

平成24年（ワ）第49号等 玄海原発差止等請求事件

原告 長谷川照 ほか

被告 九州電力株式会社

国

準備書面25

2015（平成27）年6月26日

佐賀地方裁判所民事部合議2係 御中

原告ら訴訟代理人

弁護士 板 井 優 代

弁護士 河 西 龍太郎 代

弁護士 東 島 浩 幸 代

弁護士 椛 島 敏 雅 代

弁護士 長 戸 和 光

第1 本書面の目的

本書面は、人格権侵害に基づく差し止め請求における違法性を判断する上で重要な要素となる公共性に関し、これまでの原告らの主張を補充するものである。

る。

被告九州電力の主張する原発の必要性（すなわち公共性）に関しては、すでに原告ら準備書面1、4、13、14及び15などにおいて必要な反論をしたところである。

ところで、被告九州電力が原発の公共性の根拠の一つとしてあげる「原発のコスト」の優位性に関して、このたび、国において「長期エネルギー需給見通し」が示され、これを受けて発電コスト検証ワーキンググループにおいて発電コストの再試算が行われた。

かかる国の再試算によっても、そもそも原発の発電コストが他の発電方法に比べ割高であることは既に明らかであるが、その再試算すら、まったく現実性のない需給見通しをもとに原発の発電コストが過小算出されたものなのである。

以下では、長期エネルギー需給見通しの問題点を明らかにして、これに基づく再試算が根拠を欠く不適切なものであることを述べた上で、仮に当該需給見通しに基づいた再試算を行ってもやはり原発に経済効率性がないこともあわせて述べ、もって原発には公共性がなくその違法性が明らかであることを論じる。

第2 長期エネルギー需給見通しの問題点

1 はじめに

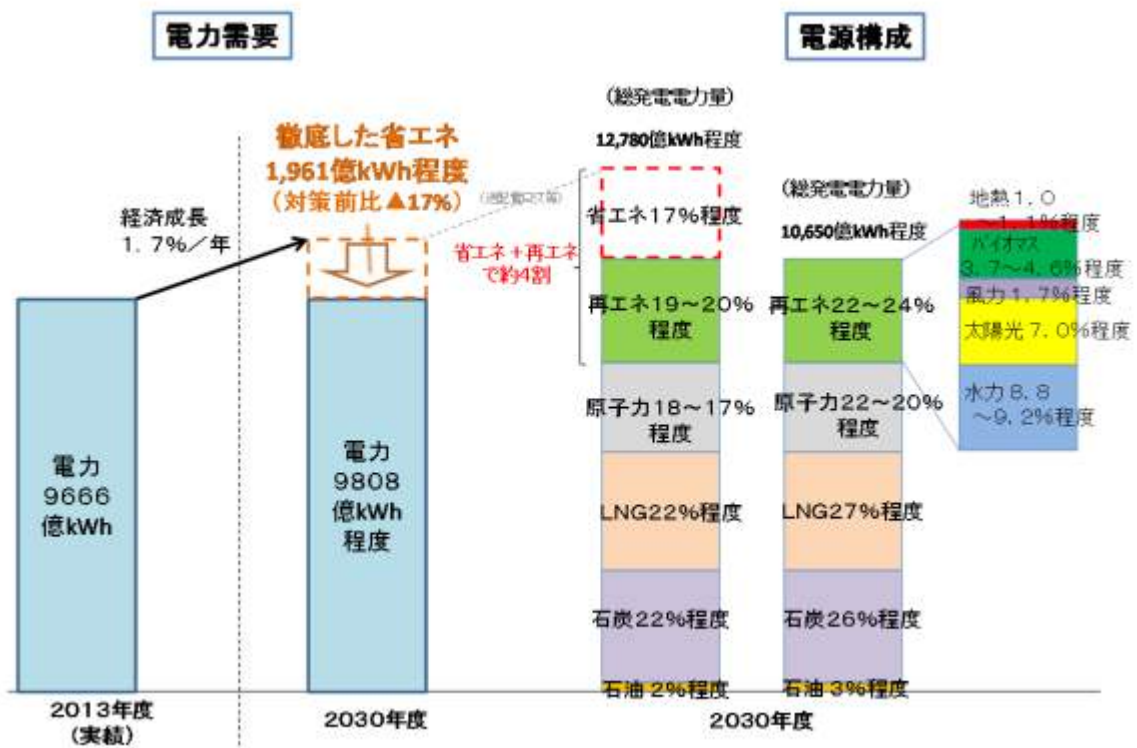
2015（平成27）年6月2日、国（経済産業省）は、長期エネルギー需給見通し（以下単に「需給見通し」という。）として、2030（平成42）年における我が国の電源構成（いわゆる「エネルギーミックス」）の案を公表した（甲E34）。

この「需給見通し」における電源構成の策定の基本的な視点となっているの

が、いわゆる「3E+S」と呼ばれる要素である。具体的には、「安全性」(Safety)、「安定供給」(Energy Security)、「経済効率性」(Economic Efficiency)、「環境適合」(Environment)の4要素である。

国(資源エネルギー庁)は、原子力について「低炭素の準国産エネルギー源として、優れた安定供給性と効率性を有しており、運転コストが低廉で変動も少なく、運転時には温室効果ガスの排出もないことから、安全性の確保を大前提に、エネルギー需給構造の安定に寄与する重要なベースロード電源」などと位置づけて、原子力発電の必要性をことさらに強調した(甲E35)。

そして、同「需給見通し」では、今から15年後の2030(平成42)年の電力需要を1兆0650億キロワットとし、その供給のための電源構成として、再生エネルギーが22~24%、原子力が20~22%、LNGが27%程度、石炭が26%程度、石油が3%程度とされ、将来にわたり原子力に対する高い依存度を維持し続けようとしている。



しかし、ここで主張されている原子力の必要性（3Eの優位性）なるものは、すでに原告らの反論（原告ら準備書面1、4、13、14及び15など）によって虚構であることが明らかとなったものばかりである。

そもそも、原子力発電の「S」、すなわち「安全性」については、原告らがこれまでの福島第一原子力発電所の事故の被害を敷衍して主張してきたとおり、その危険性と被害の甚大さが明らかとなり、それだけでも将来の電源構成を考える上で、原子力は除外されてしかるべきである（実際にドイツなど諸外国では、福島第一原発事故を契機として、将来のエネルギーミックスから原子力発電を除くよう方針転換している）が、加えて「3E」すなわち「安定供給」、「経済効率性」及び「環境適合」についても、現実をみれば、原子力発電は他の発電方法に比べて劣位にあることは一目瞭然である。

それにもかかわらず、国及び電力会社は、少なくとも今後十数年にわたって原発への依存を続けるために、原子力発電は3Eに優れているという虚構を生み出して国民を騙し、将来にわたって原発が必要であるかのように装い、その延命を図ろうと画策している。

そのような原発の必要性に関する姑息な画策が、この「需給見通し」には如実に表れている。

そこで、以下の項では、この被告らの「需給見通し」の誤りを指摘した上で、原子力発電の必要性のないことについて、重ねて明らかにする。

2 「需給見通し」策定について

(1) 総合資源エネルギー調査会長期エネルギー需給見通し小委員会の討議

「需給見通し」案は、経済産業省の総合資源エネルギー調査会長期エネルギー需給見通し小委員会（有識者委員14人で構成、以下単に「需給小委」という。）における、2030（平成42）年の望ましいエネルギーミックス（電源構成）について2015（平成27）年1月30日より行われた議論の結

果まとめられたものである。

この議論の前提として、事務局である経産省から、地熱、水力、原子力、石炭火力をベースロード電源（発電コストが低廉で、安定的に発電できる電源）と定義したうえで、ベースロード電源比率を東日本大震災前と同水準の6割程度で維持することが望ましいとする「各電源の特性と電源構成を考える上での視点」と題する資料が提出された（甲E35）。

同資料中の経産省の説明によれば、地熱と水力の導入見込み量は地熱が98億キロワット時、水力が953億キロワット時であり、これによると両者を合わせても2030（平成42）年の見込み総発電量（約1兆キロワット時）の10パーセントにしかない一方で、現在電源比率約30パーセントの石炭については、二酸化炭素排出量の多さを考えると少しでも低減すべきであるとされている。そうだとすれば、必然的に残るベースロード電源である原子力発電については20数パーセント程度を維持するほかない、というのが経産省の発想であり、その結果として、2030（平成42）年の電源構成として、原子力発電の比率20～22パーセントという案が出てきた形がとられている。

しかし、これは、以下で述べるとおり、国民に対し原発が必要であると誤信させるための虚構の論理であり、看過できない重大な問題点がある。

（2）問題点①～需要の試算が過大である～

需給見通しは、2030（平成42）年の日本全体の電力需要量を決める際の前提となる経済成長率を年率1.7パーセントとしている。これは、2013（平成25）年～2022（平成34）年度を見据えた政府の経済再生目標、すなわち現在行われている経済再生プランがすべて望み通り実現できた場合の成長率をベースにして、それを2024（平成36）年度以降にもそのまま適用した数値である（甲E34の4頁の脚注3）。

しかし、これまでの経済成長の実績や、2030(平成42)年にかけての労働人口の減少を考えれば、2030(平成42)年の総電力需要は自然減少だけで2013(平成25)年度より2割程度減るという見方が強い(実際に、国にも、環境省のレポート「平成24年度低炭素社会づくりのためのエネルギーの低炭素化に向けた提言」において、2030(平成42)年の電力需要は8500億キロワット時としており、経産省の見通しよりも大幅に減少している)。

したがって、そもそも「需給見通し」は、電力需要を過大に想定している点で、現実的でない。

(3) 問題点②～ベースロード電源比率60パーセントという発想自体が過去のもの～

「需給見通し」では、地熱、水力、原子力、石炭火力を、いわゆるベースロード電源(発電コストが低廉で、安定的に発電できる電源)と位置づけ、ベースロード電源比率を東日本大震災前と同水準の6割程度で維持することが望ましいとする。

そして、この6割というベースロード電源比率の目標値から、地熱+水力(約9パーセント)及び石炭(30パーセント弱)を差し引いた20ないし22パーセント程度を原子力で賄わざるをえないとする。

しかし、需給小委の高村ゆかり委員が指摘しているとおり、IEA(国際エネルギー機関)のデータによる欧米主要国におけるベースロード電源比率の推移をみれば、いずれも1990年代に9割近くあったものが、徐々に低減していく傾向にある(甲E36)。

確かに、欧米主要国におけるベースロード電源比率は、2012(平成24)年はいずれも6割の水準にあるものの、2030(平成42)年には5割前後となり、2040(平成52)年には4割台となる見通しである。

欧米では、2030（平成42）年、そして2040（平成52）年に向けて、自給率の向上と安定供給、そして温暖化防止をはじめとする持続可能な社会を実現するエネルギー政策の観点から、天然ガスと、太陽光、風力を含むその他の再生可能エネルギーの利用を拡大させることによって、ベースロード電源比率を低減させる方向にある。

再生エネルギーなどの普及による価格低下を進め、変動型の再生エネルギーをも電力系統に安定的に取り込めるような技術革新が進められている中で、15年後も現在と同じベースロード電源の概念に拘泥する必要はない。

このように、将来のエネルギー政策においても、あくまでもベースロード電源という概念に拘泥し、現在と同じ高い割合を維持しようとし続けるのは、原発を維持し続けるための虚構の論理にすぎないものである。

(4) 問題点③～再生可能エネルギー比率を過小見積もりしていること（ヨーロッパ主要国との比較）～

ア 再生可能エネルギーの過小見積もり

「需給見通し」では、2030（平成42）年の再生エネルギー比率が22～24パーセントとされているが、需給小委の河野康子委員が指摘しているとおおり、昨今の情勢や技術革新を踏まえたときに、ヨーロッパ主要国に比べてあまりに不当な過小見積もりである（甲E37）

国名	将来の電源構成における再生可能エネルギー比率（目標）
ドイツ	2025年に40～45%、2035年に55～60%
スペイン	2020年に38.1%
イタリア	2020年に32～35%
フランス	2030年に40%
日本	2030年に22～24%

イ ドイツ（甲E38）

ドイツは、福島第一原発事故を契機にメルケル政権が脱原発政策に転じ、2011（平成23）年7月にもっとも古い原発7基を閉鎖し、運転中の9基の原発も2022（平成32）年までに段階的に閉鎖すること決めた。

一方で、ドイツ政府は再生可能エネルギー、特に風力、太陽光発電開発を促進し、2012（平成24）年以降は、それぞれ発電量が3000万キロワットを超え、政界的規模を誇るまでになっている。

そして将来の電源構成については、2014（平成26）年7月に成立した改正EEG法で、再生エネルギー比率を、2025（平成37）年には40～45パーセント、2035（平成47）年に55～60パーセントまで引き上げるとしている。

ウ スペイン（甲E39）

化石燃料資源に乏しいスペインは、かつて輸入の石油、天然ガスに依存してきた。原発も利用してきたが、1979（昭和54）年のスリーマイル島事故、1986（昭和61）年のチェルノブイリ事故を受けて原子力発電の新規建設を止めた。

その後、スペイン政府は、ガスへの転換を打ち出すとともに、再生可能エネルギーの促進を図り、2013（平成25）年には、従来からの水力（18パーセント）と併せて、再生可能エネルギー比率は47パーセントにまで増加している。

同政府は2011（平成23）年に「再エネ国家行動計画」を策定し、2020（平成32）年には再生可能エネルギー比率を38.1パーセントにする目標を立てている。

エ イタリア（甲E40）

エネルギー資源に乏しく、その8割以上を輸入しているイタリアだが、チェルノブイリ事故の翌年1987（昭和62）年11月に行われた国民投票を契機に脱原子力発電政策に転換した。

その後、政府の支援策により再生可能エネルギーの導入が促進された。2010（平成22）年の国家行動計画で、再生可能エネルギー比率を2020（平成32）年に26.39パーセントにまで高めるとしたが、さらに、2011（平成23）年に、新たな目標として2020（平成32）年までに再生可能エネルギー比率を32～35パーセントとする案が提示されている。

オ フランス（甲E41）

世界有数の「原発大国」であるフランスだが、福島第一原発事故後の2012（平成24）年、政府は「エネルギー移行」政策を掲げ、原子力発電比率の低減と再生可能エネルギーの推進を決めた。

そして、2014（平成26）年8月、政府は「エネルギー移行法案」をフランス国民議会（下院）に上程した。同法案では、原子力発電比率の低減とともに、再生可能エネルギー比率を2030（平成42）年に40パーセント（発電ベース）に引き上げるとされている。

同法案は、同年10月に下院で可決され、現在上院で審議中である。

カ 小括

以上のとおり、我が国同様、化石燃料資源の乏しいヨーロッパ主要国でも、軒並み2030（平成42）年の電源構成として再生可能エネルギー比率を35～45パーセントにする政策が掲げられている。

これに比べると、「需給見通し」における再生可能エネルギーの比率の見通しはあまりに過少であり、何としても原発の必要性を固持するために、あえて過小評価しているとしか考えられない。

(5) 問題点④～原子力発電比率の非現実性～

ア 「需給見通し」では、2030(平成42)年の原子力発電比率を20～22パーセントとするとされている。

しかし、法が定めている原則40年という原発の運転期間を遵守すれば、現在廃炉が決定している11基(福島第一原発6基、玄海1号機、敦賀1号機、美浜1・2号機、島根1号機)を除く全国の原発43基のうち約30基が廃炉になる。

仮に、これに現在建設中の島根3号機、大間を加えたとしても、原子力発電比率は最大で15パーセント程度にしかない。

すなわち「需給見通し」で示された電源構成のうち、原発については、運転期間を原則の40年から60年に延長し、そのすべてをフル稼働させることが想定されているのである(甲E42)。

イ しかし、これはあまりに非現実的な数字である。

まず、原則40年の運転期間を、安易に60年に延長しようとする事自体が許されるものではない。

また、そもそも再稼働自体不可能とみられている原発がある。具体的には、福島第二、柏崎刈羽、東通1号、敦賀2号、東海第二、浜岡などの各原発である。

これらの原発は、自治体の同意や立地環境その他に重大な問題を抱えており、そもそもその再稼働自体が不可能であるとみられている。

「需給見通し」はこれらの原発すべての再稼働と運転期間40年を超える原発の運転期間延長を前提としている点で、あまりに非現実的な想定といわざるをえない。

もし実際にこのような発電量を達成しようとするれば、いま建設中の原発以外に新たな原発を新設するか、古くなった原発を建て替える(リプレイ

ス) するほかないが、これが不可能又は極めて困難であることは、昨今の社会情勢から明らかである。

ウ 以上のとおり、「需給見通し」における原子力発電比率はあまりに非現実的で過大な想定である。

3 小括

これらの多くの問題点を抱え、委員や国民からの多数の反対意見を受けながらも、国はこの「需給見通し」の案を公表した。

その背景には、2014（平成26）年4月に策定された「エネルギー基本計画」において、「震災前に描いてきたエネルギー戦略は白紙から見直し、原発依存度を可能な限り低減する。」とした政府公約を反故にし、今後も原子力発電に対する高い依存度を維持することを目論んでいる国の思惑がある。

すなわち、国が、被告九州電力などの電力会社と一体となって、この「需給見通し」に表れているとおり虚構の「原子力の必要性」を作り出し、国民に誤信させて、なりふり構わず今後も原発推進政策を維持しようとしていることは明らかである。

第3 原発に経済効率性がないことについて

1 はじめに（原発に経済効率性のないことはすでに明白であること）

(1) 原発のコストを巡っては、国は、福島第一原発事故が発生するまで、長年、原発のコストは最も安いということを喧伝してきた。

しかし、国が公表してきた原発コストは、元々コストが低くなるような計算方法に設定した上で、発電原価の算定を過小評価し、さらに、原発のコストを高くする方向に作用する費用を発電原価の計算から故意に除外したまやかしの数値であった。

すなわち、発電原価の算定においては、バックエンド費用（原発に固有の

費用であり、発電後に生じる放射性廃棄物の処分や使用済み核燃料の再処理（核燃料サイクル事業）に要する費用、廃炉に要する費用）が過小評価されており、バックエンド費用を適正に評価すれば、そもそも原発の発電コストに経済的優位性など存在しなかった。

加えて、原発には、原発の建設にあたり地元の同意を得るため国が立地自治体に支払う立地交付金や、高速増殖炉「もんじゅ」の研究開発費など原発政策推進のために国が負担している費用（政策費用）、さらにはシビアアクシデントのリスクに対応するための費用（事故リスク対応費用）といった「社会的コスト」と呼ばれる経費が莫大にかかっているが、こうした社会的コストを加えると、原発の発電コストは圧倒的に高くなってしまうため、国や電力会社は、意図的にコスト計算から除外していた。こうした社会的コストを加味すれば、原発がいかにコスト的に割に合わない電源であるかについては、現実に発生したシビアアクシデントである福島第一原発事故を経験した今となっては、もはや議論の余地なく明らかになった。原発の経済効率性など皆無であることは、もはや多言を要しない。

ところが、この原発にかかる膨大なコストは、最終的には、電気料金あるいは税金という形で全て国民に負担させる構造となっているため、電力会社は、いくら原発にコストがかかろうとも、自社のコストが増加するわけではないから、コストの観点から原発をやめようとはしないのである。

(2) 原告らは、原発の発電コストが全ての電源の中で最も高いことや、そのことを国や電力会社がいかに隠蔽してきたかといった悪質性・問題性について、2013(平成25)年5月24日付原告ら準備書面14(全38頁)において、すでに詳細に主張した。同書面において、原告らは、福島事故前の原発コストのまやかしさ、福島事故が発生した2011(平成23)年の12月に国のコスト等検証委員会(以下「コスト検証委」という。)が新たに試算した

原発コストの概要や問題点を明らかにした上で、バックエンド費用や、政策費用及び事故リスク対応費用などの社会的コストを適正に反映させた研究者の試算等をもとに、原発の真の発電コストは、1キロワット時あたり29.93～91.83円にも達しようという試算を示し、原発の経済合理性は完全に破綻していると断じた。

したがって、原発のコスト全般については、先の準備書面14を参照されたい。同書面においてすでに述べた問題について、本書面において、繰り返し重複することを述べることはしない。

(3)ところが、国は、2014(平成26)年4月11日に閣議決定された「第4次エネルギー基本計画」の方針に基づき、今般、長期エネルギー需給見通しを策定するにあたり、前回試算後の状況の変化を反映させるとして、各電源の発電コストの再試算を行った。

国は、2015(平成27)年2月、総合資源エネルギー調査会・長期エネルギー需給見通し小委員会の下に、「発電コスト検証ワーキンググループ」(以下「WG」という。)を設置し、WGは、同年2月から5月まで計7回会合を実施し、同年5月26日、「長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告」(甲E43、以下「WG報告」という。)を取りまとめた。WG報告では、原発コストが、上限は算定不能という点は同じであるが、下限値としては、他の電源に比べて最も安くなるという試算となっている。

しかし、WG報告における新たなコスト試算は、そもそも、2030(平成42)年時点の電源構成で、老朽化した原発の運転延長や新增設等を予定することにより、原発比率を全体の20～22パーセント維持するという国の方針を決めた上での試算であり、原発コストを無理やり安く見せるためにされたものであって、コスト検証の名に値しないものである。以下、WG報告に

おける原発コストの問題性について述べる。

2 国のWG報告の原発コスト試算

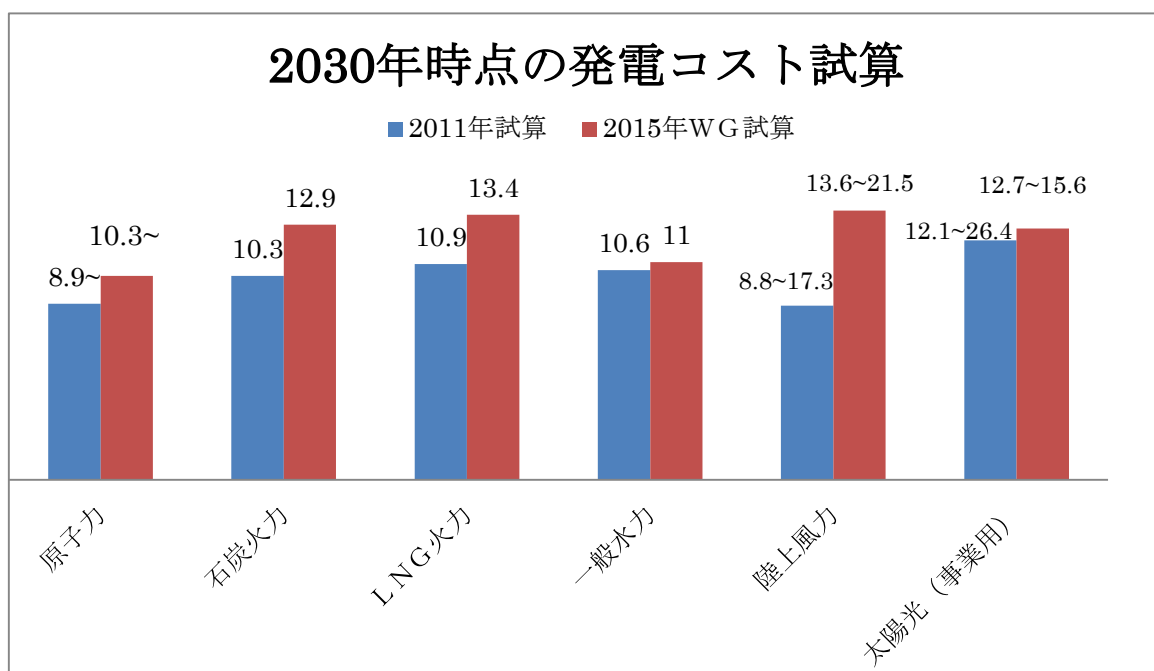
(1) WG報告における試算の内容

ア WG報告において、原発のコストは、運転年数40年、設備利用率を70パーセント、割引率3パーセントとするモデルプラント方式を前提にすると、2030(平成42)年時点の原発コストは、下限値として1キロワット時あたり10.3円としており、2011(平成23)年のコスト検証委試算より1.4円上昇となった(甲E43の13頁)。

ところが、下限値だけをみれば、図1のように、他の電源に比べて、原発のコストが最も安くなるという試算となっている。

図1 WG報告に基づく各種電源の発電コスト試算(円/1キロワット時)

*原子力のコストは下限値のみで上限は算定不能である点に注意



イ WG報告による2030(平成42)年時点の原発コスト試算(10.3円以上)の内訳は以下のとおりである(円/1キロワット時、甲E43の49~80頁)。

①資本費(建設費等): 3.1円

②運転維持費: 3.3円

③核燃料サイクル費用(燃料費): 1.5円

・フロントエンド費用: 0.9円

・バックエンド費用: 0.6円

(再処理: 0.5円、高レベル廃棄物0.04円)

④追加的安全対策費: 0.6円

⑤政策費用(税金で賄われる): 1.5円

⑥事故リスク対応費用: 0.3円以上(上限算定不能)

上記のうち、①~③のみが従来の原発の発電コストとして計算されていたもので、④~⑥は、福島第一原発事故後のコスト検証委による試算以降、初めて原発の発電コストに組み込まれたものであり、このうち、⑤と⑥がいわゆる原発の社会的コストである。

(2) WG報告の試算の問題点

ア ③核燃料サイクル費用について

国の第4次エネルギー基本計画において、核燃料サイクル事業を推進する方針が維持されたため、その費用が計上されているが、WG報告のコスト計算は、非現実的な前提をもとに費用を過小に見積もっている。

我が国の核燃料のサイクル設備は、いまだに一切稼働しておらず、稼働するメドすら立っていない。1989(平成元)年に事業申請した六ヶ所村の再処理工場はトラブル続きで、竣工時期が繰り返し延期され、現在竣工時期は2016(平成28)年3月まで延期されているが、これも現実味

がある竣工予定とは到底思われぬ。にもかかわらず、WG報告では、核燃料サイクル費用について、使用済みの燃料の半分を20年貯蔵後に再処理し、残りの半分を45年貯蔵後に再処理し、使用済みの燃料を100パーセント再処理できることを想定して費用を試算しており、全く非現実的である。

さらに高レベルの放射性廃棄物の処理費に至っては、1キロワット時あたりわずか0.04円しか計上していない。しかし、最終処分場のメドも全く立っていない状況において、処理にかかる費用を試算すること自体不可能であり、その算定根拠に何ら合理性はない。

以上のとおり、核燃料サイクル費用は、原告ら準備書面14でも詳細に述べたとおり、実際には費用算定ができない中で、原発コストを低くするために、何らの根拠もなく過小に見積もられているものであり、実際は、莫大なコストがかかることが明らかである。

イ ④追加的安全対策費について

追加的安全対策費は、2013(平成25)年7月に施行された国の新規制基準に対応するための追加的費用を計上したものである。

WGでは、現時点で原子力規制委員会に新規制基準適合審査を申請している15原発24基について、電力会社に追加的安全対策費の最新の見通しを聴取した結果、1基あたり約1000億円と見込んでいることを確認した。ところが、WGは、原子力規制委員会からすでに適合審査をパスした2原発4基について、さらに詳細な聴取を行った結果、コスト計算に計上しないでもいいとされる費用を独自に取り上げてその削減を行った。その結果、今回のコスト計算においては、追加的安全対策費としてモデルプラント1基あたり601億円しか計上しておらず、電力会社の試算より実に4割ものコストを削減して、その結果追加的安全対策費を1キロワット

時あたりわずか0.6円と試算しているのである。削減された項目は、炉心損傷防止対策や火山・竜巻・森林火災等への対策、耐震対策など多岐にわたっているが、今回のコスト計算では、既に廃炉を決定したものを除き43基の原発は稼働させる前提であるところ、その43基の原発の中には、老朽化した施設や設備も多く、実際には1000億円を大きく上回る追加的安全対策費が必要になることは確実である。

このように、今回のWG報告の試算は、電力会社自体が認める費用見込みとさえ大きくかけ離れており、何ら合理性のない試算である。

ウ ⑤政策費用について

電源立地交付金や高速増殖炉「もんじゅ」の研究開発費などを含む政策費用については、国の2014(平成26)年度予算である約3446億円を2030(平成42)年時点の原発の年間総発電電力量(推計値)である2242.5億キロワット時で割り、そのコストを1キロワット時あたり1.5円と計上している。

しかし、このコスト計算には、次世代炉の開発費などが除かれている上、原告ら準備書面14でも詳細に述べたとおり、一般会計でも毎年1000億円を超える費用が国から支出されているが、こうした費用はコスト計算に入っておらず、実際には、原発に、はるかに多くの政策費用が国から投入されており、その全てが、国民負担となっているのである。

加えて、今回のWG報告は、2030(平成42)年時点で、2200億キロワット時を超える原発の稼働が全ての大前提となっており、総発電電力量が減れば、政策費用のコストは当然上昇することになるが、これについては後述する。

エ ⑥事故リスク対応費用について

シビアアクシデントが起きた場合の損害賠償や除染等の費用である事故

リスク対応費用は、現実問題としては、原発のコストの中で最も大きいものである。

2011（平成23）年のコスト検証委報告では、損害費用の下限を7.9兆円と算定し、出力規模等の補正をした損害費用の下限を5.8兆円と算定した上で、事故リスク対応費用を1キロワット時あたり0.5円以上とし、将来、損害費用が1兆円増えるごとに0.1円上昇するとした。

ところが、今回のWG報告では、損害費用の下限を12.2兆円と算定し、出力規模等の補正をした損害費用の下限を9.1兆円と算定したが、④の新規制基準への追加的安全対策によって、事故が起きる確率が半減したとして、事故リスク対応費用は1キロワット時あたり0.3円以上にとどまるとし、前回試算より事故リスク対応費用を低くした（将来については、損害費用が1兆円増えるごとに0.04円の上昇）。

しかし、国の新規制基準は、それ自体、「安全」を確保するための基準ではなく、原発を再稼働させるための基準にすぎないことは、原告らがこれまでの準備書面で述べたとおりである。したがって、新規制基準への対応策をとったとしても、原発の事故発生の危険性をなくすことにはならず、万が一、事故発生の確率を多少は減らすことがあり得たとしても、WG報告のように、事故発生確率が半減するなどということは、全く何の客観的根拠もない絵空事にすぎない。

そもそも、原告ら準備書面14でも述べたとおり、事故リスク対応費用には、損害賠償の費用として、地方自治体の財産的損害や、将来的に生じらるであろう生命・身体的損害については全く含まれておらず、それ自体、著しく過小に過ぎるものであるところ、今回のWG報告のコスト試算は、さらに事故発生確率まで根拠なく半減させるものであり、まさに、国が、原発コストを安く見せかけるためだけに、非科学的な算定をしているにす

ぎないもので、コスト計算の名に値しない。

オ 2030年時点の電源構成で原発比率を20～22パーセント維持する方針であること

今回のWG報告における新たなコスト試算は、2030(平成42)年時点の電源構成で、原発比率を全体の20～22パーセント維持するという国の方針を決めた上での試算である。すなわち、国は、2030(平成42)年時点で、原発の総発電電力量を2242.5億キロワット時とした上で、全てのコスト計算をしている。その結果、原発のコストが、下限値とはいえ、他の電源より最も安くなるのである。

この点、発電コストは、発電に要した費用を発電電力量で除して算出されるものであり、原発でいえば、上記①～⑥の合計を、発電電力量で割ることで算出される。このうち、⑤の政策費用については、発電電力量が単純に半分になれば、政策費用のコストは単純に2倍になる。原発のコスト計算は、モデルプラント方式であるため、①～⑥全ての項目において単純に発電電力量が半分になれば、原発のコストも2倍になるということにはならないが、少なくとも、発電電力量が減れば、1キロワット時あたりの発電コストが高くなることは確実である。そのため、今回のWG報告のコスト計算は、2030(平成42)年時点で、原発をベースロード電源として位置づけて、全電源中20～22パーセントを原発が占め、総発電電力量が2242.5億キロワット時も維持されるという大前提で原発のコストを計算している点で、すでに、原発のコストを安く見せかけるための仕掛けが入っているのである。すなわち、そもそもが原発を20～22パーセント維持する電源構成を実現するための、その前提でのコスト試算であって、所詮、国の電源構成が正当なものであるというお墨付きを与える位置づけとして試算されたにすぎない。

WG報告のコスト計算が、コスト検証の名に値しないものであることは明らかであり、原発コストについて、国は、相対的な経済的競争力を維持させるための試算を必死に行っている。しかし、シビアアクシデント発生時の損害額や核のゴミの処理費用などバックエンド費用を過小評価している問題の構造は何も変わっておらず、これらコストを適正に評価すれば、原発のコストが全電源中で最も高いということは、いささかも揺るがない。

3 国や原発事業者自身が、原発の高コストを自認していること

(1) 電力自由化による価格競争と原発事業

ア 電力自由化と、これが引き起こす価格競争

2013（平成25）年4月に閣議決定がされた「電力システム改革に関する改革方針」に基づき、①広域系統運用の拡大、②小売及び発電の全面自由化、③法的分離の方式による送配電部門の中立性確保という、3段階からなる電力システムの改革が、現在、以下の行程で進行中である。

2015年 ①広域系統運用期間の設立

2016年目途 ②小売全面自由化

2018～2020年目途 ③送配電部門の法的分離

同改革により、これまでの発電・小売の地域独占、総括原価方式による小売価格規制という我が国の電力供給のあり方が、小売事業への参入自由化、小売価格の自由化へと大きく転換することになる。

ところで、上記電力システム改革は、当然に、発電事業者間の競争を引き起こす。そして、競争における最も重要なファクターが電気料金であることに疑いはなく、今後は、被告九州電力を含めた従来からの発電事業者も、小売参入する発電事業者との間で、電力料金をめぐる競争にさらされることとなる。

イ 原発事業が価格競争に負けることを懸念する電力業界の声

被告九州電力等の原発事業者は、原発が他の発電方法に比べてコスト的にも遜色がないと主張しており、仮にそのとおりであれば、原発事業は、小売参入する発電事業者との価格競争にも耐えうる（企業規模によるスケールメリットを考えればむしろ有利となる）はずである。

しかるに、電力自由化を目前にして、原発事業者から聞こえるのは、原発による発電が価格競争に敗北することに対する懸念の声である。

総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会原子力小委員会（以下「原子力小委員会」という）においては、以下のような懸念が示されている。「投資額が巨額であり、事業・投資回収期間が長期にわたる等の特殊性を有する原子力事業について、2016年以降、投資回収を補償してきた地域独占と総括原価料金規制が撤廃されることを見据え、長期的に投資・費用の回収ができなくなるリスクを懸念する指摘が顕在化」し、「費用回収が中断すると廃炉判断に影響を与える」、「投資が未回収に終わることを懸念し、高い安全性に向けた投資への判断が阻害される」（甲E44・電力システム改革（電力自由化）と原子力発電について」・11頁）といった声である。

ウ 国や原発事業者自身が、原発の高コストを自認していること

上記原子力小委員会における電力業界からの懸念の声に表れているとおり、原発事業者は、原発が他の発電方法とのコスト競争において劣後するとの認識を有しているのである。

そして、次項に述べるとおり、国はかかる原発事業者からの声を受けて、電力システム改革において、原発事業者がコスト競争において劣後しないための措置をさまざま講じ、電力自由化後も原発の維持が可能となるよう取りはからっている。

要するに、国も原発事業者も、原発が高コストであることを自認してい

るのである。

(2) 電力システム改革に盛り込まれた原発優遇策

ア 電気事業法改正案

2015（平成27）年3月3日、「電気事業法等の一部を改正する等の法律案」（甲E45）について閣議決定がなされ、国会に提出された。

同法案は、電力システム改革の第3段階改正にあたるものである。

ところで、同法案には、附則第74条に次のような規定がある。

附則第74条

1 政府は、電気事業制度改革の段階的な実施を踏まえ、第2弾法改正の施行前、第3弾法改正の施行前、第3弾法改正の施行後5年内のそれぞれの時期において、改正法の施行の状況並びにエネルギー基本計画に基づく施策の実施状況、需給状況、料金水準その他の電気事業を取り巻く状況について検証を行うものとする。

2 政府は、前項の検証の結果を踏まえ、必要があると認めるときは、原子力政策をはじめとするエネルギー政策の変更その他のエネルギーをめぐる諸情勢の著しい変化によって電気事業者の競争条件が著しく悪化した場合又は著しく悪化することが明らかな場合における競争条件改善措置、電気事業者間の適正な競争関係を確保するための措置、安定供給を確保するために必要な資金の調達に支障を生じないようにするための措置等について検討を加え、その結果に基づいて必要な措置を講ずるものとする。

同規定は、要するに、エネルギー基本計画に基づく施策（すなわち原子力発電をベースロード電源とするとの方針）の実施状況（すなわち原発再稼働の状況）次第では、原発事業者が競争上不利になることのないように、政府が「必要な措置」を講ずるというものである。

これが、前述した原子力小委員会において示された懸念、すなわち原発事業者が電力自由化による競争にさらされた場合に、発電コストの点で競争に負けるという懸念に配慮したものであることは明白である。

イ 予想される「必要な措置」

(ア) これまでの資源エネルギー庁における議論に照らすと、附則第74条の「必要な措置」として、次のような措置が考えられていると思われる。

(イ) 一つは、原発による発電に対する価格保証である。

「競争環境下における原子力事業のあり方」(甲E46・22頁)によれば、電力自由化によって原発事業者が財務面で負うリスクを回避する措置として、原発による発電に対する価格保証が検討されている。これは、イギリスにおける差額決済契約を参考にしたもので、基準価格(廃炉や使用済燃料の処分費用を含めた原子力のコスト回収のために必要な価額)を市場価格が下回った場合に、その差額を需要家などが補填するという仕組みである。要するに、価格競争により生じる財務リスクを電気料金に転嫁するというものであり、従前の総括原価方式の一部残存というべき仕組みである。

(ウ) もう一つが、小売全面自由化あるいは送配電部門の法的分離という電力システム改革の実施そのものを延期するという措置である。

現在、前述したとおり、原発による発電のコストは、ランニングコストよりもイニシャルコスト(及びバックエンドコスト)が多くを占めるため、稼働状況が悪いと直ちにコスト高を導くという構造がある。国及び原発事業者の想定に反して原発再稼働が遅々として進まない現状で、電力自由化が開始された場合、原発による発電事業が価格競争に敗北することは必至であろう。

そこで、原発再稼働が国や原発事業者の予定する通りに進まない場合

には、送配電部門の法的分離の実施を延期したいという動機が生まれる。

「エネルギー基本計画に基づく実施状況」を「第2弾法改正の施行前、第3弾法改正の施行前」にも検討するという附則第74条の意図が、法改正の施行の段階における原発の再稼働状況によっては施行そのものを延期することにあることは容易に推察されるのである。

ウ 原発維持ありきの電力自由化であること

かように、国は、原発による発電は、電力自由化に伴う価格競争に劣後するとの認識に立ち、電力自由化後も原発の維持が可能となるよう、さまざまな措置を講ずることとしているのである。

(3) 小括

以上みたとおり、需給見通しに基づいた試算を行ってみても、原発の高コスト、経済効率性のなさはやはり明白であり、被告九州電力を含めた原発事業者においても、もはやかかる高コストを自認せざるを得なくなっているのである。

第4 結語

以上のとおり、国が発表した「長期エネルギー需給見通し」における原発比率は全く現実性のないものであり、これに基づいたWGのコスト再試算も到底信用できるものではない。仮にWGの再試算に依ったとしても、原発の高コストは明らかであり、これは当の原発事業者すら自認せざるを得ないものである。

原発に経済効率性が認められないことはもはや否定のしようのない事実であり、原発に公共性が認められず、その存在が違法であることは明白であるというべきである。

以上