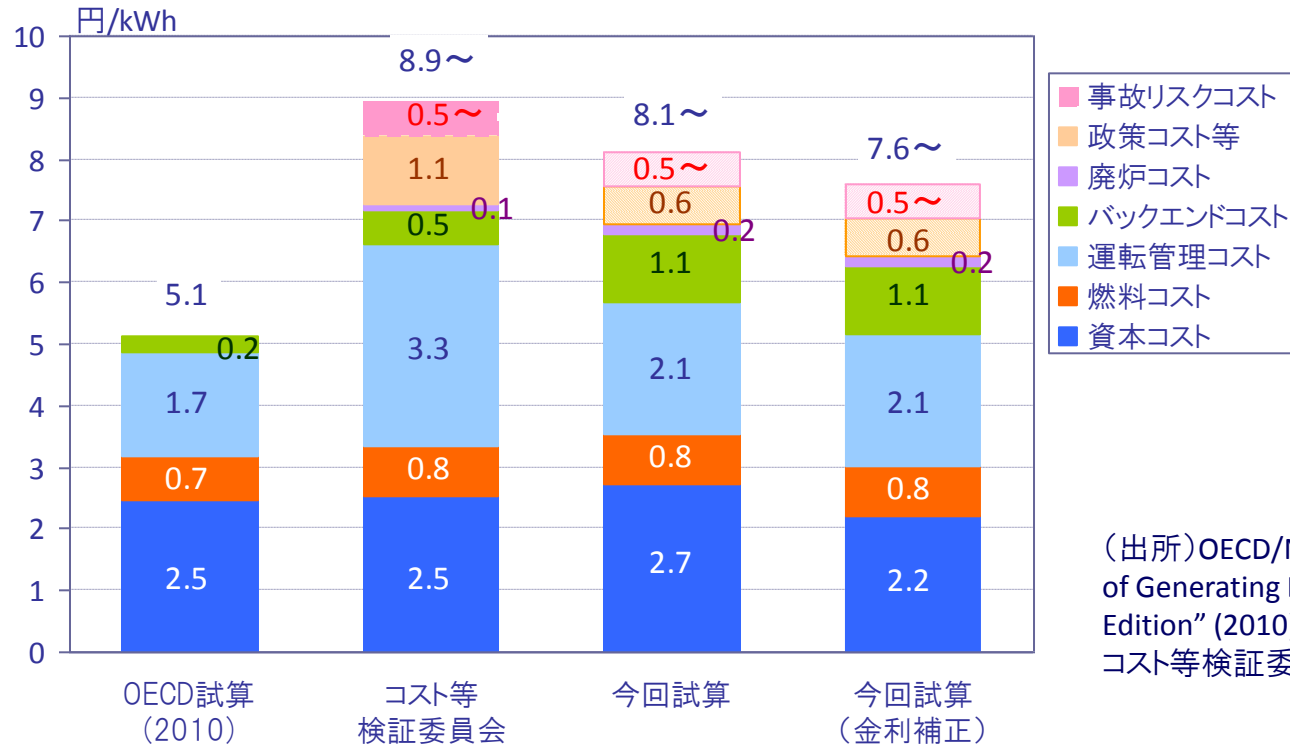


- ・ 1980年代前半及び2005年度以降、原油価格の上昇に伴い発電単価(火力及び全平均)が大幅に上昇。
- ・ 前回高騰時の対GDP弾性値(火力0.44、全平均0.34)に対し、今回高騰時では弾性値が低減(0.12及び0.08)。即ち、燃料多様化の努力が価格高騰リスクの低減に大きく寄与したことがわかる。
- ・ 全平均発電単価の火力発電単価に対する弾性値も0.77から0.66へと低減しており、火力発電内の分散化・シフトとともに、火力・原子力間での分散化も発電コスト安定のために寄与していることが伺える。



2. 発電コスト評価に係る論点の整理

原子力発電コスト評価の論点



- ・ 今回の評価結果に対し、仮に「コスト等検証委員会」の社会的費用から「将来発電技術開発」の研究開発費分(後述)を控除して加算すると、原子力発電の単価は8.1円/kWh以上(金利補正なし)及び7.6円/kWh以上(金利補正あり)、となる。
- ・ 資本コストを除いたコスト(既存設備による発電コスト)は、5.4円/kWh以上。
- ・ 今後の原子力発電の利用を考える際、コスト面から考慮すべき事項は、
①利子率(割引率)の影響及び②事故関連費用(除染等)の2点に集約される。
廃止措置及びバックエンド(高レベル放射性廃棄物、再処理等)に係るコストの影響は、実際にはさほど大きくない。

政策費用について

	原子力	石炭 火力	LNG 火力	石油 火力	一般 水力	コージェネ レーション	小水力	地熱	太陽光	陸上 風力	洋上 風力	ハ ⁺ 休マス	燃料 電池
立地	1,278.0	51.7	60.6	15.5	95.9	0.0	0.0	1.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
防災	91.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
広報 (周辺地域)	10.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
広報 (全国)	30.9	0.6	0.7	0.2	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
人材育成	10.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
評価 ・調査	324.0	1.2	0.7	0.2	0.9	0.0	0.4	1.5	2.3	1.8	0.0	0.6	0.0
発電技術 開発	36.1	31.6	17.2	0.0	0.0	0.0	2.6	7.5	77.5	23.8	42.8	2.7	0.1
将来発電 技術開発	1,401.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	50.6	0.0	0.0	13.5	22.7
導入支援	0.0	0.0	0.0	0.0	8.4	20.3	130.1	33.1	673.4	439.7	0.0	187.8	90.8
資源開発	9.5	43.9	374.8	104.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
備蓄	1.0	0.0	0.0	14,241.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CCS	0.0	44.3	29.8	7.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0
小計*	3,182.9	85.0	79.2	15.8	97.0	0.0	2.9	10.2	130.3	25.5	42.8	16.8	22.8
総計	3,193.4	173.2	483.7	14,368.7	105.4	20.3	133.1	43.2	803.7	465.2	42.8	204.7	113.5

単位:億円 (出所)コスト等検証委員会報告書

- ・「コスト等検証委員会」試算では、平成23年度予算に基づき「政策費用」を積算。原子力については3,183億円。軽水炉の発電費用に、高速増殖炉の研究開発費用を加算することの妥当性は疑問。
- ・一方で再生可能エネルギーについては、研究開発費を計上せず。
- ・これによる原子力発電単価への寄与は1.1円/kWhとされる(事故リスクコストと合わせて1.6円/kWh以上)。但しこの結果は、将来の日本、また諸外国を対象とした場合には参考とすることができない値。

① 「コスト等検証委員会」試算と実績値との比較

a. 運転管理コストの評価について(p.19)

② 原子力発電コストへの影響要因

a. 廃止措置(p.20-21)

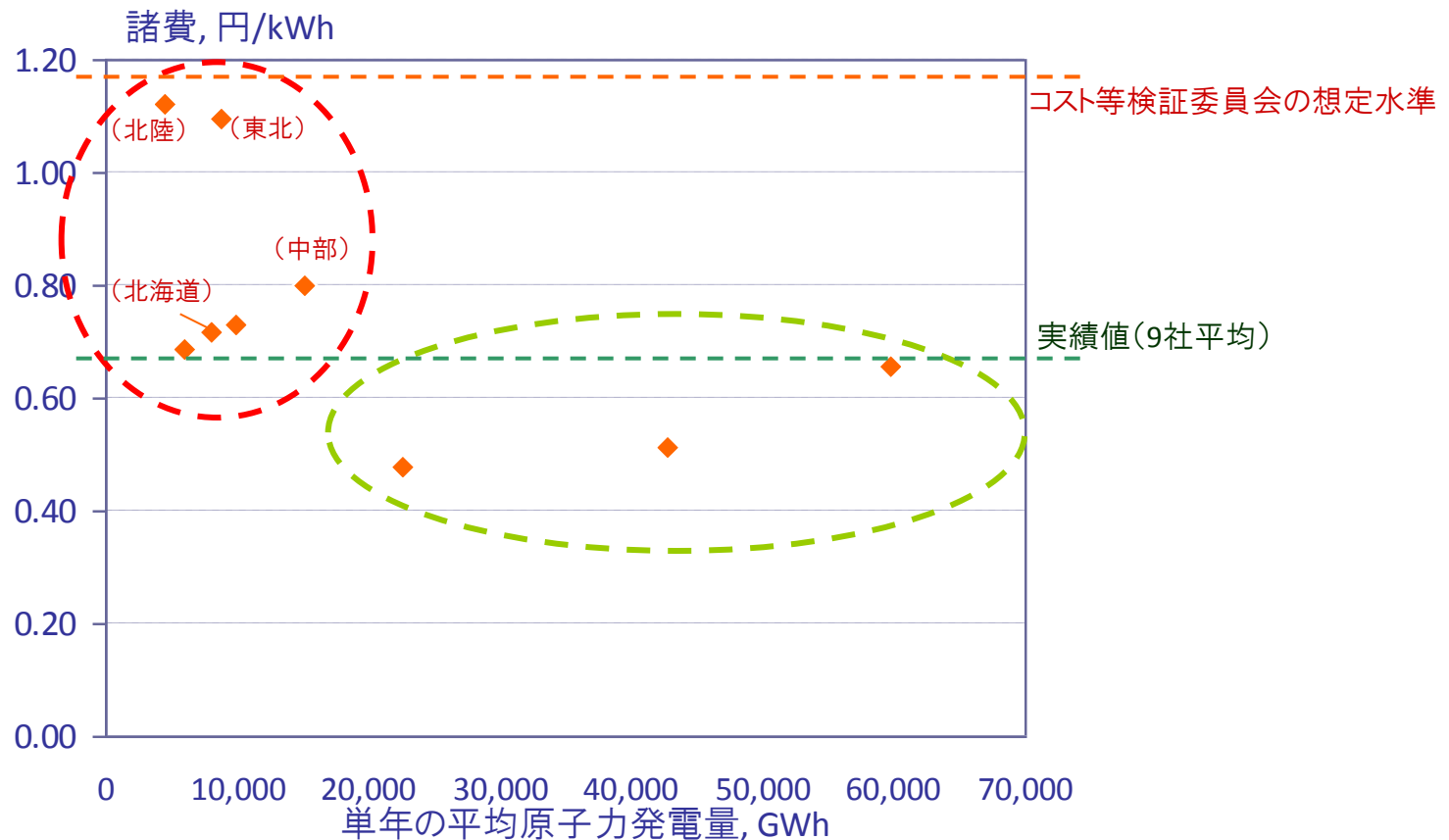
b. 高レベル放射性廃棄物処分(p.22)

c. 再処理(p.23)

d. 投資環境による影響(p.24-25)

e. 事故リスクコストについて(p.26-28)

「コスト等検証委員会」試算との比較：運転管理コストのうち、諸費



- ・「コスト等検証委員会」試算では、運転管理コストのうち「諸費」の単価は1.18円/kWh。一方、過去の実績値(9社平均)では0.64円/kWhと、相当の開きがある。
- ・「コスト等検証委員会」ではサンプルプラント(東北電力東通1号機、中部電力浜岡5号機、北陸電力志賀2号機及び北海道電力泊3号機)の平均値を参考に、運転管理コスト等を設定。修繕費及び諸費については、建設費のそれぞれ2.2%及び1.9%が年間の費用として計上されるものと想定。
- ・これらの電力会社は原子力発電設備の規模が比較的小さいため、運転管理コストが比較的高価に計上されているものと推測される。

廃止措置に係る費用

◎ コスト等検証委員会の評価

- ・ 原子炉の廃炉(廃止措置)に伴う費用は、電気事業者が毎年、当該施設からの発電電力量に応じて「原子力発電施設解体引当金」として積み立てている(平成元年より、電気料金算定上の料金原価に算入)。
- ・ ここでの評価に基づき、「コスト等検証委員会」では、廃止措置に伴う費用を680億円/基と評価。発電単価への寄与は0.1円/kWh。

◎ 諸外国での廃炉費用の評価例

※ 米国

- ・ これまでに運転を停止した23基の原子炉のうち、既に10基が廃止措置を完了。
- ・ 各電気事業者が積立て等によって準備すべき廃炉費用として、熱出力3,400 MWt以上の原子炉に対して、1億500ドル(PWR)～1億3,500ドル(BWR)(100～140億円/基程度)の下限を設定。

※ 仏国

- ・ 廃止措置費用を初期投資の15%と評価、積立てを実施(仮に1基4,400億円であれば、廃炉費用想定は660億円/基)。

※ 英国

- ・ 閉鎖済みのMAGNOX炉について、今後、2100年頃までに廃止措置を行う予定。見積もられている費用は1基あたり5～10億ポンド(800～1,700億円/基程度)。

米国Maine Yankee(メイン・ヤンキー)原子力発電所の廃止措置

Maine Yankee 原子力発電所は1972年から1996年まで、平均費用2.5セント/kWhで電力を供給。1997年に経済性を理由に閉鎖。以後8年の間に、ほぼ廃止措置プロジェクトを達成。要した費用は約5億ドル。



運転中のMaine Yankee 発電所

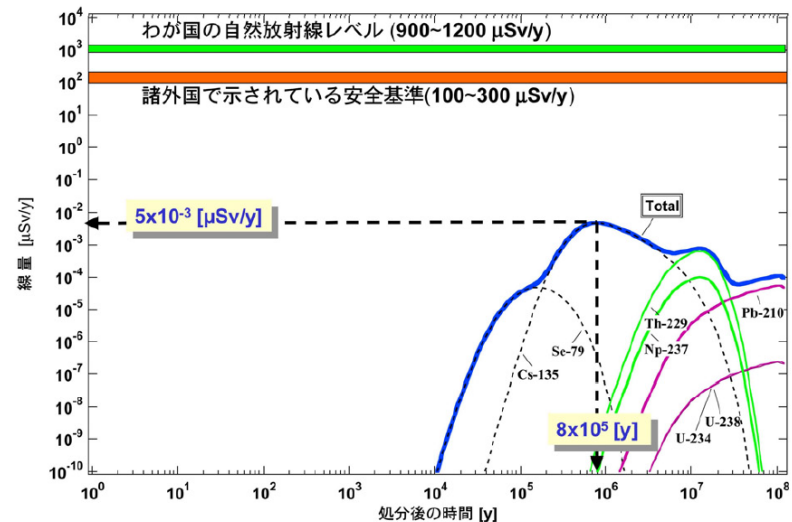
廃止措置完了後の跡地



高レベル放射性廃棄物処分に係る費用

- ・「コスト等検証委員会」では、高レベル放射性廃棄物処分に関しては、処分場の建設・操業に係る費用を2.7～2.8兆円程度と評価。これによる原子力発電コストへの寄与は、0.04円/kWh程度。
- ・一度埋設を完了したら、以後数十万年の間、人類は管理をしない方針であるため、その追加的なコストはかからない(より短期間の中間管理費用はかかる可能性あり)。
- ・仮に処分場の管理に10万年間、毎年10億円の費用がかかったとしても、累積の管理費用(現在価値換算)は計算上、330億円に止まり(割引率3%)、処分場建設費用(2.7～2.8兆円)に比べると、極めてわずか。
これらのことから、高レベル放射性廃棄物処分のコストの問題は、原子力の利用を考える際に大きな論点にはなり得ない。
- ・核燃料サイクル開発機構(現JAEA)等の評価によれば、日本においても、長期安全性を確保しつつ高レベル放射性廃棄物処分を実施することは可能とされる。しかしそれに異論を唱える人も存在する。
- ・このようなことから、高レベル放射性廃棄物処分については、コストよりも、その長期安全性と立地の可能性に関して、改めて国民的な議論がなされることが望ましい。

地層処分の長期安全性評価結果例

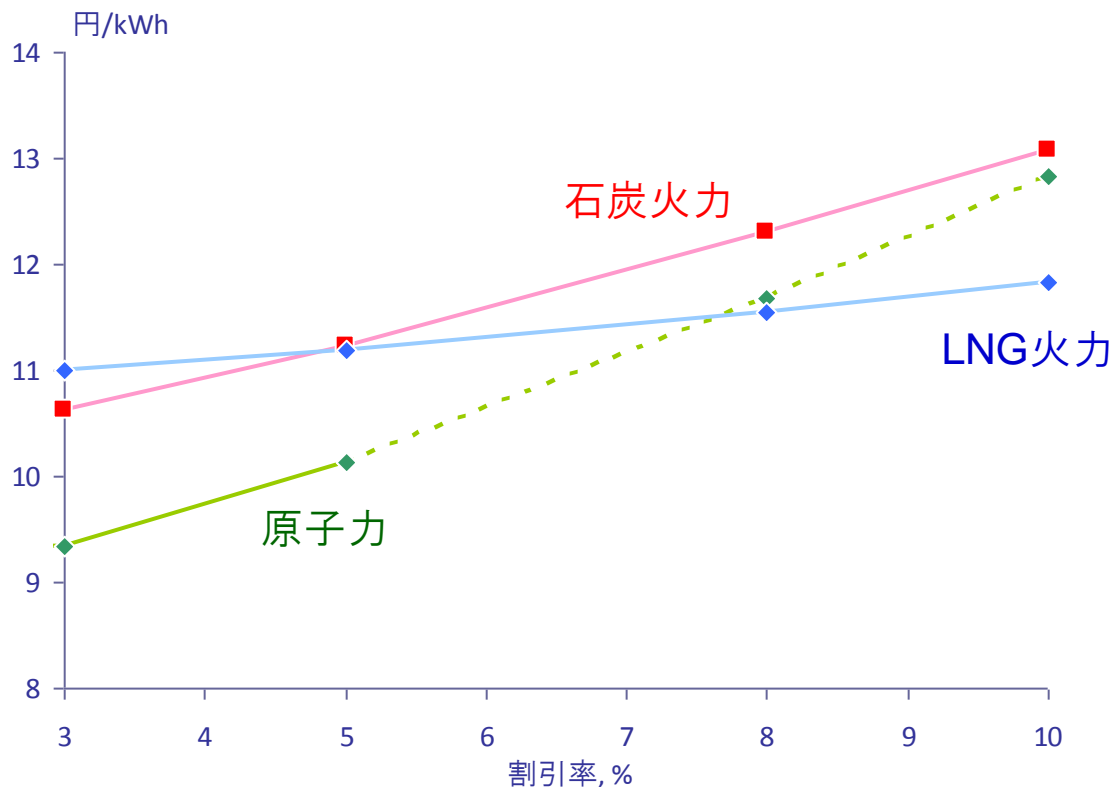


(出所)核燃料サイクル開発機構(1999)、
原子力発電環境整備機構(2010)

再処理に係る費用

- ・「コスト等検証委員会」では、再処理等については六ヶ所村施設の操業・廃止費用等を11.7兆円と評価、これを用いて発電コストへの寄与を0.46円/kWh程度(現状モデル、割引率3%)と試算。
- ・仮に、今後再処理施設操業が5年遅延し、施設の建て直しに相当する3兆円程度の追加コストがかかったと想定した場合でも、再処理等の費用は0.68円/kWh程度。従って、六ヶ所再処理工場建設計画の遅延等の影響は、限定的。

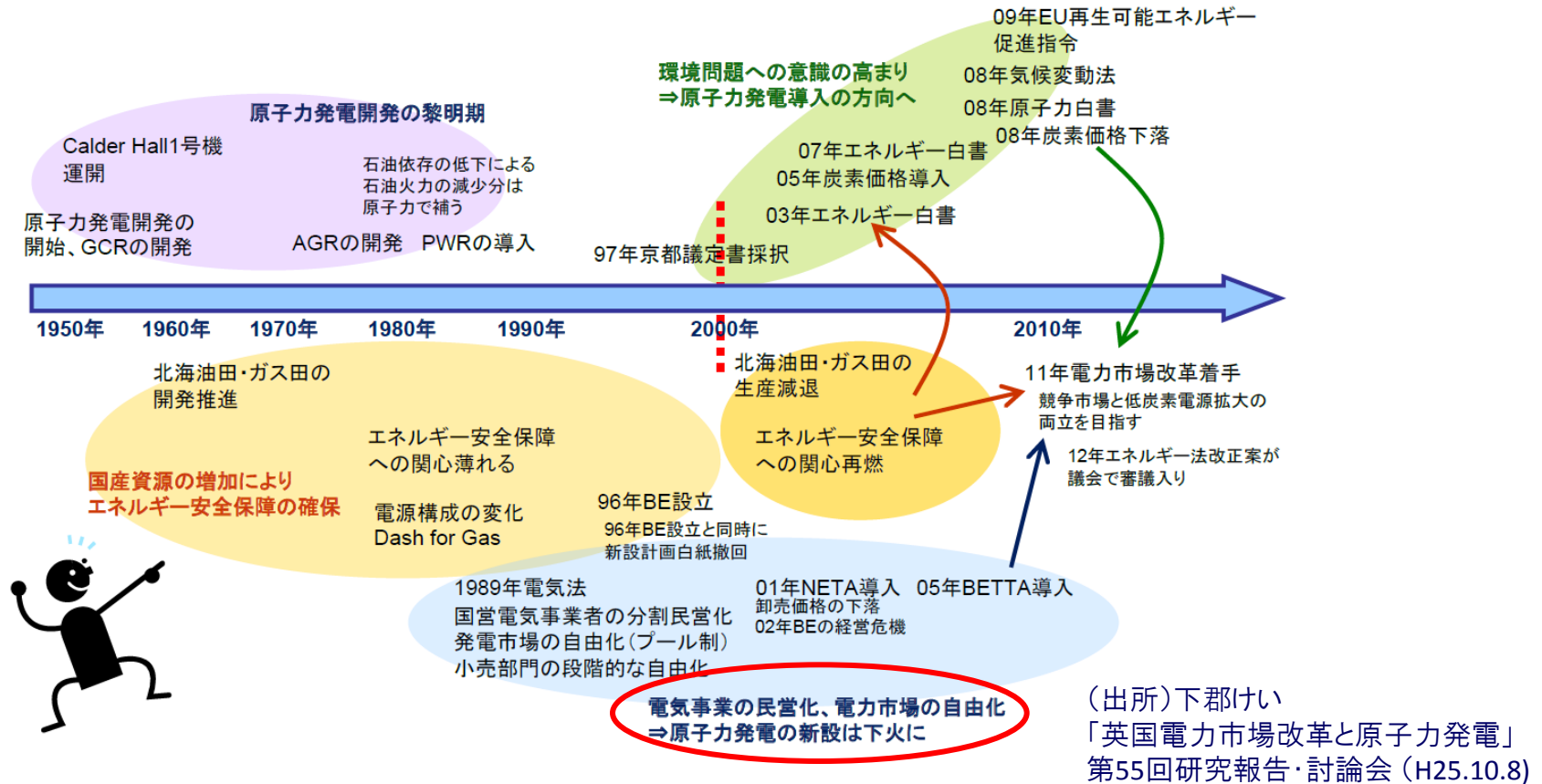
第1回原子力発電・核燃料サイクル技術等 検討小委員会資料抜粋				国内再処理に 伴い生じる費用	左記以外 (返還廃棄物関係費用)	備考
単位:百億円						
		最新 届出額				
六ヶ所 再処理	操業	927	日本原燃の最新事業計画に基づく建設等投資額、運転保守費、その他諸経費	927	—	六ヶ所再処理工場の費用 ⇒全て国内再処理関係費用
	廃止措置	154	コスト等検討小委時の単価・物量を基礎に、物価変動等の状況変化を反映	154	—	
返還高レベル 放射性廃棄物 管理	廃棄物貯蔵	29	日本原燃の最新事業計画に基づく建設等投資額、運転保守費、その他諸経費	—	29	海外への再処理委託に伴い返還される廃棄物の国内での管理費用 ⇒全て返還廃棄物関係費用
	廃止措置	1	コスト等検討小委時の単価・物量を基礎に、物価変動等の状況変化を反映	—	1	
返還低レベル 放射性廃棄物 管理	廃棄物貯蔵	18	コスト等検討小委時の建設等投資額、運転保守費、その他諸経費を踏襲	—	18	海外への再処理委託に伴い返還される代替取得廃棄物の国内での処分費用 ⇒全て返還廃棄物関係費用
	廃止措置	1	コスト等検討小委時の単価・物量を基礎に、物価変動等の状況変化を反映	—	1	
処分場への 廃棄物輸送	高レベル	10	—	9.7	0.6	六ヶ所での再処理で生じる廃棄物の輸送費用と、海外への再処理委託に伴い返還される廃棄物の輸送費用の合算値 ⇒「単価×国内再処理分廃棄物量」が 国内再処理関係費用
	低レベル	21	—	20.0	0.5	
廃棄物処分	高レベル	0.3	最終処分法に基づく提出単価×代替取得分高レベル放射性廃棄物量	—	0.3	海外への再処理委託に伴い返還される代替取得廃棄物の国内での処分費用 ⇒全て返還廃棄物関係費用 六ヶ所での再処理で生じる廃棄物の処分費用と、海外への再処理委託に伴い返還される廃棄物の処分費用の合算値 ⇒「単価×国内再処理分廃棄物量」が 国内再処理関係費用
	低レベル [地層処分]	37	最終処分法に基づく提出単価×最終処分法に基づく地層処分廃棄物量	34	2	
	低レベル [その他]	23	コスト等検討小委時の単価・物量を基礎に、物価変動等の状況変化を反映	23	—	
合計		1,222		1,168	54	



(出所)コスト等検証委員会試算シートより計算

- ・ 原子力発電は火力発電に比べ、発電コストに占める初期投資の影響がより大きい。このため割引率が高くなると、原子力発電のコスト競争力は顕著に低下する。
- ・ 政府による適切な施策がない場合には、原子力発電そのものの客観的な経済性とは関係なく事業者からみた投資リスクが増大し、原子力の新規導入は大幅に停滞する。

投資環境による影響：海外の事例



- ・ 英国では1989年以降、電気事業の民営化・市場の自由化に伴い原子力発電所新設は大きく停滞。現在、FIT(固定価格買取制度)の導入により原子力発電の新規建設再開を目指している。
- ・ また、新規原子力発電所建設計画の進む東南アジア諸国等では、莫大な初期投資をどのようにして行うかが大きな課題として認識されている。これらの国では、資金調達環境の整備が原子力の導入にとって不可欠。

「事故リスクコスト」について

「コスト等検証委員会」による事故リスクコストの計算方法は以下の通り。

前提①：福島第一原子力発電所事故の事故被害額を5.8兆円「以上」と想定。

前提②：2010年度の原子力発電電力量2,722億kWh

前提③：「40年の相互扶助」を想定。

⇒ 事故リスク費用として、以下の通り試算。

$$5.8 \text{兆円} \div 40 \text{年} \div 2,722 \text{億kWh} \\ = 0.5 \text{円/kWh} \text{「以上」}$$

(i) 損害期待値を算出する方法

モデルプラントについて、単位発電量当たりの事故による損害期待値を試算

$$\frac{\text{損害費用 (円)} \times \text{事故発生頻度 (1年あたりの事故発生確率)}}{\text{発電電力量 (kWh)}} = \text{損害期待値}$$

(ii) 相互扶助の考え方に基づく方法

事業者間での相互扶助の考え方に基づき、損害額を事業者同士で一定期間で支払う場合のコストを算出

$$\frac{\text{損害費用 (円)} \div \text{支払期間 (年)}}{\text{事業者の年間発電電力量}}$$

(出所)コスト等検証委員会

※ 40年に一度の確率で福島相当の事故が発生するとして、被害金額の期待値を計算したことに相当。

※ 仮に事故被害額が1兆円上昇すると、0.09円/kWhの発電コスト上昇となる。即ち、被害額10兆円(事故リスクコスト0.9円/kWh)程度では原子力発電のコスト競争力は大きくは失われない反面、50兆円(同4.5円/kWh)規模になると火力発電に比べてコストが高くなる、という結果に。

「事故リスクコスト」計算上の論点（1）

① 事故発生確率の評価

- ・ 事故の発生頻度は試算の方法によって大きく異なる。そもそも、過去数例のみの件数をもとに事故発生の確率を評価することには、方法論的・上、根本的な問題がある。

② 計算方法そのものに関する問題点

- ・ 「原子力事故のように、一度で極度に大きな被害を出すものについては、期待値をもってそのコストを算出すべきではない」、とする見解が存在。
- ・ 一方で、安全対策の目的が事故を防ぐことである以上、追加的安全対策費用を計上しながら、事故の発生確率の低減を見込まないことは不合理。

③ 他電源のコストとの比較

- ・ もし発電コストの中に事故リスクを含むのであれば、原子力のみならず、全ての電源においてそれを行うことが不可欠。

- ・ 「コスト等検証委員会」では原子力以外の発電方式においても無視できない事故リスクが存在することを認識はしたものの、その定量的な評価には至っていない。

- ・ 火力発電・水力発電で特に多く失われる「人命」の価値を費用換算することは、そもそも可能であるのか。

「OECD2010 NEA No.6861 原子力とその他のエネルギー源の事故リスクの比較」より引用

エネルギーチェーン	OECD 加盟国			OECD 非加盟国		
	事故件数	死亡者数	死亡者数 ／年間発電量(GW)	事故件数	死亡者数	死亡者数 ／年間発電量(GW)
石炭	75	2259	0.157	1044	18017	0.597
石油	165	3713	0.132	232	16505	0.897
天然ガス	90	1043	0.085	45	1000	0.111
LPG	59	1905	1.957	46	2016	14.896
水力	1	14	0.003	10	29924	10.285
原子力	0	0	-	1	31*	0.048

注 *は事故直後の死亡者のみである。

各電源の発電コストとして試算すべきかどうかを含めて検討が必要ではないか？

(出所)コスト等検証委員会第4回資料

「事故リスクコスト」計算上の論点（2）

事故発生頻度	説明
1.0×10^{-5} /炉年	既設炉の早期大規模放出頻度に対するIAEAの安全目標に基づく頻度 福島事故の教訓を反映し、今後建設される炉のシビアアクシデント発生頻度は、少なくともIAEA安全目標を満足すると想定
2.1×10^{-4} /炉年	福島第一1～3号機とも東日本大震災の大津波を起因としていることから、本事故を1事象とし、TMI-2、チェルノブイリ-4事故とともに3事故として、世界の商業炉の運転年数から算定した頻度 福島第一と同じ旧タイプの炉を、今回の事故経験を踏まえた安全対策を行わずに供用し続けることと同義
3.5×10^{-4} /炉年	福島第一1～3号機の事故発生を独立事象とし、TMI-2、チェルノブイリ-4事故とともに5事故として、世界の商業炉の運転年数から算定した頻度 福島第一と同じ旧タイプの炉を、今回の事故経験を踏まえた安全対策を行わずに供用し続けることと同義
6.7×10^{-4} /炉年	福島第一1～3号機とも東日本大震災の大津波を起因としていることから、本事故を1事象として国内商業炉の運転年数から算定した頻度 福島第一と同じ旧タイプの炉を、今回の事故経験を踏まえた安全対策を行わずに供用し続けることと同義
2.0×10^{-3} /炉年	福島第一1～3号機の事故発生を独立事象として国内商業炉の運転年数から算定した頻度 福島第一と同じ旧タイプの炉を、今回の事故経験を踏まえた安全対策を行わずに供用し続けることと同義

(出所)原子力委員会

- ・ 日本経済研究センターでは除染にかかる費用総額を12～55兆円と評価、これに対し「最大リスクを検討するため」、 2.0×10^{-3} /炉・年の事故発生確率を用いて事故リスク対応費用(保険料)を算出している※。
- ・ 但しこれはあくまでも「原子力委員会が提示した事故発生頻度の中での最大」であって、実際にはその幅はより大きくも、小さくもあり得る。

※ 日本経済研究センター「中期予測の論点」
平成24年3月9日

※ もし今後、本当に40年に1度、もしくはそれ以上の確率で福島級の事故が発生するのなら、そもそもコストを論じるまでもなく、原子力の撤退を真剣に考えるべき。

⇒ ここで議論されているのはコストの問題ではなく、安全性向上の可能性の問題であることを認識する必要がある。

- ・ 前述の通り「事故リスクコスト」の計算には根本的な問題があり、単純な「発電原価」(円/kWh)に含めて適切に評価することは、事実上不可能。
- ・ 将来の事故のリスクや、福島事故に係る費用の評価は極めて重要な問題であり、発電コストとは別の問題として慎重に扱うことが必要。全ての問題を単純な「コスト」に換算して優劣を競おうとする姿勢は、問題の本質を見失わせることになる。

まとめ

- ・ 海外での試算例に比べ、日本では実績値としての原子力発電単価は相対的に高い水準にある。しかし過去、特に原油価格高騰時にあっては火力発電に対する原子力発電の相対的なコスト優位性は強く、エネルギー価格高騰のリスクを低下させるためにも大きな役割を果たしてきた。
- ・ 原子力発電を利用することの意義は、化石燃料価格の推移や気候変動問題への対処に強く依存する。今後、長期にわたって高い化石燃料価格の持続が予想され、かつエネルギー起源の二酸化炭素排出量の大幅な削減が目指される限りにおいて、原子力発電は火力に比べ、立地や研究開発、高レベル放射性廃棄物処分、再処理、廃炉等に係るコストを全て含んだとしてもコスト競争力を有し、かつ価格高騰リスクの分散に寄与し得る。
- ・ 但し、今後電力市場の自由化が目指される中で、電気事業者からみた資金調達環境が悪化した場合には、客観的な発電コストの如何にかかわらず、原子力発電開発が停滞する可能性がある。損害賠償に係る制度も含め、今後目指されるエネルギーミックスに向けて、適切な制度設計が求められる。
- ・ 「事故リスク」に係るコストを各種電源について適正に評価することは、事実上誰にもできない。「各電源の発電に付随するコスト」、「各電源の安全性」、「電気事業制度のあり方に伴う国民負担」等はそれぞれが重要な問題である。別個の問題を混同して単純に原子力や再生可能エネルギーの優劣を競うのではなく、種々の問題をその特有の相のもとに冷静に扱う姿勢が、今後は必要となる。

[参考資料]

[参考] 原子力を早期廃止した場合にかかるコスト

仮に原子力発電を直ちに停止し、以後発電所維持等の費用を一切かけないとした場合、以下の(A)と(B)の差が正味のコスト増となる。

(A) コスト: 化石燃料の購入額増加

- ・ 燃料構成や化石燃料価格、為替レート、火力発電効率等の変化に応じて2~4兆円/年程度の費用増(2010→2012年度の実績レベルでは3.6兆円/年)。
- ・ 化石燃料の購入増加は日本にとって純粋な国富の流出であることに注意する必要あり。

(B) ベネフィット: 原子力発電の継続に係る費用の節約

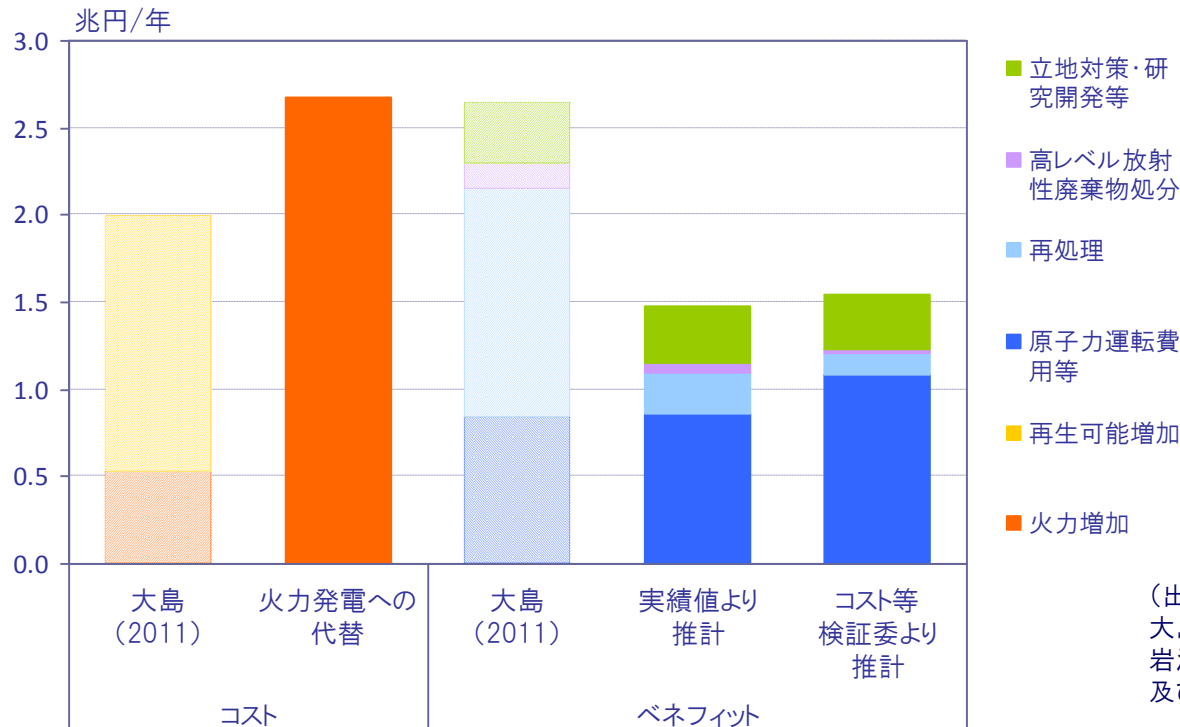
- ・ 原子力発電所の操業等に係る費用・・・運転管理費や、核燃料サイクル関連費用・廃炉費用・放射性廃棄物処分費用等の追加分。
(H23年度実績ベースで合計1.2兆円/年)
- ・ 立地対策・研究開発等に係る費用・・・実績ベース(コスト等検証委員会)では0.3兆円/年。

※ 原子力発電を全廃した場合にも必要な原子力関連費用

- ・ 原子力発電の資本費用(減価償却費等)・・・H23年度実績ベースで0.5兆円/年。
- ・ 廃炉費用の未積立分・・・全社計で1兆円超と推計される。
- ・ その他、バックエンド費用等

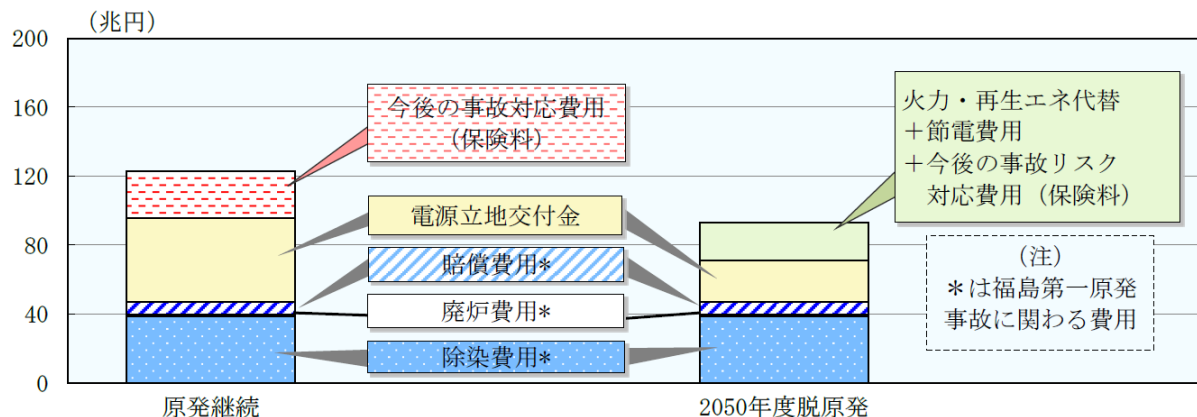
※ 実際には、仮に即時廃止したとしても操業や立地・研究に係る費用をすぐに全廃はできない上に、電力会社の経営悪化や電気料金値上げに伴う混乱・社会的損失も決して無視できない。

[参考] 脱原子力によるコストとベネフィット



- ・ 大島(2011)は今後15年間の「脱原発」のコストとベネフィットを概算。特に再処理費用が高く評価されており、「全量再処理を実施する場合にのみ原子力は高価」であることを主張する試算結果と理解される。
- ・ 再処理については六ヶ所再処理工場及び第二再処理工場のコストを合計して15年で除し、年間の費用としている。実際には再処理工場は15年間のみ稼働するものではない。一方、もし今後15年間にかかり得る費用を単純に合計するのであれば、第二再処理工場の費用は計上されないはず。
- ・ 一方で火力の燃料増加は、15%の節電分を控除して計算。実際には、脱原発の如何にかかわらず省エネルギーの努力は続けるべきであり、脱原発のオプションとその可否を考える際に、一方にのみ節電を想定すべきではない。
- ・ 仮に脱原発のコストとして2030年に向けた火力効率向上や輸入天然ガス価格低減を想定、ベネフィットとして実績値、もしくは「コスト等検証委員会」に準じて推計すると、上図の通りとなる。
- ・ 化石燃料の輸入は再生可能エネルギーや原子力のコストとは異なり、純粋な国富流出である点にも注意が必要。

図 1-1 原発継続と 2050 年脱原発の費用試算の比較(40 年総額)



(注) 森林は 100%除染 (2800 万 m^3) を前提に、除染費用は低レベル放射性廃棄物の処理費用をベースに試算。廃炉費用は 1.2 兆円、賠償費用は約 7 兆円。電源立地交付金は防護地域を原発立地点から半径 10km→半径 30km にしたことにより 6.7 倍に増加すると仮定。原油は 2035 年に 235 ドル/バレルでその後は横ばい

(出所) 日本経済研究センター
「原発を残すには一事故対応費用の明示、官民の事業団へ一本化を」
(平成25年1月9日)

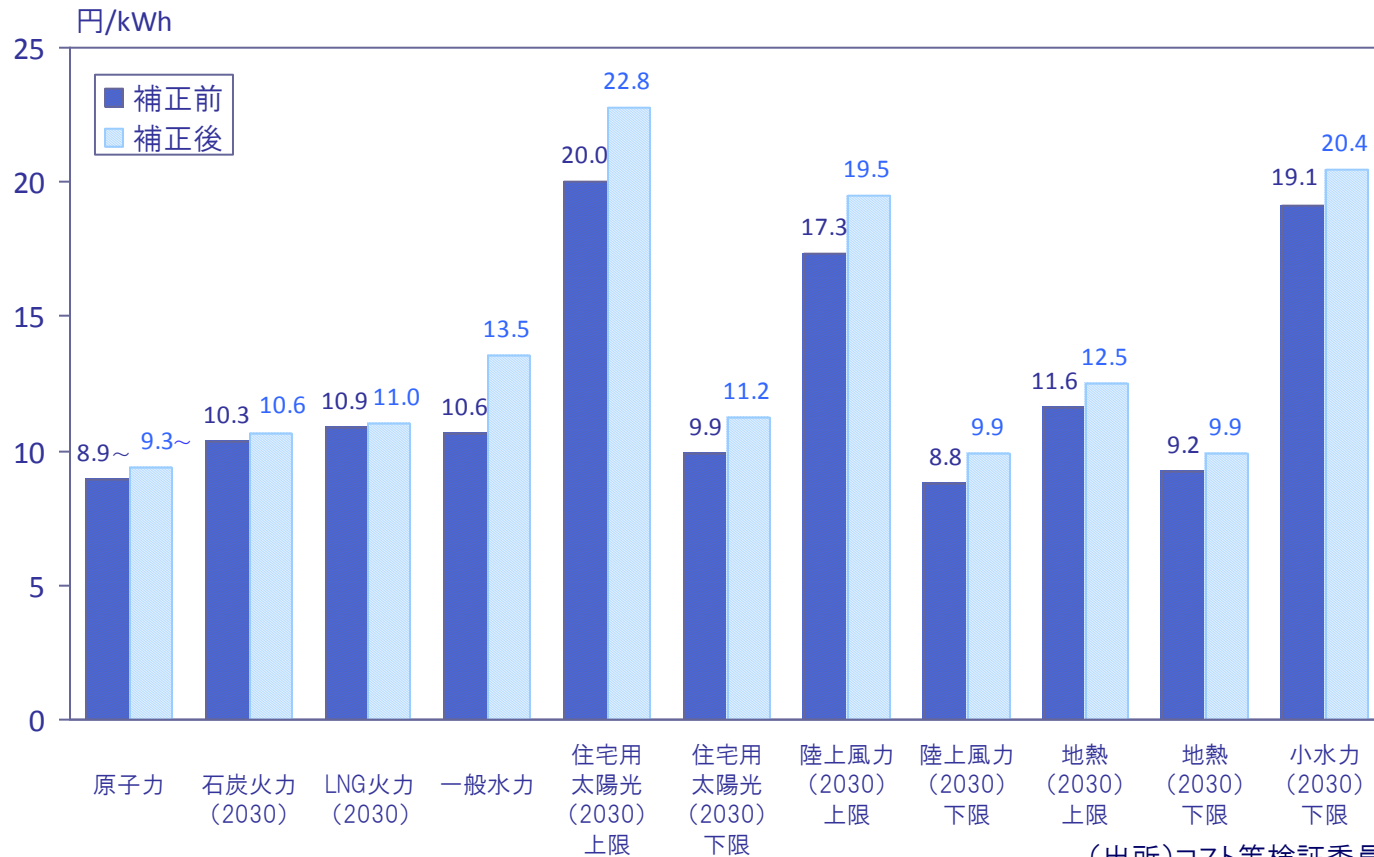
・ 日本経済研究センターは原子力継続/脱原子力の2つのケースについて、2050年までの累積費用総額をそれぞれ120兆円/90兆円と評価。但しCO₂削減目標を高く設定すれば、高い保険料を支払っても原子力維持が望ましくなる、とも述べられている。

・ この試算においては図1-1に示される通り、原子力継続ケースで「電源立地交付金」が非常に高く設定されていることが大きな特徴。防護地域が30kmに拡大されたことに伴い、交付金が「6.7倍に増加」するものと想定。

・ 実際には、立地交付金は防護地域の範囲によって定められるわけではなく、30km範囲の緊急時防護措置準備区域(UPZ)の考え方が導入された後も、交付金制度は変更されていない。

・ 平成21年度の電源立地地域対策交付金予算額1,117億円のうち、周辺自治体への交付分(原子力発電施設等周辺地域交付金相当部分)は303億円のみ※。40年間の累積では1.2兆円程度であるが、仮にこれが数倍に増加したとしても、日本経済研究センター試算の50兆円規模には達しない。

[参考] 減価償却の計算法に係る論点(コスト等検証委員会試算)



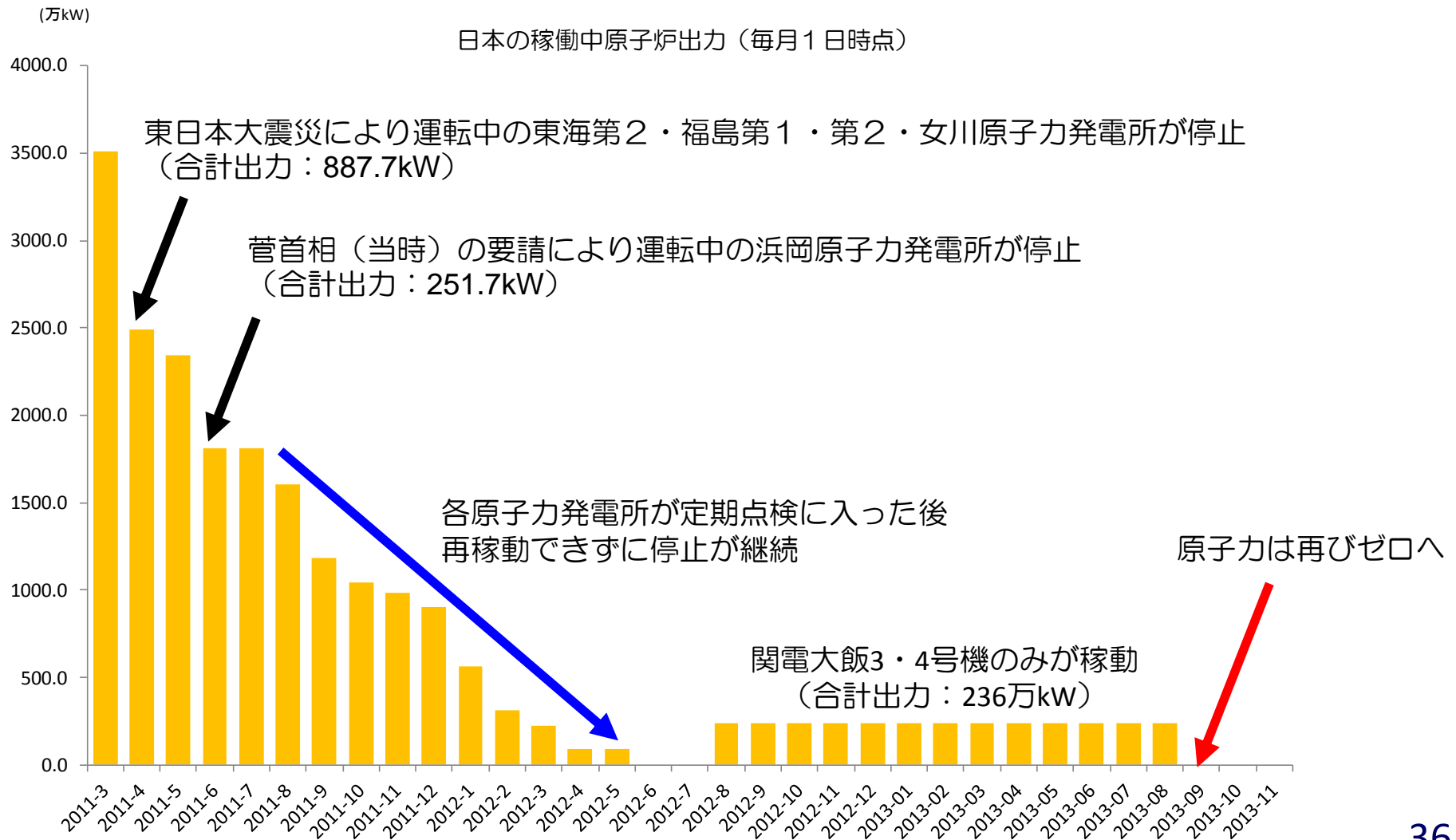
- 一般的なLCOE法では、初期建設費用についてはその費用発生時に計上、もしくは減価償却費として割引かずに計上することが多い。これに対し、「コスト等検証委員会」試算では、プラント建設に係る費用を減価償却費として、「割引いて」計上。
- 仮に減価償却を割引かずに試算した場合、原子力発電コストは8.9円/kWhから9.3円/kWhまで、住宅用太陽光下限(2030年)は9.9円/kWhから11.2円/kWhまで上昇。特に再生可能エネルギー発電のコスト計算時や、割引率を変化させた場合に、この影響が大きく現れる。

②福島事故後の発電コストの推移及び電気事業財務の評価

1. 福島事故後の発電コストの推移

日本の原子力発電の現状

- ・ 福島事故前、約3500万kW稼働していた原子力は順次停止し、2013年12月現在ゼロの状態



日本の電源構成の現状

- ・ 福島事故前、約30%の発電を担っていた原子力が、ほぼゼロの状況
- ・ 原子力の代替となっているのは火力であり、H24年度には約90%が火力発電

石油15%・LNG50%・石炭25%程度



(出典) 資源エネルギー庁 電力調査統計 発電実績 (総括)

評価方法

(発電コスト)

- ・ 2008～2012年度の一般電気事業者10社と卸電気事業者2社(電源開発・日本原子力発電)の財務諸表等に基づき発電コストを試算。

$$\text{発電コスト(円/kWh)} = \frac{[\text{電気事業営業費用}] + [\text{支払利息}]}{\text{発電電力量(送電端)}}$$

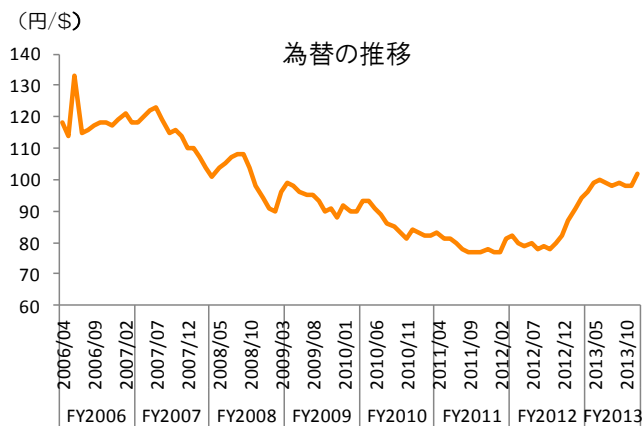
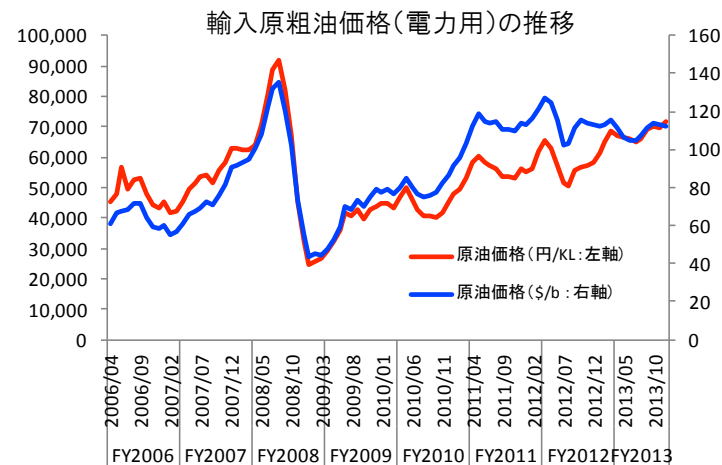
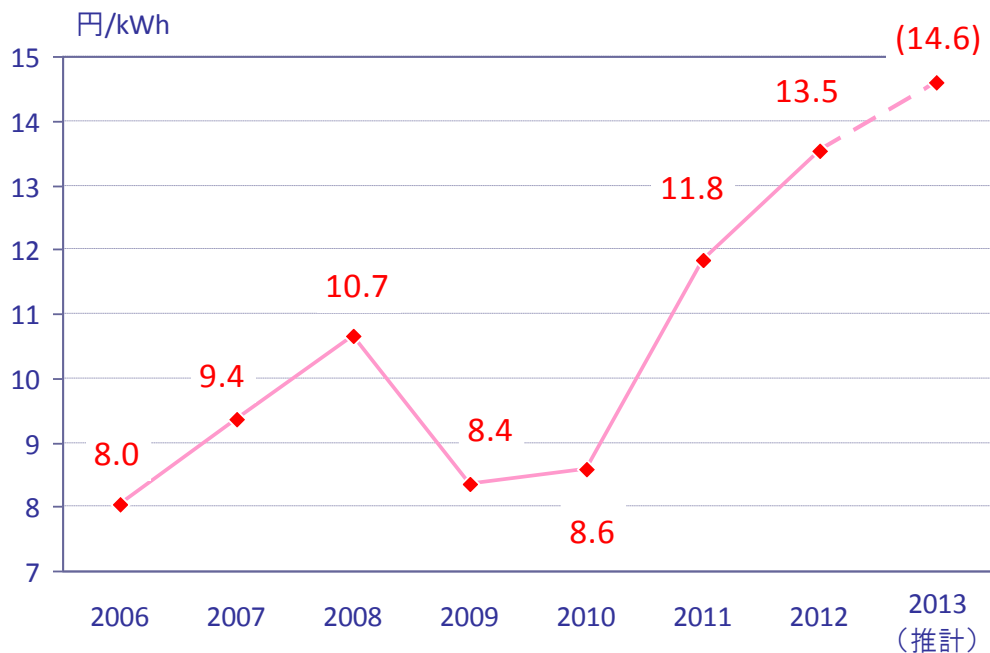
- ・ 手法は、長期推移と同様。ただし、短期間比較であるためGDPデフレーターを用いた実質化は行わないこととした。
- ・ 水力、火力、原子力、新エネルギーごとに発電コストを集計

(電気事業者の財務状況)

- ・ 2008～2012年度の沖縄電力^(※)を除く、一般電気事業者9社の有価証券報告書及びファクトブック等を用いて財務状況进行评估。

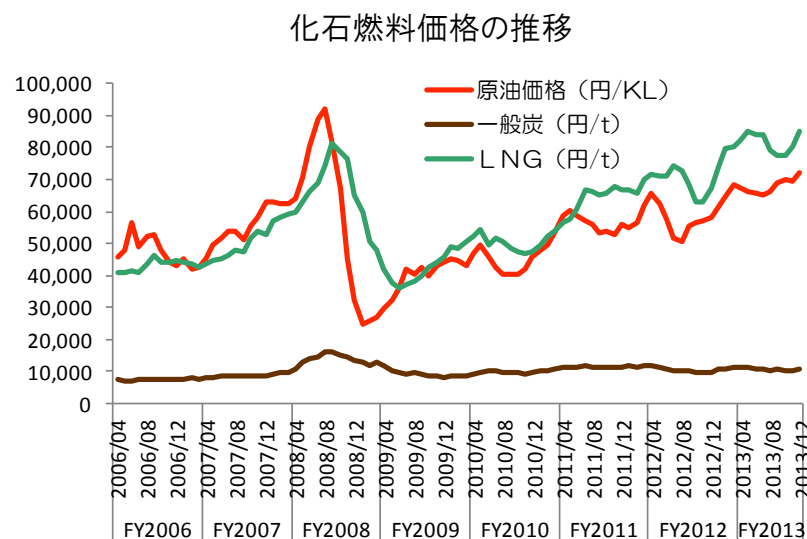
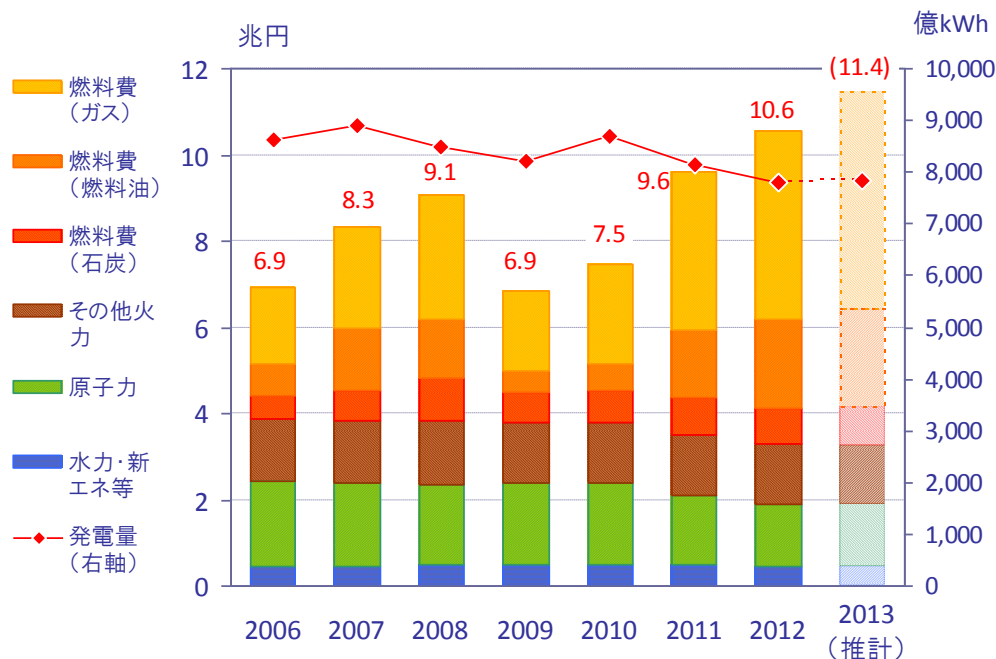
(※)原子力停止による財務への影響を評価するため、原子力を保有しない沖縄電力を除外

発電単価(12社平均)の推移



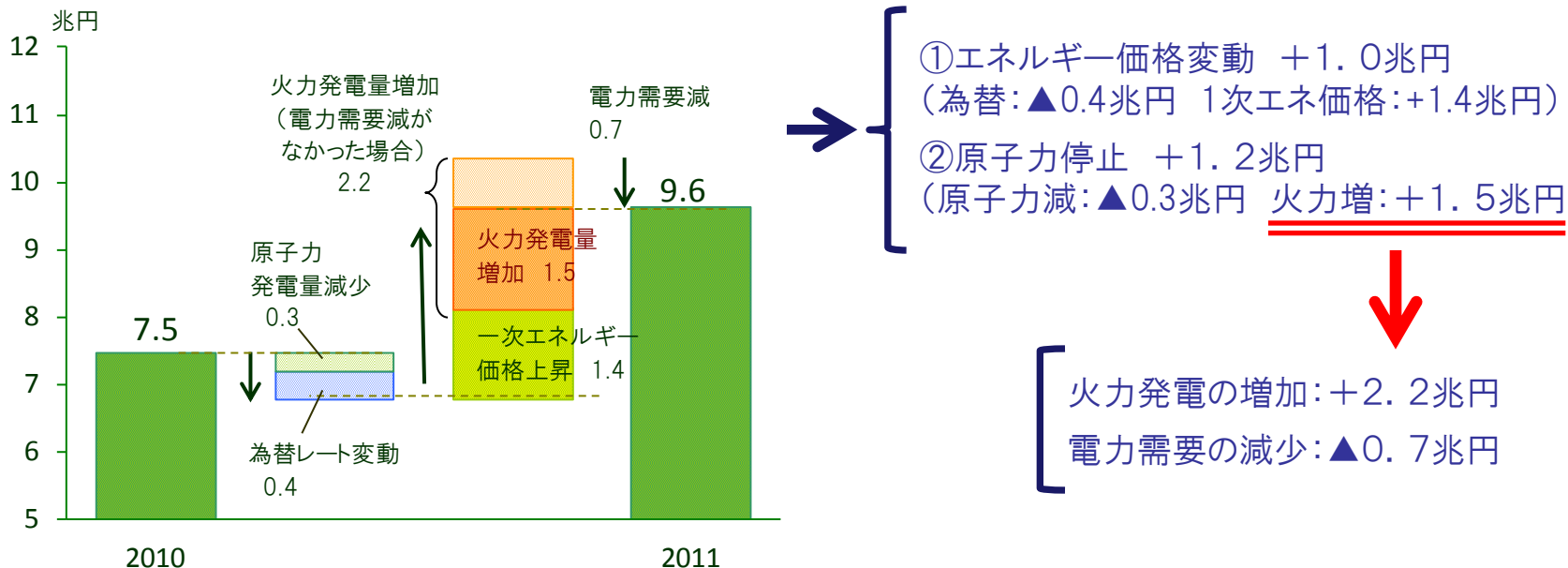
- ・ 2006年度には8.0円/kWhであったが、原油価格の高騰により2008年度には10.7円/kWhに上昇
- ・ その後、原油価格の下落により発電単価も低下し、2010年度には8.6年/kWhに
- ・ 福島事故後は、発電単価は急激に上昇し、2012年度には13.5円/kWhと約1.6倍に
- ・ 原子力停止による発電単価上昇は著しいものの、為替水準の円高に上昇が抑えられている。

発電総費用(12社計)の推移



- ・ 発電総費用は、原油価格が高騰した2008年度に、9.1兆円に上昇し、その後2010年度には7.5兆円まで減少。
- ・ 福島事故後、再び上昇し2012年度には10.6兆円に
- ・ 総費用に占める燃料費の割合は2010年度の49%から2012年度には69%に上昇
- ・ 2010年度から12年度にかけて燃料費増加の内訳は、「**ガス:約2兆円、燃料油:約1.5兆円、石炭:約600億円**」となっており、LNG火力や石油火力の稼働が向上していること、化石燃料価格の上昇に関してガス・石油が石炭と比較して顕著であったことを反映している。

発電総費用(12社計)の変化要因分析(2011年度)



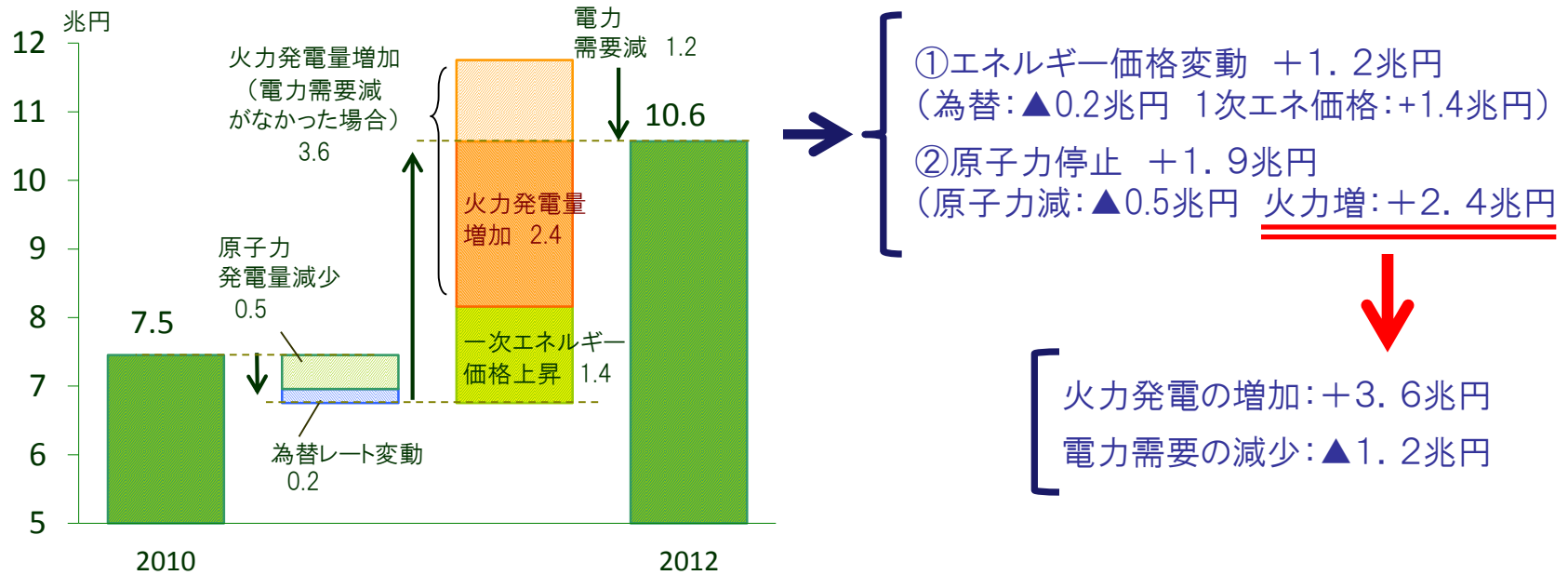
・2010年度から11年度にかけての総費用変化+2.2兆円の主たる要因は、「①エネルギー価格変動」と「②原子力発電所が停止したことによる影響」の2つに大別される。

①エネルギー価格については、為替水準の円高により、0.4兆円減少する一方で、1次エネルギー価格の上昇により1.4兆円増加しており、両者により約1兆円の費用増加が生じた。

②原子力発電所が停止したことによる影響については、原子力関係費用が0.3兆円減少する一方で、火力発電電力量が増加したことにより1.5兆円増加しており、約1.2兆円の費用増加が生じた。

・2010年度から11年度にかけては節電等の影響により、電力需要が減少しており、仮に2010年度並みの電力需要であった場合には、火力発電の増加による影響は約2.2兆円の費用増と推計される。

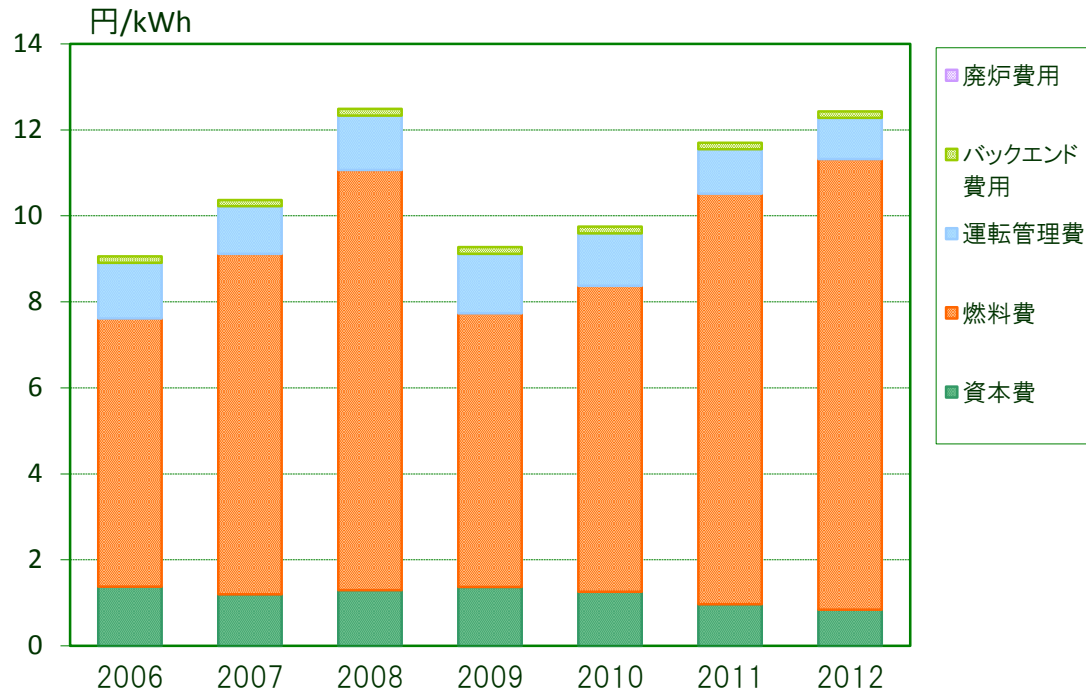
発電総費用(12社計)の変化要因分析(2012年度)



・2012年度の国富流出は、10年度と比較し3.6兆円増加している。

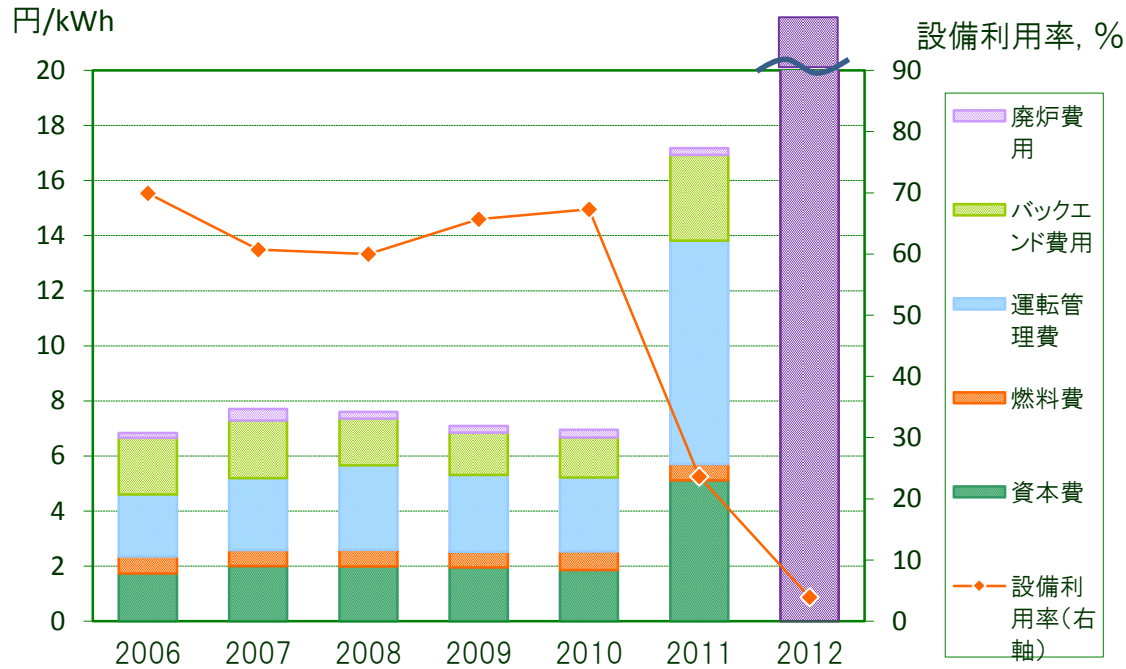
- ①エネルギー価格については、為替水準の円高により、0.2兆円減少する一方で、一次エネルギー価格の上昇により1.4兆円増加しており、両者により**約1.2兆円の費用増加**が生じた。
- ②原子力発電所が停止したことによる影響については、原子力関係費用が0.5兆円減少する一方で、火力発電電力量が増加したことにより2.4兆円増加しており、**約1.9兆円の費用増加**が生じた。
- ・2012年度の電力需要が、仮に2010年度並みであった場合には、火力発電の増加による影響は**約3.6兆円の費用増**と推計される。

火力発電単価の推移



- ・火力発電の発電単価は、2010年度の9.75円/kWhから11年度には11.70円/kWh、12年度には12.43円にまで上昇した。
- ・2011年度の発電単価のうち、燃料費は9.55円/kWhで約80%を占めている。12年度については、燃料費は10.48円/kWhで約85%を占めている。
- ・火力発電は固定費の比率が低く、変動費すなわち燃料費が多く占められている状況にある。

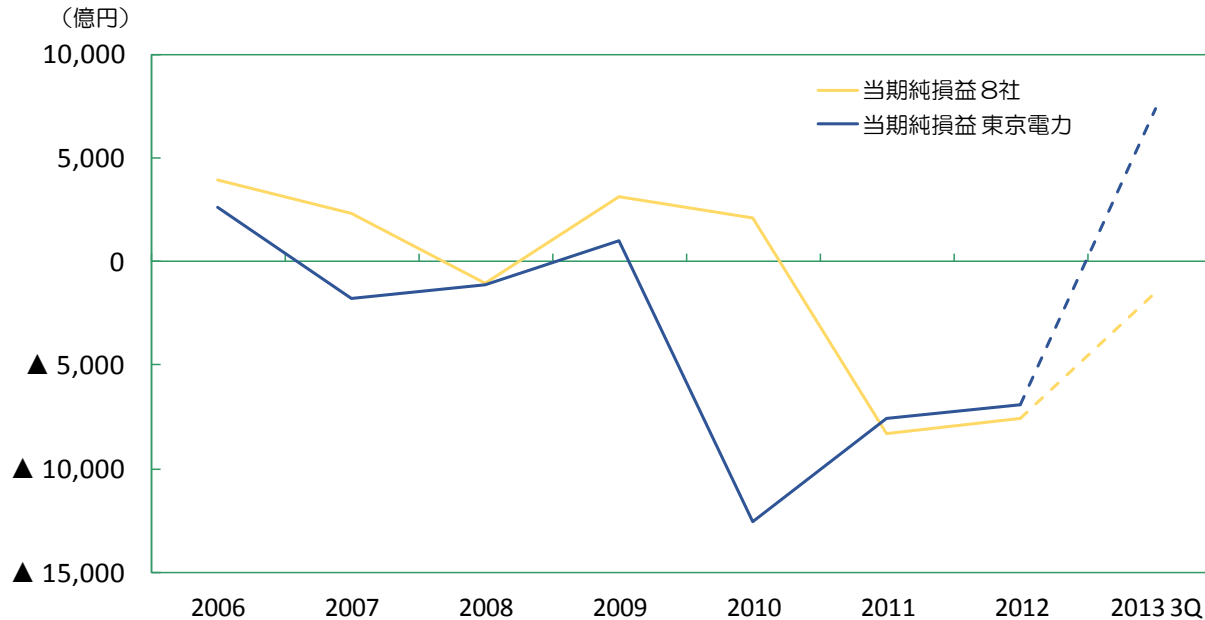
原子力発電単価の推移



- ・ 原子力の発電コストは、2010年度以前は7円/kWh程度であったが、2011年度の設備利用率は、22.7%と2010年度の67.3%の約3分の1になったことにより、17.2円/kWhとなっている。
- ・ 2012年度は、設備利用率が3.9%まで低下した結果、発電単価は98.7円/kWhとなった。
- ・ 原子力発電は、資本費や運転管理費といった固定費の割合が高く、核燃料減損額といった変動費の割合が低いため、発電コストは設備利用率に大きく左右されることになる。

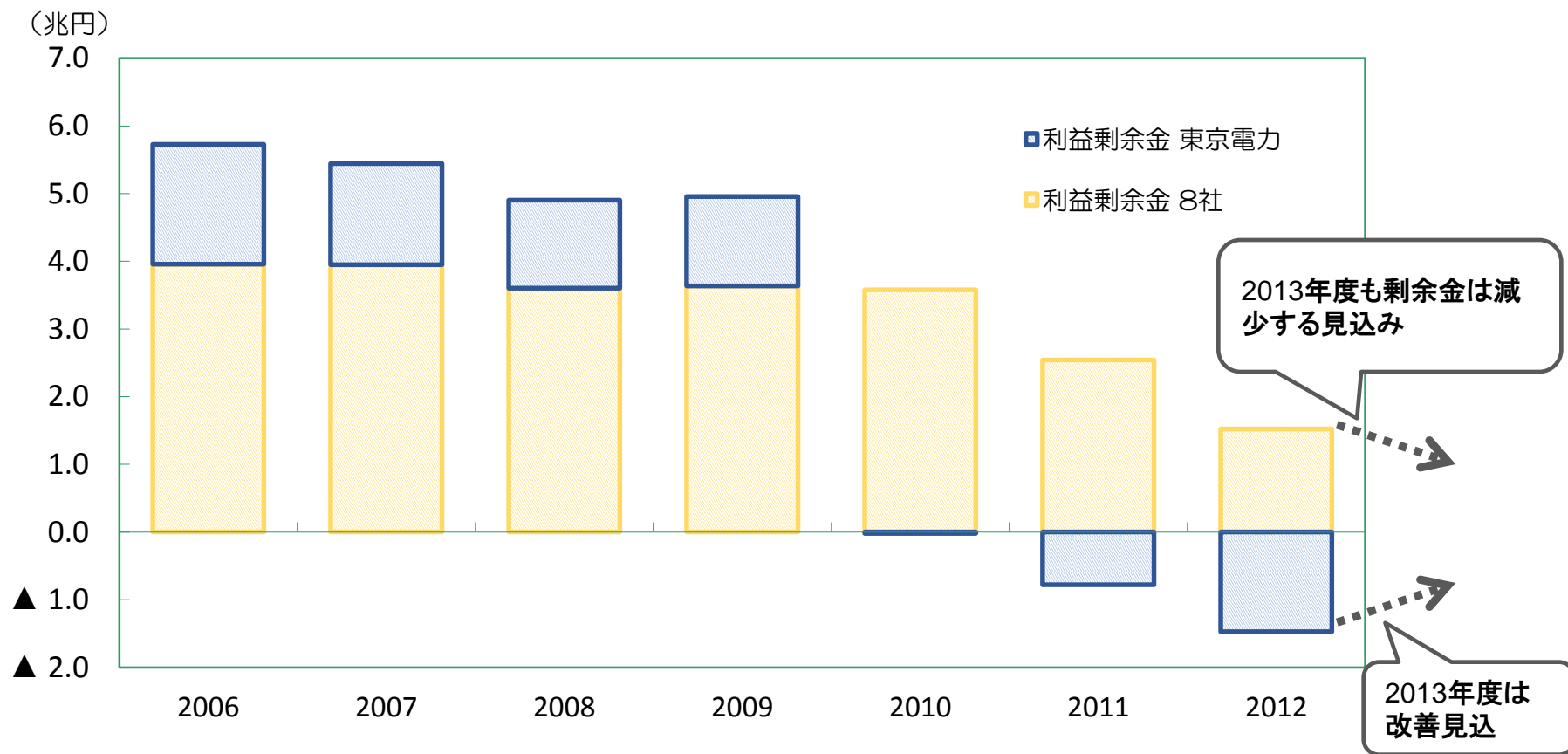
2. 電気事業財務の評価

当期純損益の推移



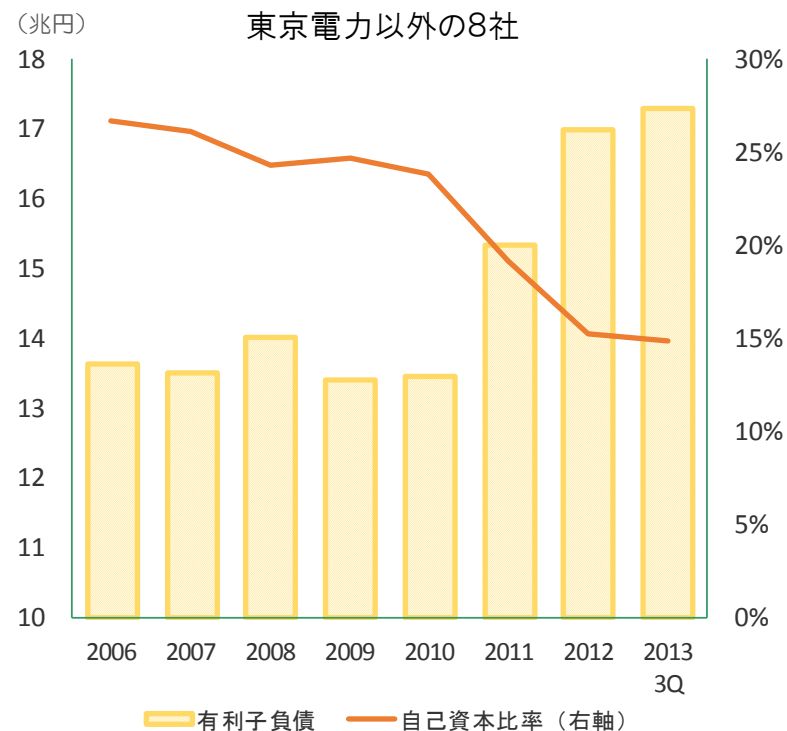
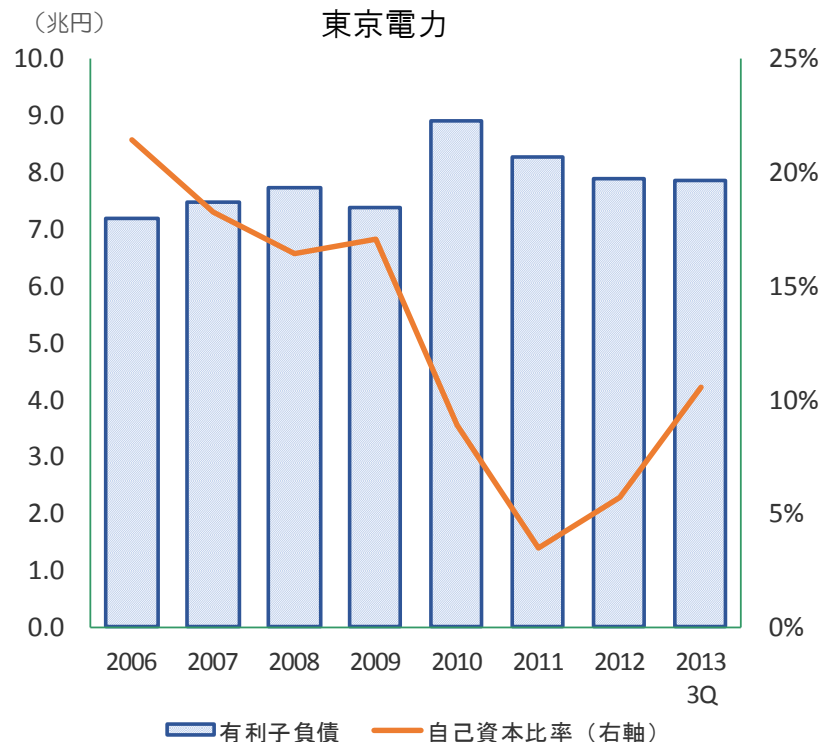
- ・ 東京電力以外の8社については、燃料価格が急騰した2008年度に各社純損失を計上したものの、それ以外としては2~4千億円程度の純利益を計上していた。
- ・ 東京電力については、中越沖地震による柏崎刈羽原子力発電所の停止や、燃料価格急騰により2007・08年度については純損失を計上したものの、2009年度では約1千億円の純利益を計上。
- ・ 福島事故後は、各社ともに状況が急激に悪化し、東京電力以外の8社で約8千億円/年の純損失、東京電力は、2010年度に約1兆3千億円、11・12年度は約7千億円の純損失を計上。
- ・ 2013年度は、料金値上げの効果もあり、収益が改善。しかし、原子力再稼働が遅れていることから依然として純損失を計上する会社が多くなる見込み。

利益剰余金の推移



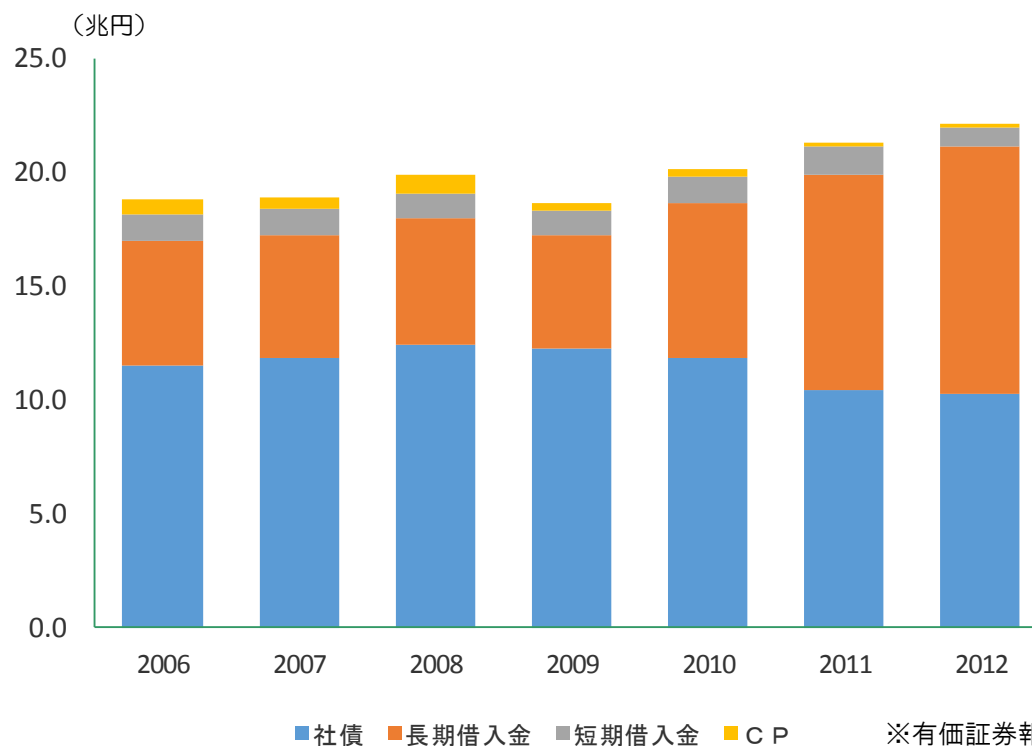
- ・東京電力の利益剰余金は、中越沖地震による柏崎狩羽原発の停止や、原油価格の急激な高騰により、2008年にかけて減少傾向にあった。
- ・2010年度以降、福島事故による大幅な損失計上により、東京電力の利益剰余金は急激に減少。
- ・東京電力以外も、原発停止による収益の悪化により、利益剰余金を減らし、2009年度の3.6兆円から2012年度には1.5兆円へと急激に減少。

有利子負債と自己資本比率の推移



- ・東京電力の2009年度末の有利子負債残高は約7兆1千億円であったが、福島事故後の10年度末には8兆9千億円と、25%程度増加している。また、自己資本比率は09年度末の21.5%から最低となった11年度末には、3.5%と著しく悪化した。
- ・東京電力以外の8社については、2010年度末の有利子負債残高は約13兆4千億円であったが、12年度末には16兆9000億円と25%程度増加している。自己資本比率も、同様に12年度末で15.2%にまで低下している。

有利子負債内訳の推移



- ・ 一般電気事業者9社について、2010年度以前は社債を中心とした資金調達を行っており、約60%が社債であった。これは、一般電気事業者の良好な信用力を背景に、社債スプレッドが10bp程度(国債への上乗せ金利0.1%)で有利な資金調達ができたためである。
- ・ 2011年度以降は、社債スプレッドが大幅に上昇するとともに、経営状況の著しい悪化と先行きの不透明さから起債ができない状況が続き、金融機関からの長期借入が大幅に増加した。

各社の値上げ動向

()内は料金算定上想定されている原子力の再稼働日



東京電力:2012年9月実施 規制部門8.46%

柏崎刈羽(1号機:2013.04)(2号機:2015.09)(3号機:2014.07)(4号機:2015.02)

(5号機:2013.10)(6号機2013.12)(7号機:2013.05)



関西電力:2013年5月実施 規制部門9.75%

美浜(1-3号機:稼働せず)、高浜(1-2号機:稼働せず)(3号機:2013.07)(4号機:2013.07)、
大飯(1-2号機:稼働せず)(3号機:2013.09)(4号機:2013.09)



九州電力:2013年5月実施 規制部門8.98%

玄海(1-2号機:稼働せず)(3号機:2014.01)(4号機:2013.12)、川内(1号機:2013.07)(2号機:2013.07)



北海道電力:2013年9月実施 規制部門11.00%

泊(1号機:2013.12)(2号機:2014.01)(3号機:2014.06)



東北電力:2013年9月実施 規制部門8.94%

東通(1号機:2015.07)、女川(1-3号機:未定)



四国電力:2013年9月実施 規制部門7.80%

伊方(1-2号機:稼働せず)(3号機:2013.07)



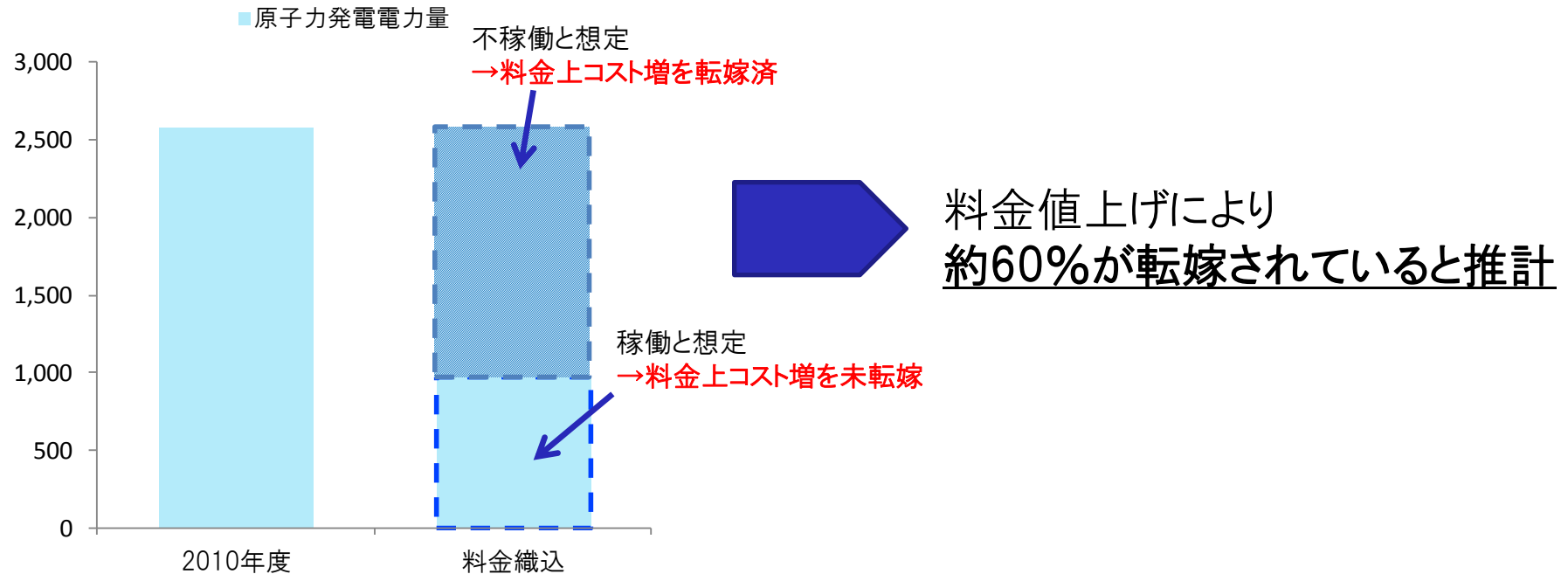
中部電力:2014年4月実施 規制部門4.95%(予定)

浜岡(3号機:2017.01)(4号機:2016.01)(5号機:稼働せず)

・各社値上げは実施したものの、原子力が見込み通り再稼働していない状況であり、収支状況は厳しい見通し。また、このまま原子力再稼働ができなければ再値上げも視野に。

原子力停止によるコスト増の転嫁状況

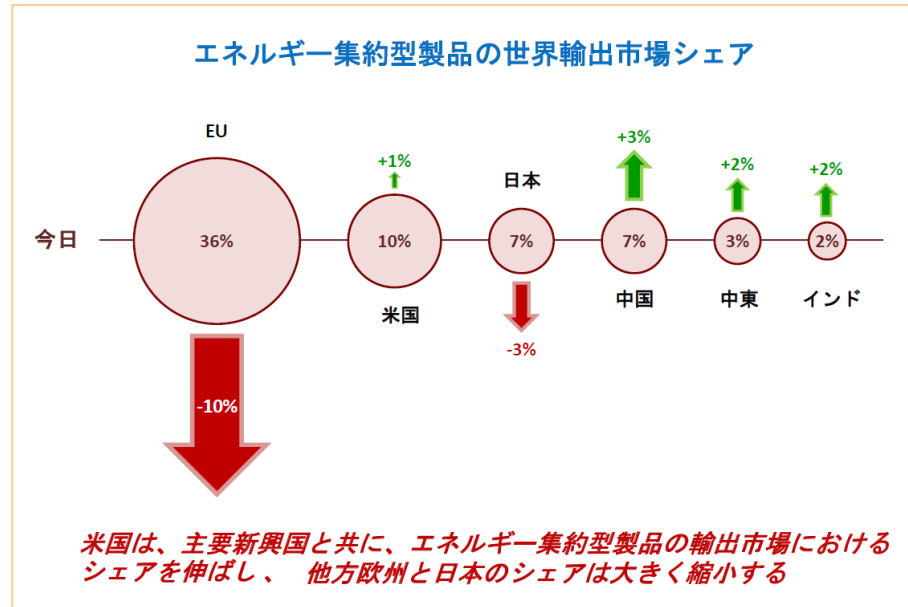
- 電気料金の値上げを行った、北海道・東北・東京・中部(申請中)・関西・四国・九州の料金申請を元に、電気料金の原価算定の前提となっている原子力発電電力量から、料金上転嫁されている原子力停止コスト増を推計。



- 原子力が稼働していない現状では、停止コストの約40%が電気料金に未転嫁の状態にある。
- このまま原子力停止が続けば、この未転嫁コスト分を転嫁する料金値上げが行われ、さらに電気料金が上昇する可能性も。

まとめ

- ・ 原子力発電所停止によるコスト増は、2011年度は1.2兆円・12年度は1.9兆円に達し、国富流出も3.6兆円増加している。
- ・ 発電の90%を火力発電に頼っている状況であり、エネルギー価格及び為替変動に対するリスクが大幅に上昇している状況であり、今後の動向次第ではコスト増はさらに増大していく可能性がある。
- ・ 原発停止によるコスト増により一般電気事業者の財務状況は急激に悪化し、電気料金の値上げ申請が相次いでなされており、電力需要家にとっても原子力停止による影響を実感する状況になっている。



(出所)IEA, "World Energy Outlook 2013"
 マリア・ファン・デル・フーフエン事務局長発表資料
<http://eneken.ieej.or.jp/data/5274.pdf>

- ・ **電気料金の上昇は、国民生活及び経済に多大な影響を与えるものである。**
- ・ **特に、海外との厳しい競争にさらされている産業界にとって、電気料金の上昇は極めて深刻な事態。**
- ・ **エネルギーコストの低減は日本のエネルギー政策にとって喫緊の課題であり、あらゆる手段を講じてその達成を目指すべき。**