



原発の発電 コストを再試算



公表の発電コスト
試算シートを活用

小森 三郎

目 次

目 次

まえがき

第1章 上がる電気料金

地域独占の電力会社の成立ち / 規制部門と自由化部門の電気料金格差 /
電気料金値上げの理由

第2章 電源別コスト算定の前提条件

試算モデルの条件 / 原発特有の問題 / 原発特有の試算条件項目 /
廃炉に係わる問題

第3章 電源別コストの試算結果

2010年版モデルプラントの試算条件 / 2004年版と2010年版の試算結果

第4章 原発の発電コストを再試算

試算モデルの現実に即した入力条件 / 再試算結果 / 既設原発の発電コスト

第5章 原発ゼロに向かって

電気料金値上げの実相 / 原発再稼働に固執する理由 /
エネルギーと会計のブラックホール / 責任を持ったエネルギー政策

あとがき

参考文献

福島第一原発の悲惨な事故を踏まえ、政府（エネルギー・環境会議コスト等検証委員会）は、平成23年12月にコスト等検証委員会報告書で各発電方式ごとのコスト試算を公表しました。コスト等検証委員会は、仮定した試算モデルから水力、石油火力、LNG火力、石炭火力、原子力などの発電コストの試算結果を公表しました。これを受けて多くの人が、コスト等検証委員会報告書を熟読し、評価する意見、妥当な意見、原子力に与している意見、太陽光発電に与している意見など様々な意見がネット上に表明されました。

その後、平成25年度になり電力各社が、経産大臣の電気料金値上げ認可を得たので、規制部門たる家庭の電気料金を値上げしました。また、高圧・特別高圧の電気を使っている自由化部門代表の工場やビルなどの電気料金も先に値上がりしました。いずれも電気料金値上げの理由が、電力各社とも原発の長期停止による代替えの火力発電の燃料費高騰を挙げています。更に、関西電力は平成26年12月17日に前回と同じ理由で、電気料金値上げの意向を表明しました。このような状況を受けて、石油火力、LNG火力、石炭火力、原子力の各発電コスト比較を思いつきました。発電コストの比較は、平成23年のコスト等検証委員会報告書が参考になります。これによれば、2010年モデルで原子力8.9円/kwh以上、石炭火力9.5円/kwh~9.7円/kwh、LNG火力10.7円/kwh~11.1円/kwh、石油火力22.1円/kwh~23.7円/kwhで、原子力は無事故で動かせれば安そうです。

筆者は、本当に原子力の発電コストが安いか、コスト等検証委員会報告書の理解に努めました。報告書は難解ですので、モデルプラントの試算条件を平易に書くことで、自分自身が理解できるよう心掛けました。試算モデルには2010年モデル、2020年モデル、2030年モデルの3種類があります。ここでは、2012年から2013年にかけて電気料金が値上げされた理由を探っており、直近の2010年モデルを使います。

福島第一原発の事故から3年目に入り、コスト等検証委員会報告書の原発特有の項目（事故リスク対応費、政策経費、追加的安全対策費）の内容が大幅に変わりました。その為、原発の発電コストの再計算が必要です。更に、原発のモデルプラントの試算条件に、廃炉処理費用の項目があります。この廃炉処理費用680億円の見積り根拠は、平成23年のコスト等検証委員会報告書から確かめえず、廃炉作業が先行している東海原発の廃炉費用見積りから推定しました。その結果は、廃炉費用が建設費用にほぼ匹敵する驚きの費用です。原発特有の項目の費用見直しと廃炉費用を考慮すると、50基の原発が40年間無事故で設備利用率70%でも一番安い電力は石炭火力、二番目に安い電力がLNG火力、三番目に安い電力が原子力です。

また、既設原発の発電コストは安いと思い込み再稼働を叫んでいますが、発電コストを推算すると無事故で設備利用率が70%でも一番安い電力は石炭火力、二番目に安い電力がLNG火力、三番目に安い電力が原子力です。既設原発を再稼働させれば赤字発電するだけなのに、経済性を無視して再稼働を叫んでいます。原発の発電コストには、何か特別な問題が潜んでいます。

一方、電力各社が電気料金の値上げ理由に挙げている火力発電の燃料費高騰ですが、発電コスト試算シートの為替レートを90円、95円、100円と変動させましたが、もともと燃料費の

安い石炭火力と熱効率の高いLNG火力は、さほど発電コストに影響しません。試算結果は、電力会社の値上げ理由と真逆になりました。

福島第一原発事故で原発の安全神話は崩壊しましたが、同時に原発の設備利用率低下が発電コスト構造を露呈しました。福島第一原発事故により、原発は金の卵になれず、放射能の卵になりました。原発ゼロは、今や国民大多数の意見です。原発以外の電源で発電すれば、安価な電気料金となり、かつ、末代までの放射能問題が避けられます。

第1章 上がる電気料金

地域独占の電力会社の成立ち

電力会社の地域独占は、戦争遂行の必要性から生まれました。さかのぼること昭和13年、国家総動員法と同時に電力管理法が施行され、国内全ての電力施設を国が接收し、新たな日本発送電株式会社に発電と送電設備を一元統制化し、配電事業を9ブロックに分割しました。戦後、日本発送電株式会社が解体され、9配電会社にそれぞれ発電設備を移管することで、発電から送電・配電までを一つの会社が一環して行う、いわゆる発送電一環体制を確立するとともに、9配電会社を地域独占の電気事業会社として再編されました。ここに、電力会社の地域独占が誕生し、昭和63年には沖縄電力が民営化し、現在の10電力会社体制になりました。

電力の小売事業は、電気事業法による参入規制によって、地域の電力会社に小売り供給の地域独占が認められてきましたが、1995年からの規制緩和により、現在では家庭用等規制が残る部分を除いて、自由化されています。これにより原則、契約電力50kw以上の特別高圧または高圧需要家、いわゆる工場・大規模なビル等は、地域の電力会社以外に新電力と称する特定規模電気業者から電気を購入できるようになりました。それ故に10電力会社は、特別高圧または高圧需要家において新電力と電気料金の競争をしています。

規制部門と自由化部門の電気料金格差

地域の電力会社は、家庭などの電気料金規制部門と工場・大規模ビル等の電気料金自由化部門の両方に電気を販売しています。その結果、次のような状況になっています。

東電利益9割は家庭から...電力販売4割弱なのに←2012年5月23日の読売新聞から
電気料金の値上げを巡って、東京電力が経済産業省に提示した料金の収益構造の概要が22日分かった。それによると、2006～10年度の5年間の平均で電気事業の利益の9割強を家庭向けなど「規制部門」から稼いでいる。家庭向けの料金制度は、発電コストを積み上げた原価を元に料金が決まるが、算定方法の見直しを求める声が改めて強まりそうだ。

23日に開かれる「電気料金審査専門委員会」の第2回会合で提示される資料によると、東電が販売した電力量2896億キロ・ワット時のうち家庭向けは38%、大口向けが62%だ。売上高でみると、電気事業収入4兆9612億円のうち家庭向けは49%、大口向けは51%とほぼ同じ比率だ。だが、1537億円の利益のうち家庭向けは91%、大口向けは9%になっている。つまり、電力量で4割弱を販売している家庭向けから9割の利益を稼ぎ出している構図だ。

東電管内は、ガス会社や石油元売りなどが特定規模電気事業者（PPS＝新電力）として電力小売りを手掛けており、大口向け市場は比較的競争が激しい。値下げを強いられるため、家庭向けで利益を確保しようとしていたとみられる。

つまり、家庭は電気料金が値上げされても否が応でも地域の電力会社からしか電気を購入でき

ないが、自由化部門の需要家は、新電力から電気を購入する手段がとれます。その結果、東京電力が電気料金値上げ後に多くの顧客を失い、大半の顧客は新電力にシフトしています。たとえば、神奈川県は2013年4月以降、272ある県の施設のうちおよそ90%に当たる244の施設で、東京電力以外から電力の供給を受け、これによって電気料金は東京電力から供給を受けた場合に比べて、およそ1億5000万円の削減を見込んでいます。また、東京都世田谷区はちょうど1年前、111カ所の区施設で使う電気の購入先を東京電力から電気を買うのをやめて、2012年度は年間6650万円削減を見込んでいます。要は、2012年4月に大口料金を値上げした東京電力は、同年度中に11年度の10倍に相当する7000件の顧客を失いました。2013年度に入っても、7月1日までにさらに3500件が流出、大半は新電力にシフトしたとみられます。更に、自民党議員の河野太郎氏のブログによりますと、霞が関の各省は2010年度から東京電力から電気を購入せず、新電力から電気を購入しています。

電気料金値上げの理由

平成25年度になり電力各社は、経産大臣の電気料金値上げ認可を得たので、家庭の電気料金を値上げしました。平成25年4月に関西電力（9.75%）、九州電力（6.23%）、引き続き平成25年9月に東北電力（8.94%）、四国電力（7.80%）、北海道電力（7.73%）が値上げしました。なお、東京電力は平成24年9月に8.46%の値上げをしました。その家庭の電気料金値上げに先行し、電力各社とも大口需要家の電気料金を値上げしました。大口需要家と家庭の電気料金値上げの理由は、電力各社のホームページで見ることができます。次に、関西電力と九州電力の大口需要家の電気料金値上げの理由、及び東京電力と北海道電力の家庭用電気料金値上げの理由を記載します。

（1）関西電力電気料金値上げの理由

<火力発電比率の高まりにより、火力燃料費が大きく増加しています。>

原子力プラントの停止にともない、発電単価が高い火力発電の比率が高まったことにより、火力燃料費が高まったことにより、火力燃料費が大きく増加し、東日本大震災前の平成22年度実績と比べると、平成25～27年度の3ヶ年平均で5,592億円増加すると見込んでいます。

（2）九州電力電気料金値上げの理由

<燃料費等の大幅な増加により、経営収支が大変厳しい状況です。>

原子力発電所の再稼働の遅延に伴う燃料費等の増加により、平成23年度は2,300億円の赤字となりました。また、平成24年度は、緊急経営対策として1,500億円規模の削減を現在実施しているところですが、3,700億円程度の赤字となる見通しです。

（3）東京電力電気料金値上げの理由

<火力発電の燃料費などの大幅な増加>

当社は、火力発電の燃料費などの大幅な増加にともない、2012年9月1日から、ご家庭や商店・事務所などで電気をお使いいただく低圧のお客さまの電気料金を、平均8.46%値上げさせていただきます。

(4) 北海道電力電気料金値上げの理由

＜原子力発電所の長期停止に伴い火力燃料費が大幅に増加＞

当社は、原子力発電所の長期停止に伴い火力燃料費が大幅に増加し、財政状況が急激に悪化したことなどから、本年4月24日、規制部門のお客さまの電気料金につきまして、平均10.20%の値上げを申請いたしました。

その後、国による審査や公聴会等を経て、本日、経済産業大臣から認可をいただき、規制部門のお客さまの電気料金につきましては、平成25年9月1日から平均7.73%の値上げを実施させていただくことになりました。今回の値上げにあたっては、泊原子力発電所3基すべての再稼働を前提としております。

平成26年12月17日、関西電力は電気料金値上げの意向を表明しました。関西電力は平成25年4月に電気料金を値上げしたばかりですが、今回の値上げ理由も高浜原発3、4号機及び大飯原発3、4号機が再稼働できず、火力燃料費などの負担が著しく増加したためとしています。原油価格の代表的な価格指標であるWTI原油先物は、平成26年7月末に100ドルを割り込むと、一気に急降下、平成27年2月は50ドル前後で推移しています。ガソリンは、平成27年2月9日時点で29週連続値下がりしており、火力燃料費も当然下がりますから、関西電力の値上げ理由に苦しみます。

第2章 電源別コスト算定の前提条件

試算モデルの条件

電力の小売り事業者である新電力各社は、原発を有しておらず自前の発電所で発電した電力のほか、工場などの自家発電設備から買い取った余剰電力、卸電力市場で集めた電力などを販売しています。それなのに地域独占の電力各社は、電気料金値上げ理由を原発の停止と代替の火力発電の燃料費高騰にしています。このような状況を受けて、石油火力、LNG火力、石炭火力、原子力の各発電コスト比較が必要であり、参考になるのが平成23年12月のコスト等検証委員会報告書です。

発電コストの算定手法は、将来の見通しを示すことが可能なモデルプラント方式です。電源ごとに想定したモデルプラントにおいて、一定の運転年数にわたって毎年発生する費用を、評価時点（運転開始時点）の価格に換算して合計した総費用を、当該運転期間中に想定される総発電量を、同時点の価値に換算して合計した総便益で除して求めます。各発電方式のモデルプラントは、2010年に一斉に運転を開始したとし、モデルプラントの条件を次のように予め決めます。なお、コスト等検証委員会報告書では、2020年と2030年に新たに一斉に運転を開始するモデル（燃料費・CO₂対策費の上昇・技術革新等による原価低減を見込む）も検証していますが、ここでは取り扱いません。

① モデルプラントの条件

稼働開始年、出力、設備利用率、稼働年数、熱効率、所内率

② 試算のための共通条件

割引率、為替レート

③ 発電設備を建設・運営・終了するための費用

資本費、運転維持費、燃料費、核燃料サイクル費、事故リスク対応費、諸税、設備の廃棄費用

④ モデルプラントに直接は関係ないが、電源別に配賦すべき費用

政策経費

モデルプラントの条件と試算のための共通条件に、なじみのない用語が使われており説明をします。

所内率

発電所を運転するには多くの付帯設備が必要になり、当然その設備自体も電力を消費します。基本的に、発電を行っている発電所では、自所で消費する電力は発電した電力で賄います。この賄う電力が発電した電力のうち、どれくらいを占めるかを表したのが「所内率」です。

割引率

割引率は、金融経済用語です。将来受け取る金銭を現在価値に割り引く(換算する)ときの割合を、1年あたりの割合で示したものが割引です。将来の現金は、現在の現金より不確実です。そ

の分を割り引くのが割引率です。リスクが高いほど割引率は高くなり、現在価値は小さくなります。モデルプラントは、長期に亘り運転するので、一定の運転年数にわたって毎年発生する費用を、評価時点（運転開始時点）の価格に換算して合計した総費用を、当該運転期間中に想定される総発電量を、同時点の価値に換算して求めます。詳しくは、エクセルの発電コスト試算シートの内容をご覧ください。

原発特有の問題

原発は水力発電や火力発電と異なり、原発導入当初から今に至るまで安全に関し、社会的合意が取れていない発電です。福島第一原発事故前までは、安全神話を振りまいて事故が起こらないから放射性物質が発電所から飛散しないと強弁しました。福島第一原発事故は、万全の安全対策を施しても致命的事故では安全対策になりえなかった事を証明しています。原発事故を惹起させる想定外は、人間が考えるプラントでは常にありえます。

更に、原発で生成される放射性物質の半減期が、途方もないくらい長いことです。亀井敬史著『核なき世界を生きる』によれば、ウランを燃料とする軽水炉原発では、核分裂反応の結果として原子質量243のアメリシウムと原子質量244のキュリウムという物質が生成されます。これらの超ウラン元素は、放射性廃棄物の管理期間を長引かせる大きな原因になるものです。ウランを燃料とする軽水炉原発では、1年間に100万キロワットという標準的な規模の発電所を運転したとすると、アメリシウムとキュリウムを併せ25キログラム生成されます。放射性廃棄物は年数が経過するに従って、有害度が下がっていきます。使用済み燃料棒を再処理しないで、適切に処置した上で地中に埋めてしまうと、自然界の放射能レベルになるのに数十万年かかります。仮に、青森県の六ヶ所村の再処理工場で化学処理したとしても、それでも自然界の放射線レベルになるのに1万年程度かかります。常軌を逸した放射性廃棄物管理期間です。

原発特有の試算条件項目

（1）事故リスク対応費

火力発電が事故を起こしても、原発のような放射性物質に起因する広範囲な、かつ、未来永劫に亘る事故にはなりません。原発の安全神話は福島第一原発事故で否定されたわけで、モデルプラントでも原発特有の悲しい事故が発生する仮定をします。事故リスク対応費は、万一の事故対応に備える積立金です。東京電力に関する経営・財務調査委員会報告書によれば、試算の時点で明らかな費用としては、東電福島第一原発の事故で、追加的な廃炉費用が約1.2兆円、損害賠償費用が一過性のものが約2.6兆円、初年度分が約1.0兆円、2年度以降の損害（単年度分）が約0.9兆円と試算しています。これらの費用の合計は5.7兆円になりますが、細かい費用も含め事故リスク対応費を5兆8318億円と算定しました。

ただし、以下の項目は事故リスク対応費に含まれておりません。

- ・高濃度汚染対策費用
- ・除染により生じる廃棄物等の中間貯蔵施設の整備費用
- ・除染により生じる廃棄物等の最終処分関連費用

- ・ 生命・身体的損害
- ・ 政府による航空危険区域及び飛行禁止区域の設定に係る損害など政府指示に係る損害
- ・ 地方公共団体等の財産的損害
- ・ 汚染水対策費用（巨額の費用が見込まれる）
- ・ その他

その後、事故リスク対応費は予想通り膨らみ続けており、コスト等検証委員会報告書を見直す必要があり、大島堅一と除木理史（よけもとまさふみ）の『福島原発事故のコストと国民・電力消費者への負担転嫁の拡大』から引用した表1を事故リスク対応費に代えます。

		単位: 億円
損害賠償費用	損害賠償(要損害額)	49,088
	損害対応費用	777
現状回復費用	除染費用	24,800
	中間貯蔵施設	10,600
事故収束・廃止費用		21,675
行政による事故対応費用(除染以外)		3,878
合計		110,819

この結果、事故リスク対応費は5兆8318億円から1兆819億9千万円に約2倍へと膨らみましました。それでも、事故リスク対応費は暫定数値であり、今後も収束作業が進展するにつれ膨らみ続けます。

(2) 政策経費

発電事業者が発電のために負担する費用ではないが、税金で賄われる政策経費のうち電源ごとに発電に必要と考えられる社会的経費を指します。つまり、政策経費とは発電に供する税金投入であり、いわば隠れた発電コストです。表2は、コスト等検証委員会報告書が示す2010年（平成22年）モデルプラントの政策経費です。

表2: 政策経費の実績(平成23年度予算)

政策経費項目	原子力	石炭火力	LNG火力	石油火力	一般水力
立地	1278.0	51.7	60.6	15.5	95.9
防災	91.3	0.0	0.0	0.0	0.0
広報(周辺地域)	10.9	0.0	0.0	0.0	0.0
広報(全国)	30.9	0.6	0.7	0.2	0.2
人材育成	10.0	0.0	0.0	0.0	0.0
評価・調査	324.0	1.2	0.7	0.2	0.9
発電技術開発	36.1	31.6	17.2	0.0	0.0
将来発電技術開発	1401.8	0.0	0.0	0.0	0.0
交付金(注4)	140.0	0.0	0.0	0.0	0.0
凍土方式遮水壁(注4)	8.0	0.0	0.0	0.0	0.0
小計(億円)	3331.0	85.1	79.2	15.9	97.0
発電量(億kwh)	2882.0	2511.0	2945.0	753.0	858.0
コスト(円/kwh)	1.2	0.0	0.0	0.0	0.1

(注1) 予算額について、各省から収集した情報を取りまとめたものです。

(注2) 発電量は、2010年の実績値です。

(注3) コストは、小計を発電量で除した値です。

(注4) 交付金と凍土方式遮水壁は、筆者が追加しました。

出典元: コスト等検証委員会報告書に追加

交付金は、平成26年9月福島第一原発に伴う福島県内の除染で出た汚染土などに関する中間貯蔵施設受け入れに伴う費用(3010億円)と国が福島県に拠出した平成25年度からの「福島再生加速化交付金(1600億円)」を指します。試算モデルは40年間稼働する仮定をしており、政策経費に(3010億円+1600億円)÷40年≒140億円/年を追加しました。また、凍土方式遮水壁費用は、平成25年度から平成32年度の8年にわたり研究開発として国から支出されます。平成25年度予備費から約136億円、平成25年度補正予算から約183億円の合計319億円です。同じく、40年で割り約8億円/年を追加します。研究開発に失敗はつきもので、契約者に納期や性能の保障もなければ設備瑕疵担保責任のない契約ゆえ、政策経費になります。凍土方式遮水壁は大量の電気を使いますが、319億円で8年間の維持運用の費用は含まれていません。

コスト等検証委員会報告書が示す2010年(平成22年)モデルプラントの政策経費は、(注4)を除いた3183億円です。この政策経費は、各省から収集した情報を取りまとめた結果です。筆者がネットで平成23年度原子力関係の政策経費を確かめました。資源エネルギー庁作成の『経済産業省関係の平成25成年度原子力関係予算について』の平成23年度当初予算では、1110億円です。更に、文部科学省作成の『原子力関連の独立行政法人及び公益法人への対応状況一覧表』の平成23年度予算では、3277億円です。合計すると4387億円であり、コスト等検証委員会報告書が示す2010年(平成22年)モデルプラントの政策経費3183億円と乖離が大きいです。官僚が、コスト等検証委員会に正しい情報を報告しているか疑わしい。1200億円も数字が違えば、原子力の発電コストは変わりますが、ここでは表2の数値をそのまま使います。

(3) 追加的安全対策費

福島第一原発の事故を踏まえ、政府は4回にわたって、以下のとおり原発に対し、追加的な安全対策を講じることを指示しました。表3に、追加的安全対策の詳細を示します。今回のモデルプラントについても、同様の措置を講じる前提で試算します。なお、新たな安全規制が加わればその都度追加します。

表3の追加的安全対策により資本費が増加します。資本費のうち減価償却費及び固定資産税、並びに、運転維持費のうち修繕費、諸費及び業務分担費が上昇します。たとえば、資本費の減価償却費は、建設費単価×出力+追加的安全対策費となります。

追加的安全対策	費用(億円)
緊急安全対策	118
非常用発電設備	17
外部電源の信頼性確保	26
シビアアクシデントへの対応	13
その他(各社が独自に取り組んでいる安全対策)	50
合計	194

(注1) 追加的安全対策は、平成23年11月15日現在
(注2) 各費用はサンプルプラントの追加的安全対策見積額の平均値
(注3) 合計は、重複を除いており各対策の合計と一致しない。

出典元: コスト等検証委員会報告書

原子力規制委員会は、平成25年6月に福島第一原発事故を受けて見直していた原発の新規制基準を決めました。電力各社は新たに義務付けられた追加安全対策を進めます。ゆえに、コスト等検証委員会報告書を見直す必要があり、日経新聞で報道された6原発の1兆3000億円を越す費用を追加的安全費用に代えます。モデルプラント当たり約2200億円となり、コスト等検証委員会報告書の194億円と比べると約11倍になりました。

新規制基準で新たに求めた対策項目は、以下の通りです。

- ・ 沸騰水型軽水炉のフィルター付きベント装着
- ・ 電源車やポンプの配備
- ・ 緊急時対策所
- ・ 航空機墜落などのテロ対策
- ・ 活断層は最大40万年前の地層まで調査
- ・ 活断層が直下であれば運転認めず
- ・ 東日本大震災を踏まえ最大の津波を想定
- ・ 防波堤や水密扉で浸水を防ぐ

(4) 核燃料サイクル費

原発は、エネルギー国産化の観点からウラン燃料を使用後、使用済み核燃料を再処理して使う

方式を（４）核燃料サイクル費選択しています。方式として、使用済核燃料は、全て３年後に六ヶ所村の再処理工場で再処理をする再処理モデル、使用済核燃料は、全て５４年間中間貯蔵して地中に処分する直接処分モデル、使用済核燃料の半分は２０年間六ヶ所村の再処理工場に貯蔵後再処理し、残りの半分は５０年間中間貯蔵後に再処理する現状モデルの３通りがあります。コスト等検証委員会報告書では、３通りの核燃料サイクル費を試算し検証していますが、ここではMOX燃料を使うプルサーマル発電を前提にした現状モデルの核燃料サイクルを図１で示します。

○ 現状モデル：使用済核燃料の半分は20年間六ヶ所村の再処理工場に貯蔵後再処理し、残りの半分は50年間中間貯蔵後に再処理するモデル

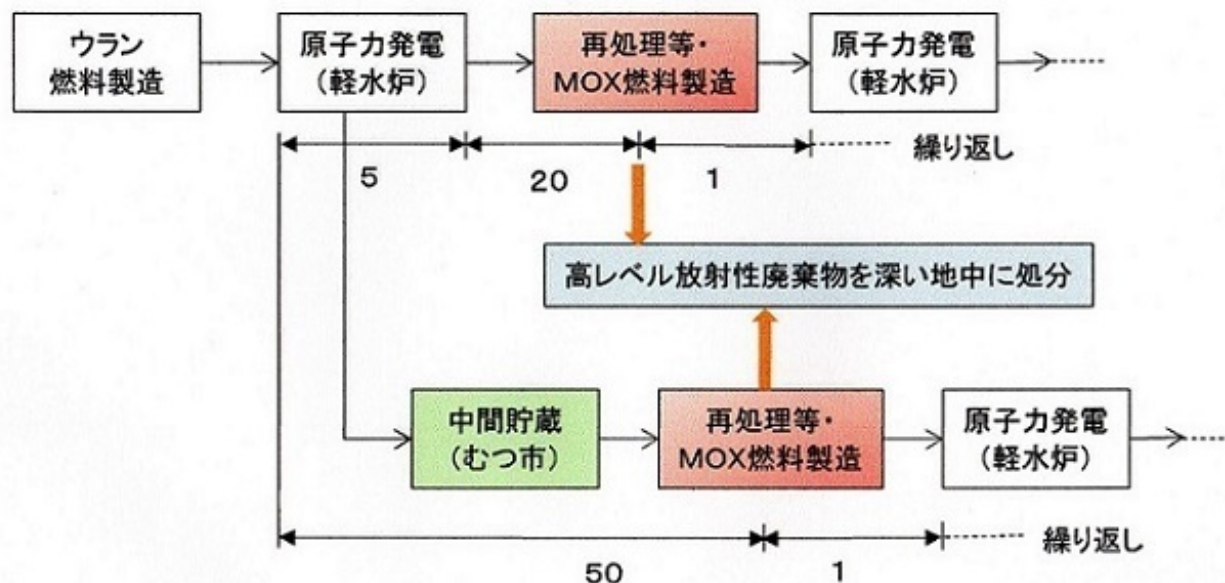


図1：現状モデルの核燃料サイクル

出典元：コスト等検証委員会報告書

核燃料サイクル費と電気料金との関係から言えば、再処理工場の建設費と操業費や、高レベル廃棄物処理費用は、1980年代から総括原価方式の電気料金に含まれており、再処理工場の廃止措置費用なども、2005年10月の法律により電気料金から徴収しています。

日本原燃の使用済み核燃料再処理工場（青森県六ヶ所村）など、核燃料サイクル施設の安全対策を強化する規制基準が、平成25年11月27日まとまりました。原子力規制委員会は、施行日の12月18日から事業者の安全審査申請を受け付けます。新規規制基準施行後の焦点となるのは、再処理工場の審査です。規制基準は原発と同じレベルの地震津波対策を求めており、大規模な改修工事が必要となり大幅な費用増額となりますが、当然コスト等検証委員会報告書には反映されておられません。

また、放射性廃棄物管理期間は最低で1万年、長くて10万年を要しますが、原子力委員会がコスト等検証委員会に提出した核燃料サイクルの処分スケジュールと実績は次の通りです。

- ・ 2000年に実施主体（原子力発電環境整備機構）を設立
- ・ 2002年から原子力発電環境整備機構が候補地の公募開始
- ・ 2013年に政府は、核のごみ最終処分場選定の公募方式を断念

- ・ 2036年から操業を開始
- ・ 2086年に処分施設の解体・閉鎖開始
- ・ 2096年に坑道を閉鎖
- ・ その後300年間モニタリング等の措置を実施

300年間のモニタリング以降は、費用が発生しない仮定です。放射性廃棄物の処分は、僥倖の上にも僥倖を重ね無事故を仮定しています。1万年以上に亘って無事故は、あり得るのでしょうか。原発は、人知を超えた代物です。

第3章 電源別コストの試算結果

2010年版モデルプラントの試算条件

2章で2010年版電源別コスト算定の前提条件を説明しましたが、主な試算条件を表4で示します。

	原子力	石炭火力	LNG火力	石油火力
出力規模	120万kw	75万kw	45万kw×3	40万kw
建設費	4200億円	1725億円	1620億円	720億円
発電方式	軽水炉	超々臨界圧火力発電	1500℃級ガスタービン	旧式石油発電
発電効率	33%	42%	51%	39%
設備利用率	70%	80%	80%	50%
稼働年月	40年	40年	40年	40年
利用形態	ベース電源	ベース電源	ベース電源又はミドル電源又はピーク電源	ピーク電源ゆえに、稼働率を低くしている。
燃料使用後の廃棄処理	使用済み燃料処分は、現状モデル方式	炭酸ガスは、大気中に放出	炭酸ガスは、大気中に放出	炭酸ガスは、大気中に放出
廃炉処理費用	680億円	86億円	81億円	38億円
廃炉までの期間	7年	1年	1年	1年
割引率	3%	3%	3%	3%
為替レート	1ドル=85.74	1ドル=85.74	1ドル=85.74	1ドル=85.74

筆者がコスト等検証委員会報告書を基に作成

2004年版と2010年版の試算結果

平成16年のコスト等検討小委員会報告書は、計算の前提条件等について詳細な記述がされているものの、それらの諸元をもとに、計算された数値を再現できません。一方、平成23年のコスト等検証委員会報告書は、発電コストを試算したエクセルの発電コスト試算シートを公表しており、誰もが試算された数値を再現できます。このような違いはあり、2004年試算と2010年モデルの主要電源のコスト検証結果を見比べられるよう表5にしました。

表5：主要電源のコスト検証結果と比較

試算モデル	原子力		石炭火力		LNG火力		石油火力	
	2004年 試算	2010年 モデル	2004年 試算	2010年 モデル	2004年 試算	2010年 モデル	2004年 試算	2010年 モデル
資本費	2.3円/kwh	2.5円/kwh		1.4円/kwh		0.7円/kwh		1.9円/kwh
運転維持費	2.1円/kwh	3.1円/kwh		1.3円/kwh		0.7円/kwh		1.6円/kwh
燃料費	—	—		4.3円/kwh ～ 4.5円/kwh		8.2円/kwh ～ 8.6円/kwh		16.6円/kwh ～ 18.2円/kwh
核燃料 サイクル費	1.5円/kwh	1.4円/kwh	—	—	—	—	—	—
CO2対策費	—	—	—	2.5円/kwh	—	1.1円/kwh	—	2.1円/kwh
追加的安全 対策費	—	0.2円/kwh	—	—	—	—	—	—
政策費用	—	1.1円/kwh	—	—	—	—	—	—
事故リスク 対応費	—	0.6円/kwh 以上	—	—	—	—	—	—
合計	5.9円/kwh 設備利用率 70%の条件	8.9円/kwh 以上	5.7円/kwh 設備利用率 80%の条件	9.5円/kwh ～ 9.7円/kwh	6.2円/kwh 設備利用率 80%の条件	10.7円/kwh ～ 11.1円/kwh	16.5円/kwh 設備利用率 30%の条件	22.1円/kwh ～ 23.7円/kwh

(注1)原子力の燃料費は、核燃料サイクル費に含む。

筆者がコスト等検証委員会報告書を基に作成

この計算の意味は、2010年時点で原発を新設したとき、原発事故後の原発の設備容量がその後40年間維持されると仮定した場合、原発事故のコストを考慮すれば、原発の均等化発電コストは、8.9円/kwh以上になる、ということです。←A

平成16年のコスト等検討小委員会の試算と比較すれば、福島第一原発の事故を受けて、原発に関しては追加的安全対策費、政策費用、事故リスク対応費が計上されました。また、平成23年のコスト等検証委員会報告書では、石炭火力、LNG火力、石油火力にCO2対策費を新設しました。なお、平成16年のコスト等検討小委員会報告書では、原発の発電コストは稼働率が80%の条件で5.3円/kwhと試算していますが、稼働率の最高が70%程度(*1)なので、平成23年のコスト等検証委員会報告書では、2004年試算モデルを稼働率70%で再試算しました。

原発については、追加的安全費用、事故リスク費用等について先々増額が予想されることから、2010年モデルのコストは「下限値」を提示しており、8.9円/kwh以上との記述です。具体的には、損害額が1兆円増加すれば事故リスク費用は0.09円/kwh(*2)増加します。下限値の8.9円/kwhとすれば、石炭火力とLNG火力に比べ少し安いと言えます。

(*1) 電気事業連合会の原子力発電所の資料によれば、設備利用率は2003年度59.7%、

2004年度68.9%、2005年度71.9%、2006年度69.9%、
2007年度60.7%、2008年度60.0%、2009年65.7%、
2010年度67.3%です。

(*2) 事故リスク費用単価0.09円/kwhは、損害額÷モデルプラント運転年数÷20

10年度

原発の発電電力量で求めます。この式に数値を入れると、1兆円÷40年÷2722億kwh

≒0.09円/kwhとなります。2722億kwhは、2010年度の日本全体の原子力の

総発電量（2882億kwh）から廃炉が決まっている福島第一原発の1～4号機の分（160億kwh）を引きます。ここで注意すべきは、2010年度の原発発電電力量2722億kwhです。今後、電力会社は40年に亘り、50基の原発が年間2722億kwh

の発電を維持できるかということです。

発電プラントは、「建設」「運転」「廃止措置」というライフサイクルをたどります。それぞれの段階で費用がかかりますが、収入があるのは運転時だけです。ですから、ライフサイクル全体の費用回収は運転時のみです。運転時の費用は、固定費と変動費に分類できます。表5の費用項目を粗く分類すると固定費は資本費、運転維持費、CO2対策費、追加安全対策費、政策費用、事故リスク対応費であり、変動費は燃料費と核燃料サイクル費です。原子力は、固定費が7.5円/kwhと変動費が1.4円/kwhですからその割合は、固定費が約84%の変動費が約16%です。石炭火力は固定費が5.2円/kwhと変動費が4.3円/kwhですからその割合は、固定費が約55%の変動費が約45%です。原子力は、固定費の割合が非常に大きい発電プラントです。

原発はウラン燃料を「燃やして」発電しますが、変動費は約16%（実態はさらに小）と小さく、費用の大部分が固定費です。このように固定費の割合が大きい発電プラントの場合、発電コストはそのプラントの設備利用率に大きく左右されます。次章では、原発の発電コストが設備利用率に大きく左右され、費用回収は収入が見込める運転時だけの観点から切り込みます。

廃炉に係わる問題

日本の原子力発電所で廃炉が決まっているのは8カ所です。そのうち4カ所は大震災で被害を受けた福島第一原発の4基。残りの4カ所は、日本初の原発である東海発電所1号機、純国産技術で最初に開発された「ふげん」、それに中部電力で耐震性が問題となった浜岡原発1号機と2号機です。東海原発は、1998年に廃炉が決まりました。「ふげん」は2003年、浜岡原発は2008年です。廃炉へは原子炉の解体に着手しなければなりません。問題山積ゆえ着手できません。廃炉に着手した東海原発（出力16.6万kw、炭酸ガス冷却炉）の廃炉工程と進捗状況は、次の通りです。

原子炉領域解体前工程 1998～2013年（16年間）

原子炉領域解体撤去 2014～2019年（5.5年間） 2013年以降も原子炉は監視管理

この工程で発生する高レベル放射性廃材の持って行き場がなく作業中断。

原子炉建屋解体撤去 2019～2020年（1.5年間）

原子炉領域以外の撤去 2001～2020年（18.3年間）

放射性廃棄物の短期処理 1988～2020年（23年間）

原発廃止後の高レベル放射性廃材の恒久処理・隔離・管理に関しては未定であり、数千～数十年が必要ですが地中処分地がなく、かつ、地中処分地を整備する費用は積み立てていないかもしれません。結局、廃炉作業が遅れており、遅れれば遅れるほど廃炉費用はかさみます。

廃炉期間について、平成25年8月の毎日新聞に参考になる記事が掲載されていました。英ウェールズ地方の26年間稼働したトロースフィニッド原発（出力23.5万kw、炭酸ガス冷却炉、2基）の廃炉作業は、1993年に着手しました。20年かけ廃炉作業を進めるも、放射線があまりにも強く、作業をいったん2026年に停止、その後2073年に廃炉作業の最終段階に着手する予定です。ゆえに、廃炉期間は100年を見積らねばなりません。

（参考） 原発の基数合計（54基）と出力合計（4912.2万kw）—平成23年2月現在

北海道電力	3基	207.0万kw
東北電力	4基	327.4万kw
東京電力	17基	1729.6万kw
中部電力	3基	361.7万kw
北陸電力	2基	192.0万kw
関西電力	11基	976.8万kw
中国電力	2基	128.0万kw
四国電力	3基	202.2万kw
九州電力	6基	525.8万kw
日本原電	3基	261.7万kw

※ 関西電力美浜1号機と美浜2号機及び日本原電敦賀1号機は、運転後40年超の原発です。

上記54基の原発の内、廃炉予定の原発

東京電力福島第一原発1号機（46.0万kw）	平成24年4月19日に廃炉決定
東京電力福島第一原発2号機（78.4万kw）	平成24年4月19日に廃炉決定
東京電力福島第一原発3号機（78.4万kw）	平成24年4月19日に廃炉決定
東京電力福島第一原発4号機（78.4万kw）	平成24年4月19日に廃炉決定
東京電力福島第一原発5号機（78.4万kw）	平成26年1月31日に廃炉届出報道
東京電力福島第一原発6号機（110万kw）	平成26年1月31日に廃炉届出報道
関西電力美浜1号機（34万kw）	平成27年1月14日に廃炉予定報道

関西電力美浜2号機 (50万kw)	平成27年1月14日に廃炉予定報道
中国電力島根1号機 (46万kw)	平成27年1月14日に廃炉予定報道
九州電力玄海1号機 (55万kw)	平成27年1月14日に廃炉予定報道
日本原電敦賀1号機 (35万kw)	平成27年1月14日に廃炉予定報道

第4章 原発の発電コストを再試算

試算モデルの現実に即した入力条件

(1) 廃炉費用と廃炉期間

原子力の発電コスト試算シートには、廃炉処理費用と廃炉までの期間の入力項目があり、680億円と7年です。実際に解体が始まっている東海原発出力16.6万kwの場合、解体に347億円、廃棄物の処分に538億円、合わせて何と885億円もの見積りがなされています。ちなみに、東海原発の建設費は465億円です。原子力の発電コスト試算シートの廃炉処理費用と、東海原発の廃炉費用見積りの乖離が甚だしいです。平成23年のコスト等検証委員会報告書からは、廃炉処理費用680億円の見積り根拠を確かめえず、筆者が推定します。

モデルプラントは、35万円/kw×120万kw=4200億円の建設費で竣工します。電力会社は、このモデルプラントを運転しますが、16年定率法の原価償却0.156と改定償却率0.167の間を取り0.162とします。廃炉費用は、4200億円×0.162=680億円になります。この数値は、廃炉費用を工事内容から積み上げたとは考えられず、会計簿記の計算をしているだけです。

そこで、120万kwモデルプラントの廃炉には、どれくらいの費用がかかるか推定します。資源エネルギー庁編の資料では、原発の定格出力が大きいほど廃炉費用がかかります。廃炉費用は定格出力に比例するとして、

$885 \text{ 億円} \times (120 \text{ 万 kw} \div 16.6 \text{ 万 kw}) \times \text{小型炉 (360 億)} \text{ と大型炉 (570 億) の比} \div 40$
40億円

廃炉処理費用は、4040億円とします。

40年間稼働した後、廃炉までの期間は7年としていますが、廃炉がととも7年間で終了するとは思えず、廃炉工事の工程とは無関係に単に7年後に廃炉費用を計上していると思えます。また、原発が運転停止になっても使用済み核燃料棒の冷却などが必要で、そのため原発の維持・管理費、そのための人件費が発生しますが、発電コスト試算シートでは発生しておりません。これらを考えると、廃炉費用は過少見積りと思わざるをえず、発電コスト試算シート上の廃炉処理費用を0円にして、4040億円の廃炉処理費用を原発の発電コストで回収します。すると、

$4040 \text{ 億円} \div 120 \text{ 万 kw} \div 24 \text{ H} \div 365 \text{ 日} \div 40 \text{ 年} \div 0.7 \text{ (設備利用率)} \div 1.4 \text{ 円/kwh}$

が求められます。発電コストに1.4円/kwhを廃炉処理費用として積みます。

(2) 設備利用率を求める

平成16年のコスト等検討小委員会報告書では、原子力の発電コストは設備利用率が80%の条件で5.3円/kwhと試算しましたが、2003年以降の設備利用率の最高が70%程度なので、平成23年のコスト等検証委員会報告書では、2004年試算モデルを設備利用率70%で再試算すると、原子力の発電コストは5.9円/kwhと大きく変動しました。設備利用率から言えることは、原発の設備利用率が下がると原子力の発電コストが上がります。ここで思い出して欲しいのは、1章の電力各社の電気料金値上げ理由です。電力各社は、原発が稼働せず代わ

りの火力発電の燃料費等の増加によるとしています。火力発電を動かすには燃料は必要ですが、原発は止めていても維持・管理に費用が必要です。福島第一原発事故で判明しましたが、原発を止めていても原子炉、建屋プールと敷地の共用プールの核燃料棒を冷やし続けなくてはなりません。

設備利用率は、その原発が一定期間に生み出した発電電力量と、その一定期間でフルに稼働して出力したとして得られる発電電力量の百分率比であり、算出方法は以下の通りです。

年間の設備利用率(%) = [実際の年間の発電電力量 (kWh) ÷ (定格出力 × 365日 × 24h)] × 100

また、定格出力は、各電力会社の原発の出力（除く廃炉）合計で求め、3章の参考から50基の定格出力は4631万kwです。

電気事業連合会の資料によれば、2011年度の原発の発電電力量は約1022億kwh、2012年度の原発の発電電力量は約160億kwhです。

2011年度の設備利用率は、[1022億kwh ÷ (4631万kw × 24 × 365)] × 100 ÷ 25%。

2012年度の設備利用率は、[160億kwh ÷ (4631万kw × 24 × 365)] × 100 ÷ 4%。

2013年度の原発の発電電力量は、大飯原発3、4号機が4月から9月まで稼働した期間です。

大飯原発3号機の発電電力量は、118万kw × 24h × 154日 ÷ 44億kwh

大飯原発4号機の発電電力量は、118万kw × 24h × 168日 ÷ 47億kwh

2013年度の設備利用率は、[91億kwh ÷ (4631万kw × 24 × 365)] × 100 ÷ 2%。

(3) 事故リスク対策費の総発電量を求める

平成23年のコスト等検証委員会報告書では、事故リスク対応費を一定期間（40年）の総発電量で割った値を用いています。総発電量は、2010年度の日本全体の原子力の総発電量（2882億kwh）から、廃炉が決まっている福島第一原発の1～4号機分（160億kwh）の発電量を差し引いています。つまり、残り50基の原発が2722億kwhの総発電量で事故リスク対応費を負担しています。そこで、2010年モデルの原発の事故リスクコスト諸元の総発電量に、2011年度（1022億kwh）、2012年度（160億kwh）、2013年度（91億kwh）の値を入力し再試算します。なお、大飯原発3、4号機が定期点検により2013年9月に停止したため、それ以降稼働原発ゼロで推移しています。

再試算結果

(1) 新たな廃炉費用を加味した再試算結果

まず、発電コスト試算シートの廃炉処理費用を0円にし、見直した原発の事故リスク対応費を11兆819億円、見直した原発の政策経費を3331億円、見直した原発の追加的安全対策費を200億円で置き換えると、2010年モデルで原子力11.8円/kwh以上となります。これ

に先ほど算定した廃炉処理費用1.4円/kwhを加えると原子力13.2円/kwh以上になります。火力発電は当然変動せず石炭火力9.5円/kwh~9.7円/kwh、LNG火力10.7円/kwh~11.1円/kwh、石油火力22.1円/kwh~23.7円/kwhのままです。この結論は、原発特有の費用項目見直しと廃炉費用を考慮すると、40年間無事故で設備利用率が70%でも一番安い電力は石炭火力、二番目に安い電力がLNG火力、三番目に安い電力が原子力です。

また、電力会社が40年間に亘り、50基の原発の設備利用率を70%維持するのは実際のところ不可能なので、設備利用率を60%とすると廃炉費用だけで1.4円/kwhが1.6円/kwhと0.2円/kwh増加します。再度、発電コスト試算シートの廃炉処理費用を0円にし、設備利用率を60%で再試算すると、原子力の発電コストは14.8円/kwh以上です。この原発の発電コストが、実情に近いと思われます。

(2) 新たな設備利用率を加味した再試算結果

発電コスト試算シートに入力する値は、原子力2011年、2012年、2013年の設備利用率(25%, 4%, 2%)と事故リスクコスト諸元の総発電量(1022億kwh, 160億kwh, 91億kwh)に変更しました。なお、火力発電の為替レートは2011年度が1ドル=90円、2012年度が1ドル=95円、2013年度が1ドル=100円と仮定しました。

表6: 主要電源のコスト再試算と比較

	原子力	石炭火力	LNG火力	石油火力
2010年度の発電コスト 試算条件 平成23年のコスト等検証委員会報告書 算定条件の見直し反映	13.2円/kwh 以上	9.5円/kwh ~ 9.7円/kwh	10.7円/kwh ~ 11.1円/kwh	22.1円/kwh ~ 23.7円/kwh
2011年度の発電コスト 試算条件 算定条件の見直し反映と原発の設備 利用率を25%、事故リスクコスト諸元の 総発電量を1022億kwh	28.4円/kwh 以上	9.8円/kwh ~	11.1円/kwh ~	36.9円/kwh ~
1ドル=90円				
2012年度の発電コスト 試算条件 算定条件の見直し反映と原発の設備 利用率を4%、事故リスクコスト諸元の 総発電量を160億kwh	164.4円/kwh 以上	10.2円/kwh ~	11.8円/kwh ~	37.9円/kwh ~
1ドル=95円				
2013年度の発電コスト 試算条件 算定条件の見直し反映と原発の設備 利用率を2%、事故リスクコスト諸元の 総発電量を91億kwh	322.1円/kwh 以上	10.5円/kwh ~	12.2円/kwh ~	38.8円/kwh ~
1ドル=100円				

表6の試算は、一定の運転年数の想定のもと、新規モデルプラントの建設から廃炉までの発電コストを評価したものです。既存の原発の発電コストは、次節で述べます。また、為替レートを円安にして再試算するも、もともと燃料費の安い石炭火力と熱効率の高いLNG火力は、円安になっても燃料費はさほど高騰せず発電コストへの影響が小さいです。

表6から言えることは、原発の設備利用率が大幅に低下すると、自動的に総発電量も低下するため、原発の発電コストが極端に悪化します。つまり、2012年度、2013年度は稼働した

原発が1基ないし2基であり、その原発が48基から49基の止まっている原発の維持・管理費、そのための人件費、事故リスク対応費を負担していると思われます。端的に言って、原発は止めていても維持・管理に費用がかさみます。この疑問に、朝日新聞経済部編の『電気料金はなぜ上がるのか』が答えており以下に引用します。

電力各社には「原子力発電費」という費用があり、原発を動かさなくても必要な維持・管理費、修繕費、そのための人件費などが盛り込まれている。九電力が十二年度に使った原子力発電費は、計一兆二六五七億円で達した。

さらに東京、関西、中部、北陸、東北の五電力は、日本原電から電気を買うための「購入電力量」として十二年度に計約一五〇〇億円を支払った。この間、日本原電はまったく発電していないため、これは基本料金として支払われている。

これらを合計すると、九つの電力会社が十二年度に支払った原発の費用は、一兆四〇〇〇億円を超えている。十二年度に国内の原発五〇基のうち、動いていたのは北海道電力の泊原発3号機が五月上旬まで、関電の大飯原発の3、4号機が七月からと、ほとんど稼働していなかったにもかかわらず、である。この総額は、九州電力一社の一年間の売上高に匹敵する。

電力各社の原発費用を、東日本大震災の影響をほとんど受けていない二〇一〇年度と比べると、それぞれ六～八割かかっており、平均で七四%にもなる。原発は維持・管理費が圧倒的に高い発電方法で、核燃料費は大きな問題ではないということだ。そのため、止まってもこの費用はかかり続ける。

次に、表6で求めた原発の発電コストの妥当性を検証します。2012年度の原発の発電コストは164.4円/kwh、総発電量が160億kwhゆえ、これらを掛けると2兆6304億円になります。一方、上で述べた九電力会社が2012年度に支払った原発の費用は、1兆4000億円超であり、この差は事故リスク対応費、追加的安全対策費、政策経費及び廃炉費用の有無かと思われます。

既設原発の発電コスト

新設原発の発電コストを算定しましたが、次に既設原発の発電コストを推算します。既設原発の発電とは再稼働を意味し、事故がなければ発電コストは安いと考えます。既設原発は、プラントの減価償却が進んでおり、発電コストは安価であると考えがちです。しかし、原発の定期点検他でプラントの修理をしているだろうから新規に資本費が発生しており、古い原発だから発電コストが安いとは言えません。既設原発の発電コストは、朝日新聞経済部編の『電気料金はなぜ上がるのか』を参考に考えます。

九電力が2012年度に使った原子力発電費は1兆2657億円、五電力が全く発電していない日本原電に支払った費用が約1500億円、合計1兆4157億円です。なお、2012年度の新設原発は、北海道電力の泊原発3号機が五月上旬まで、関電の大飯原発の3、4号機が七月からと、ほとんど稼働しておりません。ですから、1兆4157億円の原子力発電費は、止まって

いても発生している費用と見做せます。電力各社の2012年度の原子力発電費は合計1兆4157億円、東日本大震災前年度(2010年度)の原子力の総発電量が2882億kwhですから、 $1兆4157億円 \div 2882億kwh \approx 4.9円/kwh$ となります。

次に、求めた既設原発の発電コスト4.9円/kwhの意味を考えます。既設原発は、2010年以前に稼働しましたから表5の2004年試算モデルを適用します。発電コスト5.9円/kwhは、新設原発が止まっても発生する費用と新設原発を稼働させて回収する費用の合計です。この5.9円/kwhの内、止まっても発生する費用が、2012年時点で4.9円/kwhと言えます。20年以上経過している原発が多い中、発電コストの約83%が固定費なるゆえ、ほとんどの原発は減価償却されていません。

既設原発を再稼働させる場合、新設原発と同様に追加安全対策費と政策費用と事故リスク対応費が発生します。その費用は、2010年モデルの原発特有の項目費用と同額になり、 $4.9円/kwh + 6.2円/kwh = 11.1円/kwh$ 以上となります。2010年時点では、2004年試算石炭火力(5.7円/kwh)と2004年試算LNG火力(6.2円/kwh)との比較ですから、既設石炭火力と既設LNG火力の減価償却を勘案せずとも火力発電の方が断然安いです。更に、石炭火力とLNG火力の燃料費高騰を考慮して、2010年モデル石炭火力(7.0円/kwh~7.2円/kwh)と2010年モデルLNG火力(9.6円/kwh~10.0円/kwh)で比較しても、既設火力発電の方が安いです。ただし、2010年モデルの火力発電の発電コストを適用しても、2010年以前に建設したと仮定するので、CO2対策費は除いています。

結局、既設原発を再稼働させても石炭火力とLNG火力の方が安いです。既設原発の発電コストが高くなるのは、再稼働させるには新規制基準を満足させる必要から多額の投資をしなければなりません。加えて、既設原発の修理費等が多額になっているようで、減価償却が進まないためです。電力各社は、何故に原発の再稼働に拘るのでしょうか理解できません。

第5章 原発ゼロに向かって

電気料金値上げの実相

平成16年に発表されたコスト等検討小委員会報告書は、割引率3%、運転年数40年、設備利用率80%なら原子力5.3円/kwh、石炭火力5.7円/kwh、LNG火力6.2円/kwh、石油火力10.7円/kwhと発電コストを公表しました。政府や電力各社は、この結果から「原発は低コスト」であると流布しました。福島第一原発事故により原発の安全神話は崩壊しましたが、原発の発電コスト神話はそのままのようです。電力各社は、原発の発電コスト神話と稼働している原発"0"を組み合わせ、原発の長期停止による代替の火力発電の燃料高騰を理由に、電気料金を値上げしました。しかし、4章で試算した原発の発電コストから、一つ目は、新設原発を40年間無事故で設備利用率70%で稼働させても、発電コストは石炭火力とLNG火力の方が安いことです。二つ目は、既設原発を無事故で設備利用率70%で再稼働させても、発電コストは石炭火力とLNG火力の方が安いことです。ここに至り、電気料金値上げの実相が明らかになりました。

福島第一原発事故以降、原発は稼働していないと見做せます。原発は固定費がバカ高いため、止まっていた2012年度に1兆4157億円の原子力発電費が掛かりました。2012年度の総発電量は、水力、石炭火力、LNG火力、石油火力などで9408億kwhです。この原子力発電費を水力、石炭火力、LNG火力、石油火力などで賄うとすれば、 $1兆4157億円 \div 9408億kwh \approx 1.5円/kwh$ となります。つまり、原発"0"の状況下では電気料金を1.5円/kwh値上げしなければなりません。2013年度に電力各社が一斉に電気料金を値上げしたのは、原発"0"による固定費回収のためです。

福島第一原発事故以前の原発の発電コストでは、原発特有の費用項目（追加安全対策費・政策費用・事故リスク対応費）を考えずに来ました。第3章の表5で示すように、2004年試算では原子力、石炭火力、LNG火力は、ほぼ同額の発電コストです。つまり、どの電源の発電コストでも差がなかったのです。しかし、福島第一原発事故以降、既設原発を再稼働させれば、従来の固定費に再稼働に要する費用を加えた発電コストになります。関西電力が、平成26年12月に電気料金値上げの意向表明をしたのは、高浜原発3、4号機及び大飯原発3、4号の再稼働に投資した費用を早期に回収するためです。これからは、既設原発が再稼働するごとに、電気料金が値上げされます。

さて、電力各社はことあるごとに火力発電の燃料負担が増えて経営を圧迫していると説得しますが、火力発電の主力であるLNG火力の燃料をバカ高い価格で購入している事実には言及しません。1970～1980年代に当時の通産省は、天然ガスを熱量当たりで石油を買うのと同じ値段に長期契約を結んだからです。その契約により天然ガスは、原油価格と連動します。その結果、2012年12月の英フィナンシャル・タイムズ紙によれば、天然ガス価格が米国は3～4ドル、日本は16～17ドルです。米国で売られている価格の5～6倍、日本同様に国内で天然ガスを産出せず輸入に頼っている英国と比べても2～3倍です。このバカ高い天然ガス価格契約は、2020年から2030年頃まで続きます。

更に、電力各社はことあるごとに火力発電の燃料負担が増えて経営を圧迫していると説得しますが、火力発電の燃料負担変動は燃料調整費で自然に電気料金値上げができるため経営に影響しません。各電力会社の検針員の方が、検針のついでに各家庭に配っている「電気料金ご使用のお知らせ」の燃料調整費の項目を目にしたことはありませんか。燃料調整制度が、燃料調整費を生み出しました。燃料調整制度は、政府が毎月まとめている貿易統計に基づいて、原油、液化天然ガス、石炭の輸入価格の3ヶ月分の変動を電気料金に反映させる仕組みです。ですから、円安になるうが、原油価格が上がろうが、燃料調整費で電気料金に転嫁できます。ゆえに、燃料調整制度により、電気料金は火力発電の燃料費の上下に合わせて自動的に上がり下がりしており、電力会社では火力発電の燃料費で経営が圧迫されることはありません。圧迫されるのは、消費者です。

原発再稼働に固執する理由

原発ゼロは、今や国民大多数の意見です。しかしながら、電力会社及び原子力推進の政府は、発電コストの高い原発稼働に固執しており理由がありそうです。その理由は、前章で述べたように原発の設備利用率を上げないと、原発の発電コストが石油火力より高くなってしまいう理由だけではなさそうです。根本的に、次に述べる廃炉費用の問題に係わります。

原発は、稼働年数が40年に達すると原則廃炉にしなければなりません。2013年12月現在、福島第一原発1～6号機、東海原発、浜岡原発1～2号機が廃炉で確定しています。これ以外に稼働年数40年超の原発が、既に3基あります。1970年代後半から1980年代前半にかけて稼働した原発は、2010年代後半から2020年代前半に相次いで稼働年数が40年に達し、その数は15基です。当然廃炉には、多額の費用が掛かります。経産省は、廃炉費用を50万kw級の小型炉で360億～490億程度、80万kw級の中型炉で440億～620億程度、110万kw級の大型炉で570億～770億程度と説明しています。各電力会社は、平成元年の「原子力発電施設解体引当金」制度により、原発の廃炉に必要な金額を毎年、年度末に一括して引き当てします。この廃炉引当金の積み立ては、40年間の運転期間中の発電量に応じて引き当てすることが義務付けられています。しかし、4章で述べたように、廃炉費用は会計簿記の計算結果と思われ、工事内容から積み上げたとは考えられません。

稼働年数40年間の想定総発電電力量は、出力×40年×365日×24時間×設備利用率で計算します。ただし、この式の設備利用率は、計算上76%（現実の設備利用率はもっと低い）に決めています。次に、当年度の廃炉引当金は、廃炉見積費用×（累積発電電力量÷想定総発電電力量）－前年度廃炉引当金残高で計算します。累積発電電力量は、定格出力×稼働日数×24hで求めます。ところが福島第一原発事故以降、原発の長期停止が続き（原発の設備利用率が極端に低い）、廃炉引当金の積み立てが進まない状況です。つまり、1年中停止している原発が大部分であり、その間、当該原発の累積発電電力量は前年度と変わらず、廃炉引当金の積み立てができません。更に、年間の設備利用率が76%になることはありません、原発が稼働していても恒常に廃炉引当金の積み立て不足です。この結果、運転終了時に廃炉引当金の積立額が足りなければ、電力会社は電気料金の原価には算入できない損失として、不足額を一括計上する必要が生じ

ます。加えて、使用済み核燃料棒は廃炉になると資産が無価値になり、多額の特別損失が発生します。

以上の説明から、電力会社は設備利用率の低い原発ほど、早期の再稼働に固執します。また、廃炉引当金の積み立てが不足していると、40年を超えて稼働させないと、廃炉段階で多額の損失計上が発生します。つまり、電力会社の決算は赤字になります。本来であれば、原発の停止を見込み、稼働中に廃炉引当金の積み立てを現状の3倍も4倍もすべきなのに、原発の発電コストを安く見せかけるため廃炉引当金の積み立てを少なくしました。この問題は、原発の廃止措置を巡る会計制度が引き起こしており、原発特有の会計制度に潜む欠陥です。この電力会社専用の会計制度問題は、平成23年のコスト等検証委員会報告書では触れられておりません。

もうひとつ廃炉費用で考えなければならないのが、廃炉で出てくる放射能まみれの廃材処分です。使用済み核燃料に関しては、高レベル放射性廃棄物を深い地中に保管する費用を、核燃料サイクル費の中で見込んでいます。廃炉作業で発生する高レベル放射性廃材の処分は同じく、深い地中に保管するでしょうが、平成16年のコスト等検討小委員会報告書と平成23年のコスト等検証委員会報告書には、高レベル放射性廃材処分の記述がありません。原子力委員会は、廃炉作業で発生する高レベル放射性廃材の処分について未検討と思われるのです。なぜなら、まがりなりにも使用済み核燃料の処分地を公募していましたが、廃炉作業で発生する高レベル放射性廃材の処分地の公募はしておりません。

以上の考察から、仮に全原発を即時に廃炉にすると、巨額の特別損失を決算時に計上せねばならなくなり、兎いては電力会社の倒産に至るかもしれないからです。そのため、原発の発電コストが石炭火力やLNG火力より高くても、消費者に電気料金として転嫁できるから、原発を再稼働するのです。現状では、原発を再稼働せず塩漬け状態が次善の策です。

エネルギーと会計のブラックホール

福島第一原発事故から3年目に入り、コスト等検証委員会報告書の原発特有の費用項目（事故リスク対応費、政策経費、追加的安全対策費）を見直すと、原子力の発電コストは石炭火力とLNG火力について三番目になりました。この結果から、原子力の発電コスト神話は崩れ、引き続き、原子力のエネルギーに切り込みます。

日本原子力学会誌Vol.48によれば、原子力のエネルギー収支比が17.4、石炭火力のエネルギー収支比が6.55、LNG火力のエネルギー収支比が2.14であり、原子力が優れているとしています。エネルギー収支比とは、出力エネルギーを入力エネルギーで割った値です。たとえば、化石燃料を取り出すには元手のエネルギー、つまり入力エネルギーが必要で、取り出した化石燃料を発電に使い出力エネルギーを得ます。エネルギー収支比の定義には、廃炉とか発電所解体に要するエネルギーが含まれていません。原子力以外の発電は、元手のエネルギーに比べ後始末に要するエネルギーは無視できるほど小さいのです。原発は廃炉期間がとても長く、かつ、使用済み燃料棒の後始末に数万年もかかることから、後始末エネルギーを無視できません。

エネルギー収支比の式を変形すると、出力エネルギー - 入力エネルギー のエネルギー収支比ができます。原子力の場合は、廃炉エネルギーと事故収束エネルギーが加わりますから

出力エネルギー - 入力エネルギー - 廃炉エネルギー - 事故収束エネルギー
となります。福島第一原発のエネルギー収支は、事故収束エネルギーが増大しており、エネルギー収支のマイナス拡大につき、エネルギーのブラックホールと形容できます。

福島第一原発のエネルギー収支が、事故収束でエネルギーのブラックホールになり、人・物・金を無尽蔵に注がねばなりません。そのため、電気料金の原価に原発特有の費用を組み込み電力消費者から回収し、不足分は国から直接または間接に税金を投入します。原発政策の失敗は、必ず東電と国の会計帳簿にマイナスとして記録されます。ゆえに、エネルギーのブラックホールは、会計のブラックホールを出現させます。

責任を持ったエネルギー政策

中東のホルムズ海峡で紛争が勃発し、日本に石油が入ってこなくなると困るから国産エネルギーを御旗に原発を推進してきました。福島第一原発事故により、放射性物質が大量に飛散すれば避難しなければなりません。仮に原発銀座の若狭湾で原発事故が発生し、不幸にして大量の放射性物質が大阪方面に流出したとします。最悪、関西に人が住めなくなり海外移住となれば、国産エネルギーの御旗の目的と正反対の結果になります。また、中東のホルムズ海峡で紛争が勃発すると、日本に石油が入ってこなくなり発電できなくなるから、エネルギーセキュリティー上国産エネルギーが必要との話です。ここで考えなければならないのは、現在文明は石油文明と称されているように、石油は火力発電所の燃料以外に自動車、飛行機、船舶などの燃料、プラスチック、合成繊維原料、合成ゴム、塗料原料、合成洗剤などありとあらゆるところに使用されています。原発は発電以外に石油の代用ができず、たちまち経済活動の死活問題になります。中東からの石油、LNGガスによる発電燃料は、今からシェールガスに切り替えておけば解決できますが、石油でしか生み出せない自動車、飛行機、船舶などの燃料、プラスチック、合成繊維原料、合成ゴム、塗料原料、合成洗剤などが生産できず、想像を超えた混乱になります。

責任を持ったエネルギー政策は、政治家及びキャリア官僚の仕事ですが、今もって原発推進、原発輸出では暗澹たる気持ちになります。原発ゼロは国民大多数の意見ですが、選挙で選ばれるのはどういうわけか原発推進の議員です。2013年12月6日共同通信は、次の記事を配信しました。

経済産業省は6日、中期的な政策の指針となるエネルギー基本計画の素案を総合資源エネルギー調査会基本政策分科会（分科会長・三村明夫新日鉄住金相談役）に提示した。原発を「重要なベース電源」と位置付け、原子力規制委員会が安全性を確認すれば再稼働を進めると明記した。

焦点となっていた原発の新增設や、既存の原子炉を新型炉に置き換えるリプレースについては記述しなかった。電力全体に占める将来の原発の割合を示さないこととの整合性などを考慮したとみられるが、将来の新增設の可能性は残った。

政治家、キャリア官僚、知事、マスコミ、大企業のトップ等が話す安全対策をきちっとすれば

、安全な原発になる説明の論理は次の通りです。

原発推進派から情宣されている安全な原発が可能というものは、現実の原発から何かマイナスしたものがあって、現実の原発は発電原理に矛盾を含まないが、しかし安全な原発になるには何かはまだ足りないと言っています。だから安全な原発になるには、何か加わることにより安全になると考えています。そのため、安全基準を見直し対策を強化し不足分を補えば安全になると説明しています。従って安全な原発を考えるには、現在の軽水炉原発に何か新しい原理をもってくる必要はなく、安全は軽水炉原発の方に存在していると考えています。安全な原発は、いつも軽水炉原発の原理の上に考えられています。

しかし、いくら安全対策を施しても、ウランを燃料とする軽水炉原発では、発電原理上発電と同時に必ず放射性物質が生成され、ひとたび事故が発生すれば放射性物質が陸海空に飛散します。無事故の原発がないことは設備利用率が物語っており、かつ、最低1万年に亘る長期間の使用済み核燃料と原子炉解体廃材の管理を子孫に押し付けます。

本来なら給料をもらっている政治家及びキャリア官僚は、抜本的エネルギー基本計画を立案すべきですが、過去の原発推進政策の失敗を認めたくないようです。先の戦争で、軍人が戦況を踏まえた戦争終結を言い出さないように、原発推進を固持する原子力村は、福島第一原発事故を踏まえても即時原発ゼロを言い出しません。逆に、給料をもらっていない原発ゼロを言う人には、対案を出すようにと言いつつ始末です。商業的人間、金儲けを目的にする人間は、原発を権力と言辞をあやつり推進します。それでも志のある市井の方が原発ゼロの努力を続けられています。具体的には、国産石油の輸出を合言葉に、藻類から石油を採取するプロジェクトが、2013年4月から仙台市で始まりました。また、オオマサガスと呼ばれる奇跡のガスが、LPガス自動車の燃料として実用化されており、逐次適用範囲を広げています。詳しくは、拙著『新たな再生可能エネルギーの登場』をご覧ください。未来に希望が持てます。

福島第一原発事故で原発の安全神話は崩壊しましたが、電力各社は原発の発電コスト神話をしぶとく情宣しています。電力会社は、電気料金値上げの要因が原発の長期停止と火力発電の燃料費高騰にあると説明していますが、真逆の結論になりました。つまり、原発の運転を止めても費用はほとんど減らず、むしろ代替火力の燃料費が大幅に増加しています。その火力発電の燃料費は、円安になろうが、原油価格が上がるが、燃料調整費で電気料金に転嫁できます。ですから、電力各社は火力発電の燃料費で経営が圧迫されることはありません。圧迫されるのは、消費者です。

発電コストと放射能問題は似ており、共に論理的に考えなければ誤った認識をします。五感で捉えられない発電コストと放射能は、とにかく計算又は測定して「数字」で示す以外にありません。論理的に発電コストを考えるにしても、共感が得られるよう平成23年のコスト等検証委員会報告書と公表された発電コスト試算シートを活用しました。

2010年モデルの試算条件の原発特有の項目の費用見直しと廃炉処理費用を適切な見積額に置き換え再計算すると、石炭火力9.5円/kwh~9.7円/kwh、LNG火力10.7円/kwh~11.1円/kwh、原子力13.2円/kwh以上、石油火力22.1円/kwh~23.7円/kwhの結果です。原発が無事故で設備稼働率が70%でも、石炭火力が一番安い発電コストです。また、既設原発の発電コストを推算すると、11.1円/kwh以上です。既設石炭火力と既設LNG火力こそ減価償却が進んでおり、既設原発との発電コスト差が大きくなると考えられます。そのため、電力会社は石炭火力とLNG火力の燃料費高騰を吸収できそうで、引いては消費者も恩恵を被ることができます。

一方、原発の運転稼働40年をまたずに生じている、使用済み核燃料の処分と廃炉作業で発生する高レベル放射性廃材の処分が、原発導入当初から今に至るまで解決できずにいます。最新の量子物理学の知見をもってしても、放射性物質の消去の術を発見できず、万年単位の自然消滅にゆだねるしかない状況です。使用済み核燃料の処分と廃炉作業で発生する高レベル放射性廃材の処分は、僥倖の上にも僥倖を重ね無事故を仮定しています。1万年以上に亘って無事故は、あり得るのでしょうか。原発は、人知を超えた代物です。

福島第一原発事故で原発の安全神話は崩壊しましたが、同時に原発の設備利用率低下が発電コスト構造を露呈しました。原子力規制委員会は、基準に合格した原発の再稼働を認可しますが、安全だから再稼働を認可したのではありません。ゆえに、原発ゼロは今や国民大多数の意見です。原発以外の電源で発電すれば、安価な電気料金になり、かつ、末代までの放射能問題が避けられます。

2014年1月18日

第1回改訂 2015年3月 3日

参考文献

第1章 上がる電気料金

- ・ 資源エネルギー庁電力・ガス事業部電力市場整備課 電力小売市場の自由化について

第2章 電源別コスト算定の前提条件

- ・ エネルギー・環境会議 編 コスト等検証委員会報告書
- ・ 亀井 敬史 著 核なき世界を生きる 国際高等研究所
- ・ 内閣府原子力政策担当室 核燃料サイクルコストの試算解説資料
- ・ 大島堅一・除木理史 共著 福島原発事故のコストと国民・電力消費者への負担転嫁の拡大
- ・ 日経新聞

第3章 電源別コストの試算結果

- ・ エネルギー・環境会議 編 コスト等検証委員会報告書
- ・ 大島堅一・除木理史 共著 福島原発事故のコストと国民・電力消費者への負担転嫁の拡大

← A

第4章 原発の発電コストを再試算

- ・ エネルギー・環境会議 編 コスト等検証委員会報告書
- ・ 朝日新聞経済部 編 電気料金はなぜ上がるのか 岩波新書

第5章 原発ゼロに向かって

- ・ 資源エネルギー庁 編 原子力発電所の廃止措置を巡る会計制度の課題と論点