

「東京電力の家庭用電気料金値上げ認可申請に関する消費者委員会としての現時点の考え方」に対する考え

「消費者委員会としての現時点の考え方」(6月19日)		電気料金審査専門委員会の査定方針案等における考え方
1. 人件費	電気事業者の人件費の中の厚生費について、料金算定に当たって原価として認めるのは、法定厚生費に限るべきではないか。法定外の福利厚生制度は企業の裁量によるものであり、それらに要する経費は利用者に負担を新たに求めるのではなく、利益の中から工面すべきではないか。	一般厚生費の中には、労働安全衛生法や次世代育成支援対策推進法といった法令等に定められた企業としての責務を果たすためのものが含まれていることから、原価に算入せず利益からのみによる支給を求めることは適当ではない(原価算定上、利益は予め見込まれない)。したがって、審査要領において示された、常用労働者1,000人以上の企業平均値を基本とする等の基準をできる限り統一的に適用するとの考え方に基づき、経団連「福利厚生費調査結果報告(H22年度)」の1,000人以上企業の平均(31.1万円)と比較を行ったところ、東電の申請はこれを下回っていることから、申請内容は妥当であると考え。【査定方針案P24】
	公的資金が資本注入された状態にある東京電力の従業員、特に幹部社員の給与や厚生費等の人件費について、他の公益企業(ガス会社等)と同レベルを維持することは一般の理解を得られにくいと考えられないか。さらに圧縮できるものはないか考えるべき。	審査要領に規定された、「賃金構造基本統計調査」における常用労働者1,000人以上の企業平均値を基本とする等の基準は、客観的かつ明確であり、本基準は他の電力会社の料金改定時にも適用されるものであることから、本基準に沿って査定を行うとともに、本基準を基準賃金のみならず、基準外賃金や福利厚生費等も含め、できる限り統一的に適用すべきである。 委員の中には、金融機関等の公的資金を注入された企業の例も参考になるのではないかと意見があった。また、オブザーバーからは、公的資金を注入された企業として給与水準の一層の引き下げを求める強い意見があり、公的資金を注入する段階では意見を述べる機会がなかったとの指摘がなされたところであるが、本委員会としては、公的資金注入企業との比較については、公的資金注入決定時に議論すべき論点であり、本委員会で検討することは困難であると考え。【査定方針案P15】 なお、賃金構造基本統計調査におけるガス会社の基準賃金及び賞与の1人当たり水準は644万円、電力を除く公益企業の625万円であるのに対し、東京電力の申請は556万円となっている。
2. 競争入札・随意契	競争入札比率を高める目標(申請では30%)をさらに高めるべきではないか。	東京電力によれば、随意契約の約9割は、既設設備の修理・改造や(55.6%)、不具合改修などの緊急対応(28.0%)、対応可能な取引先が1社しかない(7.3%)など、短期間で競争入札に切り替えることは困難な実態にある。そのため、仕様の汎用化や、メーカーの技術に対応できる新規の取引先の育成などを進めることで、まずは3年以内に30%を必達目標として、競争入札の拡大を最大限進める予定であるとのこと。 また、競争入札比率を5年間で60%とすることを目指すとのこと。

約	<p>随意契約をせざるを得ない場合でも、取引先である子会社・関連会社の費用削減目標(申請では20%削減)をさらに高めるべきではないか。</p>	<p>査定方針案によれば、仮に、東京電力が子会社・関連会社へ発注するか否かを問わず、随意契約を行う取引に係る費用については、「東京電力に関する経営・財務調査委員会」において、発注方法の工夫による競争の導入により9.6%の単価低減を図ることが可能であると推定していることを勧奨し、各費用項目の性格に応じ、コスト削減を求めることが困難である費用を除き、コスト削減額が原則10%に満たない場合には、未達分を減額することとしている。【査定方針案P9】</p>
3. 燃料費	<p>燃料の購入価格水準や燃料の負担増を全額値上に賦課することの再検討が必要ではないか。今後とも燃料費圧縮のための作業を考えていただきたい。</p>	<p>石油及び石炭については基本的に毎年度契約価格の更新を行うことになっており、LNGの長期契約分については、9プロジェクト(約1,800万トン/年)のうち、4プロジェクト(約800万トン/年)について価格の見直しが行われることを確認した。また、為替レートは、24年1~3月の通関レート(TTM=78.5円/ドル)を使用していることを確認した。</p> <p>石油の購入価格は、24年1月~3月の購入価格を基に算定されているが、原油については、当該購入期間に参照する産油国の政府公式販売価格を適用し算定されており、重油については、当該期間における東電と元売り間における交渉結果に基づく決定価格を適用し算定されており、それぞれ妥当であることを確認した。</p> <p>LNGの購入価格は、原油価格を指標とした価格フォーミュラにより決定されるが、申請原価は、24年1月~3月の購入価格を算定する際に参照する全日本通関原油CIF価格を、プロジェクト毎の価格フォーミュラを適用し算定されていることを確認した。なお、<u>原価算定期間中に価格の更新時期を迎えるLNGの4プロジェクトについては、近時の値上がり傾向の市況を踏まえ値上げを織り込んでいるものがあるが、東電の交渉努力を先取りする形で直近実績レベルまで原価を減額することが適当である。</u></p> <p>石炭の購入価格は、燃料費調整の前提諸元の算定期間と同じ、24年1~3月の豪州からの購入価格としており、妥当であることを確認した。</p> <p>火力燃料の調達に係る諸経費については、LNG輸入代行手数料の引下げ等の合理化努力を行っていることを確認したが、<u>子会社との随意契約となっているものであって東京電力が今後随意契約を行うものについては、基本方針に示された考え方に基づき原価から削減すべきである。</u></p> <p>なお、東京電力によれば、シェールガス等を原料とする北米LNGの輸入については、米国規制当局による非FTA締結国向けのLNG輸出許可が条件となるが、計画が進められている北米LNGの供給開始見込み時期や、東京電力の長期契約LNGプロジェクトの契約更改時期を勧奨し、2018~2019年頃からの導入の可能性について検討を進めているとのことである。【査定方針案P31、32】</p>

<p>4. 購入電力料</p>	<p>日本原子力発電等からの電力の購入がないにも関わらず、購入電力料として、平成24～26年度で年平均約1千億円を支払うことについて、その理由が不明確ではないか。</p>	<p>原子力発電による購入電力については、原価算定期間における受電量をゼロと見込んでいるものの、停止中の原子力発電所にかかる維持管理や安全対策工事などに必要と見込まれる費用については、購入の相手方との契約書原本等を確認した結果、以下の理由から、料金原価に算入することを認めることが適当である。</p> <p>①当該原子力発電所は契約の相手方との共同開発であると認められる。</p> <p>②このため、人件費、修繕費や減価償却費等の原子力発電所を安全に維持管理する費用や、将来の稼働に向けた投資に要する費用についても、自社電源同様、負担する義務があると考えられる。</p> <p>また、原価算定期間における受電量はゼロとしているものの、東京電力が契約している発電所は、発電設備としては健全な状態にあり、前提計画(総合特別事業計画)においても、平成27年度以降、発電を再開し、東京電力が契約に基づき発生電力を購入する計画としているとともに、東北電力、日本原電においても発電再開に向けた準備を実施中である。</p> <p>他方で、東京電力は契約の相手方に対して効率化努力を求めていくべきであり、既設分の減価償却費や固定資産税等といった効率化努力が見込めない費用を除く人件費や修繕費等について、東京電力自身による効率化努力分と比較し、既に織り込まれている効率化努力分では足らざる部分については、原価から削減すべきである。【査定方針案P37】</p>
-----------------	---------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

	<p>福島第一原発5、6号機及び福島第二原発について、レートベースから外れる一方、減価償却費等は原価に含まれていることについて問題はないのか。</p>	<p>(1) 審査要領上、「長期停止発電設備については、原価算定期間内に緊急時の即時対応性を有すること及び改良工事中などの将来の稼働の確実性を踏まえてレートベースに算入する。」となっており、「電力会社間の同種の設備と比較して、著しく低い稼働率となっている設備に係る減価償却費等の営業費については、正当な理由がある場合を除き原価算入を認めない」としている。</p> <p>(2) 福島第一原発5,6号機及び福島第二原発1～4号機については、 ①主要設備について、現時点で大きな損傷は見つかっておらず、設備としては健全であると言える。 ②また、東京電力において、津波対策や耐震強化に係る改良工事を実施中であり、事業者として廃炉を行うとの判断を行っていない。</p> <p>(3) 長期停止火力については、設備の老朽化や事業者として立ち上げの方針がないことなど、上記①、②に相当する要件を確認することにより、電源の稼働の見通しや料金原価への営業費用の算入可否について客観的に判断することが可能であるが、原子力発電所については、 ③安全・安心を確保しつつ、地元の理解を得て再稼働させることが可能か否か が、将来の再稼働の見通しに大きな影響を与えることとなる。 他方で、福島県内の当該原子力発電所に関し、福島第一原発5,6号機及び福島第二原発の再稼働は地元自治体との関係で想定しえないとの強い意見があったが、③については当委員会として電気料金の専門的見地からは判断できるものではなく、これら原子力発電所の稼働の見通しについて確定的な見解を示すことは困難であり、こうした事情により再稼働が見込めないことが正当な理由に該当するかどうかを判断することも困難である。</p> <p>(4) また、東京電力はこれら原子力発電所について、今後十年間の稼働は「未定」としているが、福島第一原発5,6号機については、原子力災害対策特別措置法に基づく緊急事態応急対策を、福島第二原発については、同法に基づく原子力災害事後対策を実施中であり、こうした観点からは、現時点で稼働を行わない一定の正当な理由があると考えられる。</p>
--	-----------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

5. 事業報酬・減価償却費

(5)以上から、福島第一原子力発電所5,6号機及び福島第二原子力発電所については、原価算定期間内における再稼働は見込まれていないが、原価算定期間終了後、将来にわたって再稼働しないと確定的に判断することはできず、また、再稼働が見込めないことに一定の正当な理由があると考えられる以上、レートベース、減価償却費を全額料金原価に算入することは妥当であると考えられる。

なお、電気事業の用に供する設備には、建設から運転開始まで、10年以上の長期間を要するものも多く、建設中の発電所や送電線については、将来の稼働が不透明であるが故に、算定規則上、建設期間中は建設仮勘定として資産価値の1/2のみをレートベースに算入している例を援用し、レートベース・減価償却費ともに、全額を原価として認めるのではなく、一定額の減額を行う余地があるとの意見があった。

ただし、今回の申請において、東京電力は、レートベースを全額自主カットしていることから、いずれにせよレートベースに関して増査定を行う必要はない。

(6)なお、設備は運転開始後減価償却が自動的に開始されるため、再稼働が不透明である期間中に減価償却費を料金原価として認めない場合、その後再起動が行われたとしても、遡って減価償却費を回収することはできず、投資した資金が回収できないこととなる。また、料金原価として認めないという判断を行うことは、将来の収益獲得の可能性を否定することとなり、会計上、資産価値全額が減損処理される可能性が高い。電気事業資産は長期にわたる計画的な投資によって、電気料金により形成されてきた資産であり、明確な根拠に基づかずに行政の恣意的な判断により減損することは適当でないこと、その費用を誰がどのように負担するべきかという問題が生じ得ることに留意することが必要である。【査定方針案P52、53】

柏崎刈羽原子力発電所は、平成25年度から順次稼働させるものと仮定されており、原価算定期間において一時的に不稼働期間があることから、原価算定に当たっては、

一 建設中の設備について、その1/2をレートベースに算入するのみだが、これは資本サービスを提供していないことを考慮した措置と考えられるが、この例に倣い、不稼働期間中の柏崎刈羽原子力発電所の設備についても、レートベースに算入する割合を検討すべきではないか。

一 原子力発電所が停止したため燃料費が増大したことが今回の値上げ申請の要因であるが、不稼働期間中の柏崎刈羽原子力発電所の減価償却費を原価に含めると、発電費用の二重計上になるのではないか。よって、柏崎刈羽原子力発電所の減価償却費は、不稼働期間中は原価から除くべきではないか。

柏崎刈羽発電所については、東京電力の前提計画(総合特別事業計画)において、「柏崎刈羽原子力発電所については、今後、安全・安心を確保しつつ、地元の御理解をいただくことが大前提ではあるが、今回の申請における3年間の原価算定期間においては、2013年4月から順次再起動がなされるものと仮定して原価を算定することとしている」としている。他方で、東京電力によれば、2号機については原価算定期間内の再起動が見込まれないものの、原価算定期間以降には、それ以外の号機の稼働計画同様に再起動がなされるものと仮定しており、レートベース及び減価償却費を算入することは妥当である。なお、火力発電所におけるピーク対応電源のように季節的に稼働するものや原子力発電所のように長期の定期検査を行うものなど原価算定期間に稼働が見込まれないものがあるが、これらを直ちに原価算入不可とすることは電気事業の実態から見て適当でなく、また、会計上の資産価値と収益の整合性の観点からも適当とは言えない。【査定方針案P51】

公的資金が資本注入された東京電力においては、事業報酬率について、事情変更としてその実情に即した算定方法が考えられないか。

(1)1960年にレートベース方式に基づく現在の事業報酬制度が導入された趣旨は、それ以前の資金調達コスト積み上げ方式に基づく料金原価算入では、各社の資本構成の差異によって原価水準に差が生じることや、電気事業者における資金調達コスト低減のインセンティブが乏しいことを考慮し、電力会社一律の事業報酬率を設定することとしたもの。

(2)この制度趣旨から、東京電力の事業報酬についても、原子力損害賠償支援機構法に基づく資金援助等による東京電力独自の資金調達コストの変化を勘案するのではなく、各電力会社一律に適用される報酬率を算定すべきであり、東京電力が今回の申請において、自らの事業リスクのみに基づいて事業報酬率を設定していることは適当ではない。

(3)事業報酬率は、審査要領上、電気事業をめぐる経営リスクが、他の一般的な事業会社の経営リスクと比較してどのような位置にあるかという点(β 値)を勘案し決定される。また、審査要領にも示されているように、東日本大震災後の状況も勘案し事業報酬率を設定する必要がある。

(4)経営リスクの算定を行うにあたり、電気事業を専門分野とする複数の金融アナリストにヒアリングを行ったところ、震災以降、電気事業の経営リスクは格段に高まったと考えられ、電気事業を投資先として選定する(すなわち、電力会社による資金調達が可能となる)ためには、大震災以降の経営リスクを採用すべきとの声が大勢であった。

(5)こうした点を踏まえ、事業報酬率の算定に当たっては、大震災以降の9電力会社平均の β 値を採用することが適当である。また、 β 値の採録期間については、本来は例えば2年程度の一定の長期間を採るべきと考えられるが、震災前後で経営リスクに断絶があると考えられ、震災以前の期間を採る合理性はないと考えられることから、震災後可能な限り長期の期間をとるため、平成23年3月11日から申請日前日の平成24年5月10日までの期間を採用すべきである(この場合、 β 値は0.82となる)。【査定方針案P59】

	<p>規制部門と自由化部門のコスト配分ルールが実態に合っているか、検証が必要ではないか。</p>	<p>個別原価計算においては、算定規則に基づき各費用の配分計算が適切に行われていることを確認した。また、事業者が独自に設定した基準についても、計器等の費用を口数比ではなく直接各需要に整理している等、より実態に即した費用配分となっている。総原価の約96%が直課により配分されていることは妥当であると考えられる。</p> <p><u>固定費の各需要種別への配分方法は「2:1:1法※」等が算定規則により規定されているが、その際、低圧需要の最大電力は、サンプル調査(低圧電灯:約4,000件、低圧電力:約500件)に基づく推計値が用いられており、過大推計されていないことが確認された。</u></p> <p>※最大電力に2、夏季・冬季尖頭時責任電力に1、発受電量に1の割合で合成された値により固定費を配分する方法。</p> <p>また、総原価に対する事業報酬の割合については、前回改定時以降の燃料費の増加等に伴う収益構造が改善され、規制部門が5.7%、自由化部門が4.2%となっており、それぞれの部門における固定費の割合を適切に反映したものであることが確認された。</p> <p>なお、今回改定以降の収益構造の変更については、事後評価において部門別収支が毎年公表され、原価算定期間終了後には原価と実績の部門別評価を実施することとなっているが、<u>経済産業省は収益構造のゆがみが著しく、また、構造的なものと認められる場合には、事業者に料金改定を促すとともに、事業者がこれに応じない場合には、料金認可申請命令の発動を検討すべきである。【査定方針案P103】</u></p>
<p>課題</p>	<p>規制部門と自由化部門の売電量と利益率について、料金認可当時の計画と著しく乖離した場合に取るべき措置について、2月の消費者委員会による「公共料金問題についての建議」で料金値下げのプロセスを考えるべきとしているが、これも踏まえ今後検討すべきではないか。</p>	<p>行政においては、今回の審査で終わることなく、認可後の東京電力の料金の妥当性について、引き続き監視を続けるべきである。具体的には、原価算定期間内においては、毎年度、事業者が決算発表時等に、決算実績や収支見通しを説明するとともに、利益の用途や料金改定時に計画した効率化の進捗状況等を需要家にとってわかりやすい形で説明するべきである。また、<u>原価算定期間終了後も事業者が料金改定を行わない場合には、行政が原価算定期間終了後も引き続き当該料金を採用する妥当性について、専門性、中立性を有する第三者の視点も活用しつつ評価を行った上で、必要に応じ電気事業法第23条に基づく認可申請命令を発動すべきであるが、その際の具体的な発動要件について検討すべきである。【査定方針案P111】</u></p>
	<p>事業報酬について、最優先で特別負担金の返済に充てられることを事前にも確認し、事後にも検証を行うべきではないか。</p>	<p>事業報酬については、東京電力固有の状況を勘案するのではなく、電気事業法に基づく各社一律の事業報酬率を適用して算定すべきものであるが、特別事業計画において、東京電力は当分の間無配を継続することを株主に要請しているところ。</p> <p>原子力損害賠償支援機構法においては、第45条において、総合特別事業計画の認定要件として、経営合理化の方策が原子力損害の賠償の履行に充てるための資金を確保するため最大限の努力を尽くすものであることが求められている。</p> <p>また、同法第52条第1項により、東京電力は、<u>機構が事業年度ごとに運営委員会の議決を経て定める金額を、特別負担金として、機構に対し納付することとなる。</u></p> <p>特別負担金の額は、同条第2項において、「認定事業者の収支の状況に照らし、電気の安定供給その他の原子炉の運転等に係る事業の円滑な運営の確保に支障を生じない限度において、認定事業者に対し、できるだけ高額を負担を求める」とこととされており、同条第3項及び第4項において、<u>主務大臣があらかじめ財務大臣に協議した上で認可を受けることとなっている。</u></p>