

わが国の原子力発電

一 緒論

わが国の産業構造は情報化の進展、エレクトロニクスやバイオテクノロジーなどの技術革新などによって大きく変化していくものと思われる。

このような中において、電気事業も電力需要構造の質的変化、新エネルギーの開発、エネルギー間の競合などの諸問題についての対応を迫られていくこととなる。

わが国における電力会社は地域独占企業であり、電力供給は地域社会および諸産業の発展に大きい影響をおよぼすので、低廉良質の電力を安定供給するとともに、電力の需要拡大を図るなど時代の変化に対応していくことが重要である。

井出野 栄吉

わが国の水力発電は昭和三〇年代の半ば頃までは電力の主力供給源となっていたが、当時日本経済は高度成長をとげ、産業界における電力消費量は増大し、さらに家庭電化の普及などの諸要因も加わり電力需給は逼迫を続けた。この急増する電力需要に應ずるため、それまでは水力発電の補完的な役割を有するにすぎなかった火力発電が、米国からの最新技術の導入および低廉かつ豊富な石油の積極的利用によって飛躍的に発展し水力発電に代わって電力の主力供給源となっていた。昭和四〇年代に入ると、火力発電所の大容量化、蒸気条件の超臨界圧化による熱効率の向上、コンピュータ導入による自動化、省力化など火力発電技術は著るしく向上し、安定した電力を供給していった。

このように、発電設備の中心は火力となり、その燃料は重油が主流を占めるようになる。重油燃焼によって生ずる亜硫酸ガスによる大気汚染が発生し都市周辺に火力発電所を新規に立地することが困難となってきた。一方、都市における電力需要は増加し続けたため、電力会社は火力発電所を遠隔地に建設したり、また遠隔地の水力発電所から電力を調達せざるを得なくなり、送電部門の経費が嵩んでいった。このため燃料にLNGや低硫黄重油を用いたり、原油生焚き、公害防止装置の設置、公害を出さない発電方式の採用など各種の対策が検討され、環境保全を十分に図りながら電力需要に応ずるといふ困難な仕事を果たしてきた。

しかし、昭和四八年および五三年の二度にわたる石油危機は、わが国の経済成長の原動力であった重化学工業部門に大きな影響をおよぼした。即ち、石油価格の高騰はエネルギーを多量に消費する素材型産業の沈下を生ぜしめるとともに景気の沈滞により、電力需要もそれに伴い低迷するようになった。またこの間、原子力発電の安全性の進歩、石炭火力の環境対策の向上により、それまで石油火力が電源中に占めてきた優位性が徐々に失なわ

れるようになっていった。

昭和三十一年、英国のコールダーホール発電所が運転を開始した。わが国においても発電用原子炉の早期導入が漸次高まると、天然ウラン黒鉛減速炭酸ガス冷却炉であるコールダーホール型炉は地震対策などなお検討を要する余地があり、軽水炉の方が経済性その他の面で発展性が高いとみられたが、発電炉の実績、燃料の入手および国産化が容易であるとの観点から第一号炉として英国からコールダーホール型改良炉を導入することになった。しかし二号炉以降は、経済性、将来性の点より軽水炉の方が有利であるとの判断から、原子力委員会は昭和三六年の長期計画において軽水炉が適当であるとし、軽水炉採用の方向を決めた。ここに軽水炉路線が定着し、その建設、運転が行なわれていった。

昭和四〇年代後半から軽水炉の建設、運転が次々に行なわれていく一方で、環境問題一般に対する国民的関心の高まりとともに、原子力発電に対する環境保全、安全性などへの疑問が生じ、原子力発電所の立地難が著るしくなった。技術面においては、BWRの応力腐食割れ問題、PWRの蒸気発生器の損傷などの問題が発生し、原

原子力発電の稼働率は昭和四〇年代後半から昭和五〇年代「初頭にかけては四〇%から五〇%程度に低迷した。さらに昭和四九年の原子力船「むつ」の放射線漏れ問題もあり、原子力開発利用の面で国民の不信、不安が増大した。

昭和四八年の石油危機を契機に、石油代替エネルギーとして原子力発電の重要性が高まるとともに、前記諸問題の解決が重要な課題となった。石油価格の高騰および原子力発電の大容量化におけるスケールメリットにより、原子力発電は発電コストの面でも石油火力発電より優位となることが明らかになったほか、クリーンなエネルギーであることおよび燃料の輸送、備蓄が容易であることなどから石油代替エネルギーとして期待が高まり、ここに原子力発電の技術的問題点を解決し、国民の理解と協力を得て社会への定着を図ることが大きな課題となったのである。

昭和五四年三月、米国スリーマイル島原子力発電所事故、五六年、敦賀発電所での放射性物質の漏洩事故などがその後発生したが、これら状況の下で、電気事業者、原子力機器メーカーおよび国は、行政面、技術面から様々な対応を積極的に進めていった。

二度にわたる石油危機以降、脱石油電源の開発、電源の多様化が強力に推進されてきたなかで、原子力発電は大きな期待を寄せられ、各種電源中に占めるその割合は増加され、ここに原子力発電は定着した感が強い。

しかし、原子力発電をさらに発展させるためにはなお多くの課題を解決していかなければならない。その一つは、核燃料サイクルの確立、軽水炉技術の高度化、原子炉の廃止措置などに関する研究開発とその事業化であり、その二は、原子力発電の各種電源に対する位置づけをどのようにするかということである。電源の多様化の中で、電力需給の点から電力を効率よく低廉かつ安定に供給する上で果たすべき原子力発電の役割はなにかということである。高度成長時代から安定成長時代へと転換した現在、電源のベストミックスを追求する中で原子力発電をどのように評価していくかは今後の原子力発電の進展に大きく影響をおよぼすものと考えられる。

本論文では、わが国における原子力発電への課題について述べることにする。

二 電力需給動向

最近におけるわが国の電力需要の伸び率（昭和四八年と五九年の年平均伸び率三・〇％）は第一次石油危機以前の伸び率（昭和四〇～四八年の年平均伸び率一二・一％）に較べて著るしく低下している。これは民生部門における電力需要の伸びも確に鈍化してはいるものの、家庭用電力の伸び率はなお堅調に推移しており、百貨店やスーパーマーケット、大規模事務所などを中心とする業務用電力の需要は伸びているため増勢は維持されているが、景気感応度の高い産業用電力の伸びが特に低くなつたことによるものである。

家庭用電力需要は、省電力型家庭用機器の開発とその普及や家屋構造の断熱化の進展などによる省電力化が進んでいるにもかかわらず人口増加、世帯の細分化による世帯数の増加、家庭用機器の大型化、多機能化とその普及で堅調な伸びが予想されており、その伸び率は昭和六五年まで年率三・八％、昭和七〇年まで年率三・五％とみられている。また業務用電力需要については、負荷管理システムの開発および普及などで一層省電力化が推進

されるもののビルの大型化、高層化に伴いその伸びは高くなるものと思われ、昭和七〇年まで年率五・四％の伸び率とみられている。しかし産業用電力需要は、生産工程の省力化や自動化のためのコンピュータ等各種制御機器の導入、製品の多様化や高品質化に伴なう誘導加熱方式等の電気加熱方式の採用などによる電力使用の増加要因もあるが、製法転換や技術革新などによる生産技術の省電力化、プロセス管理の徹底による電力使用の合理化が推進され、全体として大きい伸びは期待できないとみられ、その伸び率は昭和六五年までは年率二・一％、それ以降でも年率二・五％程度とみられている。また、産業用電力需要を素材型産業と加工組立型産業のそれとにわけてみると、石油危機後における素材型産業における不振と加工組立型産業での堅調さが読みとれるのである。このように、電力需給動向は部門別に眺めると、民生用と産業用の格差が縮小するとともに、それぞれの部門においてもこれまでウェートの低かった業務用電力、加工組立型産業向け電力への電力需要の伸びが相対的に高くなり、全体として電力需要の部門別構成内容は均等化する方向にあるとみられる。

三 電源別発電原価

昭和四〇年から四八年にかけての高度成長を支えてきた電力は、低廉豊富な石油を燃料とする石油火力の積極的導入によって大幅にその需要を拡大してきた。しかし、その後石油危機に直面し石油価格は高騰した結果、石油火力は経済的メリットを失い、同時に石油代替エネルギーとして原子力、LNG火力などの進出に遭い石油火力の比重は徐々に低下し、電源構成は大きく変化していった。即ち、新規電源は発電コストの低い原子力などが中心となり、既設電源は発電コスト低減のために設備利用率の改善や熱効率率の上昇などが推進され、石油火力の一部休・廃止やLNG火力への転換が行なわれ、昭和四八年度末において全電源に占める石油火力の設備割合は六〇・八%であったが、昭和五八年度末にはその割合は四二・七%にまで低下している。この同時期にLNG火力は八・一%から一六・二%に、原子力は二・七%から一・七%へと大幅に上昇している。

ここで、各種電源別の発電原価試算およびその結果を眺めてみることにする。

資源エネルギー庁は毎年秋に実施している電源別発電原価（初年度原価）の昭和五九年度試算を発表した。

この電源別発電原価の試算に当たっての前提条件は次の通りである。

昭和五九年度前後に運開または運開が予定されている発電所を参考にし、モデル的なプラントを想定する。モデルプラントでは発電所に四基のユニットが建設されることとして、この四基の平均的なイメージを設定している。

設備利用率は一律七〇%（水力は四五%）とし、出力は一般水力一〜四万kW、火力六〇万kW、原子力一〇万kW、また耐用年数は一般水力四〇年、火力一五年、原子力一六年である。

前記のほかにも前提条件も含めて得られた電源別発電原価およびそれに基づく考察結果をまとめると、

一、水力を除いて建設費は、放射性物質を放出させないための設備などの付加設備を有する原子力が一番高く、次いで大規模港湾、貯炭場、灰捨場などの付帯設備および公害防止設備が必要な石炭火力、LNG基地などが必要なLNG火力、石油火力の順となっている。

水力以外の燃料消費率はLNGが一番低く、次に石油、石炭の順となっている。しかし、燃料費は原子力が一番安く、次いで石炭火力、LNG火力、石油火力の順となっている。

この結果、電源別の発電原価は、安い順に、原子力(二三円/KWh程度)、石炭火力(一四円/KWh程度)、LNG火力(一七円/KWh程度)、石油水力(一七円/KWh程度)、一般水力(二二円/KWh程度)となる。

二、これらを前年度と比較すると、建設単価は物価上昇を反映して、一般水力が二万円/RW程度、その他の電源では一万円/RW程度上昇したため、発電原価は、資本費の割合の高い一般水力および原子力は若干上昇しているが、石炭火力は石炭価格の低下による燃料費の低下により相殺されて前年と同程度となっている。

また発電原価に占める燃料費の割合の高い石油火力、LNG火力は燃料価格が前年とほぼ同等であったこともあり、前年度と同程度となっている。

三、原子力の発電原価には、廃炉および放射性廃棄物の最終処分にかかる経費は含まれていない。これらの経費は現在の知見では発電原価の約一〇%と見込まれてお

り、初年度発電原価にこれを考慮した原子力発電の発電原価を石炭火力のそれと比較してみると、ほぼ同程度となる。

昭和五九年度は、石炭価格の低下により一時的に石炭火力と原子力との発電原価の差が縮小したが、原子力の経済性はなお維持されていると言える。なお、原子力などの資本費比率が高い電源は、償却が進んでいない初年度発電原価は相対的に割高となる。

四、将来の一般物価および燃料価格の上昇を考慮して、発電原価を耐用年平均(一五年)で比較してみると、運転開始以降資本費は漸次低下するため、資本比率の高い電源では発電原価への資本費の影響は軽減されていくが、一方、燃料比率の高い電源では燃料費の上昇による発電原価への影響は大きくなるので、燃料比率の高い電源に比して一般水力および原子力は優位になっている。

原子力と石炭火力の初年度発電原価では石炭火力が原子力より八%割高となっている。これを耐用年平均発電原価についてみると、長期的には燃料価格は上昇すると見込まれるので一五年平均発電原価では石炭火力は原子力より一二%から一六%割高になるとみられ、原子力発

(7) わが国の原子力発電

電の経済的優位性は維持できるものと考えられる。

五、その他の項目について眺めると、発電原価に占める資本費の比率が高い電源ほど設備利用率を向上させて発電原価を低減させることが重要となる。原子力は年間の設備利用率を上昇させることにより発電原価を低減させる可能性の大きい電源と考えられる。また、原子力は一般水力を除く他の電源に比して資本費が大きいので、建設費の低減を図ることにより発電原価を安くすることが考えられる。これらのことを総合すると、原子力は経年的にも安価なエネルギーを供給できる重要な電源となりうるとみられる。

米国原子力産業会議は一九八四年における汽力発電所(石炭火力、石油火力、原子力)の発電原価の調査結果を発表した。この調査は四〇万kW以上のベース負荷用の発電所を対象として、一九七四年以来毎年実施されているものである。今回の調査結果によると、発電原価は、原子力四・一セント/KWh、石炭火力三・四セント/KWh、石油火力七・四セント/KWhで、初めて石炭火力が原子力より優位となった。この調査は一九七〇年以降に運転を開始した出力四〇万kW以上でベース負荷用の原子力、石

炭火力、石油火力の各発電所を対象としており、一九八四年の一KWhあたりの資本費、燃料費、運転保守費などを調査したものであり、提出されたデータは実際の経験に基づいたものであるので、試算によって求められた発電原価とは異なり、現実をよく反映していると考えられる。

表1 米国の発電原価実績
(単位: セント/kWh)

調査年	1980年	1981年	1982年	1983年	1984年
原子力 (基数)	2.3 (56)	2.7 (58)	3.1 (62)	3.5 (63)	4.1 (68)
石炭火力 (基数)	2.5 (36)	3.2 (48)	3.5 (51)	3.5 (58)	3.4 (64)
石油火力 (基数)	5.4 (21)	6.9 (15)	7.0 (14)	6.4 (14)	7.4 (14)

表2 米国の原子力発電原価 ('83年, '84年比較)
(単位: セント/kWh)

調査年	総発電原価	資本費	燃料費	運転保守費	その他 コスト
'83	3.5	1.8	0.7	0.9	0.1
'84	4.1	2.3	0.7	1.0	0.1

表3 フランスにおける各種発電方式のコスト比較
1 kWh 当り価格：サンチーム (1/100 フラン)
年間運転時間 (時間)

	8760	4000	2000	
原子力発電所	資本費	11.4/12.0/12.6	22.1/23.3/24.5	43.5/45.8/48.1
	運転費	4.3	8.4	16.4
	燃料費	6.4	7.1	8.4
	計	22.1/23.3	37.6/40.0	68.3/72.9
石炭火力発電所	資本費	8.2	15.1	30.3
	運転費	3.5	6.7	13.4
	燃料費	16.5/20.9/24.9	16.5/20.9/24.9	16.5/20.9/24.9
	脱硫費	2.4/2.9	3.3/4.4	4.0/6.0
	計	30.6/39.5	41.6/51.1	64.2/74.6
重油火力発電所	資本費	6.9	12.7	25.4
	運転費	3.0	5.7	11.4
	燃料費	63.0	63.0	63.0
	脱硫費	2.4/8.1	4.4/8.1	8.1/8.7
	計	75.3/81.0	85.8/89.5	107.9/108.5

原子力発電については、廃棄物処分費、廃炉準備金も調査対象に含まれている。
一九八〇年から一九八四年までの過去五年間の原子力、石炭火力、石油火力の発電原価実績を表1に示す。これによれば、原子力は毎年増加しており、一九八四年には前半より〇・六セント/KWh上昇しているが、石炭火力は

(注) 発電コストは1984年1月現在の価格で表示、原子力は1986年竣工の130万kW級PWRを、石炭または重油火力については1988年竣工の60万kW級発電所4基を対象とした。

増加傾向から横ばいに転じ、石炭価格が一九八四年には前年よりさがったため〇・一セント/KWh減少している。この結果、一九八一年には原子力が石炭火力より〇・五セント/KWh優位にたっていたが、一九八四年には石炭火力は原子力より〇・七セント/KWh優位となった。なお、一九八四年における国内総発電力量中に占める各種電源の割合は原子力一三・五%、石炭火力五・六%、石油火力八%であった。

表2に一九八三年、一九八四年の原子力発電原価の調査結果を示す。一九八四年では前年より資本費が〇・五セント/KWh、運転保守費が〇・一セント/KWh上昇している。これは、この両年に運開した原子力発電所は建設期間が長期化したため高金利と相俟って建設原価が増加し、資本費の上昇となったものである。また、蒸気発生器、冷却系配管などの保守作業により長期間運転を停止した原子力発電所があったことも発電原価上昇の原因と指摘されている。

このように米国では初めて石炭火力が原子力より発電

表4 PWR 核燃料サイクルコストとその構成要素の内訳
(標準ケース) (a)

	再処理サイクル		ワンス・スルー方式	
	ミル/kWh	%	ミル/kWh	%
ウ ラ ン	3.48	40.7	3.48	44.7
転 換	0.17	2.0	0.17	2.0
濃 縮	2.28	26.6	2.28	29.3
燃料成形加工	0.88	10.3	0.88	11.3
フロント・エンドの小計	6.81	79.6	6.81	87.5
使用済燃料の輸送	0.14	1.6	0.14	1.8
使用済燃料の貯蔵	0.17	2.0	0.65	8.4
再処理/ガラス固化	2.18	25.5	—	—
使用済燃料処理/処分	—	—	0.18	2.3
廃棄物処分	0.08	0.9	—	—
バック・エンドの小計	2.57	30.0	0.97	12.5
ウラン・クレジット	-0.54	-6.3	—	—
プルトニウム・クレジット	-0.28	-3.3	—	—
クレジットの小計	-0.82	-9.6	—	—
コスト合計	8.56	100	7.78	100

注 a) ウラン価格が低いケースの場合、ウラン成分は2.40ミル/kWhに下落し、高いケースでは5.12ミル/kWhに上昇する。その結果、再処理サイクルのクレジットは、それぞれ-0.61ミル/kWhと-1.20ミル/kWhに変化する。

原価において優位に立った。⁽⁴⁾

フランスは一九八四年、一九九二年以降にベース運転をする各種発電所の発電原価を発表した。その結果を表3に示す。これによれば、発電原価は運転時間が年間三一〇〇時間以上では原子力は石炭火力に対しても経済的に優位となっている。⁽⁵⁾

一九八五年六月、経済協力開発機構・原子力機関(OECD/NEA)は「核燃料サイクルの経済性」の報告書を公表した。この報告書は、一九八三年に公表された報告書の中では不十分であった核燃料サイクルコストの評価を詳細に行なうとともに、OECD/NEA加盟国内にある核燃料サイクルコストに関する議論あるいは批判にも答えることを目指しているものである。

従来の核燃料サイクルコストに関し

ては、特にバックエンド費が含まれなかったり、また不明確な部分があった。今回は、検討の対象と前提条件を明確にし、正確な評価を目標に検討を進めたものである。即ち、検討の主眼は現在世界で最も利用されている原子炉である加圧水型軽水炉（PWR）の核燃料サイクルに着目し、ワンス・スルーサイクルと再処理サイクルの二つを考えている。

採用した手法は現在価値換算法に基づく炉寿命期間均等化方法である。コストは電力会社にとってのコストであり、電力会社がウランの購入あるいは核燃料サイクルのサービスに対して支払う価格で一九八四年一月一日の価値で表わされている。

採用した仮定標準値の種々の値を基にすると、結果は表4に示すようにワンス・スルー方式の場合は七・八ミル／ KWh であり、一方、再処理サイクルのコストは八・六ミル／ KWh である。⁽⁶⁾

四 電源別供給特性

電力負荷は日により季節により変化する。この負荷変動に対応した良質の電力供給は重要な課題である。

ここで電力供給の側からみた電源の特性をまとめてみよう。

水力は、負荷が変動し出力調整を要する場合でも直ちにそれに対応できる。また、建設費は火力より高いが、燃料費は不要で運転費は安い。

火力は、大容量火力の場合、熱効率は良いが、その起動、停止に時間がかかり、日間の起動、停止は困難でありしかも低負荷運転は行いにくい。また、定期補修などで一〜一・五カ月の長期間の停止が必要である。LNG火力や石炭火力では、その燃料調達は長期契約であるため硬直的な運用を行なわざるを得ない面がある。

原子力は、負荷追従運転をすると核燃料に出力変動を強いることになるが、燃料棒を急激に出力上昇させると破損する例が多い。度々出力変動を行なってもその健全性を確保する技術は確立されていない。従って原子力も定期点検などを除く期間の長期連続運転に対応する電源と言える。

電気事業審議会需給部会は昭和五八年十一月、電源構成の基本的な考え方について以下のような中間報告を提出した。

「第一次石油危機以降、原子力、石炭火力発電、LNG発電などの石油代替電源の開発が積極的に進められ、電源の多様化が図られてきたが、このことは電力供給の安定化、供給コストの抑制に大きく寄与したものと考えられる。供給コストの抑制効果については、昭和五十七年度において、第一次石油危機以前と比較すると約六〇〇億〜七〇〇億円のコスト抑制効果もたらされたものと試算される。今後とも、石油代替電源の供給特性を考慮し、石油代替効果を的確に見極めつつ電源多様化を進め、供給コストの上昇抑制に努めていくことが重要である。

長期的な電源多様化の方向については、国際的な燃料情勢の見通しを踏まえつつ、各電源の経済性、燃料供給の安定性、負荷追従性等の供給特性を考慮し、電力需要の変動等の状況に対応して最も効率的な供給が行なわれるようバランスのとれた電源構成をめざす必要がある。

電力の供給としては、一般に大別すると、常にほぼ一定の出力で運転を行なうベース供給力、電力需要の負荷変動に対応して稼働し主としてピーク時に必要な供給を行なうピーク供給力、両者の中間の役割をもつミドル供

給力の三つのタイプの供給力が必要である。ベース供給力は供給の主力であるため、長期的な経済性および燃料調達の安定性の両面において優れた電源を、ピーク供給力は年間の利用率が低く負荷追従性が要求されるため、資本費が小さく、負荷追従性に優れた電源を、ミドル供給力は両者の中間的な特性を有する電源をそれぞれ与えることが適当である。

このような点を踏まえ、電源の供給特性を考慮すると、中長期的な電源構成の基本的方向としては、ベース供給力としては原子力発電、石炭火力発電、自流水火力発電および地熱発電を、ミドル供給力としては石油火力発電、LNG火力発電、ピーク供給力としては石油火力発電、LPG火力発電、調整池式水力発電および揚水式発電をそれぞれ与えることが適当と言える」と述べ、また、原子力発電については、「原子力発電は、一度燃料を装荷すると約一年間交換の必要がないことから燃料備蓄と同様の効果を有すること、燃料費の比率が小さく資本費の比率が大きいことから長期的な経済性に優れ、かつ燃料価格の変動に対する発電コストの安定性を有する等の利点がある。さらに、ウラン濃縮、使用済み燃料の再処理

を国内で実施できる体制を確立することにより、再処理によって得られるウランおよびプルトニウムを、いわば国産エネルギーに準ずるものとして利用することができることから、安定的な燃料供給が確保されるものと考えられる。このような原子力発電の優れた特性を考慮し、今後、放射性物質の最終処分、廃炉技術の安定性、経済性の向上等の諸問題への取り組みをより一層強化しつつ、ベース供給力の中核として積極的な開発に努めることが適当である。」としている。

原子力の開発利用に当っては、どのようなエネルギー供給体系が国情に適しているか、環境影響をどう評価するか、電源の多様化と最適組み合わせによる長期的経済性をどう考えるか、原子力発電技術ならびに核燃料サイクル技術をどのように整備していくかが、各国独自の開発政策の中で考慮決定されるものである。わが国においては原子力発電を、一、現状ではウラン燃料の確保に大きな不安がなく、少量の燃料で大量の電力が供給できる上、他の電源に比べて燃料の輸送、備蓄性に優れていること、二、発電コストが安定していること、三、石油の値下り傾向の中で最近運開した各種発電所の初年度の発

電原価を比較すると原子力は従来よりはその優位性が低下しているが、発電原価に占める燃料費の比率が小さいので現在でもなお耐用年数期間を通じての発電原価は原子力が有利であると考えられることなどから長期的にみて優れたものと評価しているのである。

五 核燃料サイクルの自立化および廃炉

今後、原子力発電が電源多様化の中核としてその役割を果たしていくためには、供給安定性、経済性を一層向上させるのみならず、従業員の被曝低減、廃棄物処理量の低減等を図ることが重要である。このため、これまで第一次（昭和五〇年～五二年）、第二次（昭和五三年～五五年）、第三次（昭和五六年～六〇年）改良標準化計画が実施された。

第一次計画では格納器の大型化などの改良によって従業員の被曝低減、作業能率の向上などが図られ、従来のプラントに比して被曝量は約二五％低減され、また設備利用率は約七〇％にまで高められる結果となった。第二次計画では、第一次計画の成果を踏まえてさらに機器、システムの改良や耐震設計、プラント周辺部の標準化な

どが図られ、この結果設備利用率は第一次計画の成果より高い七五％に、また、定期検査期間は一日短縮され七〇日となったほか、被曝線量も従来のプラントの約半分とみられるようになった。さらに第三次計画では日本型軽水炉を完成させることが目標とされ、これまでに手が着けられていなかった炉心部の改良が対象となり運転性、信頼性の向上、被曝の低減、建設工期の短縮、許認可関連事項の標準化があげられた。

また、原子力の電源中に占める割合が高くなれば原子力発電は負荷追従に参加しなければならなくなるのでこの種の運転を可能にする高性能燃料技術の確証試験も行なわれた。

現在、わが国はウラン濃縮を米国、フランスに、また再処理を英国、フランスに依存している。このような状況下では濃縮役務、供給国の原子力政策、核輸送をめぐる国際環境の動向などによって、エネルギー資源に乏しいわが国にとって重要な原子力発電の研究開発に支障をきたす恐れが生じてくる。原子力を安定なエネルギー供給源としていくためには核燃料サイクルの確立が必要となってくる。

このような状況の下で昭和五九年四月、電気事業連合会は、ウラン濃縮施設、再処理施設および低レベル放射性廃棄物貯蔵施設の包括的な立地協力要請を青森県に求め、さらに七月には上記三施設の具体的な事業計画、立地地点を明らかにした。⁽⁸⁾

電気事業連合会は昭和五九年一〇月、青森県六カ所村に申し入れている核燃料サイクル三施設のうち、ウラン濃縮と低レベル放射性廃棄物貯蔵の二施設の事業を主体とする新会社を設立することをきめ、同年一二月、新会社の設立発起人会が開かれ、基本事項を決定した。新会社名は「日本原燃産業株式会社」とし、昭和六〇年三月に発足した。この会社の事業目的は一、ウラン濃縮、二、低レベル放射性廃棄物の最終貯蔵、三、ウランおよび低レベル放射性廃棄物の輸送、四、関連事業となっている。新会社の事業計画は、ウラン濃縮を初年度規模一五〇トンSWU/年で開始し、毎年少しずつ増設していき、岡山県と六カ所村の二工場で最大規模三〇〇〇トンSWU/年とすることを目標としている。

用地は、ウラン濃縮施設が約一二〇万 m^2 、低レベル放射性廃棄物の最終貯蔵施設が二四〇万 m^2 である。

電力業界では昭和五五年に使用済み燃料の再処理を行なう「日本原燃サービス株式会社」をすでに設立しているため、今回の「日本原燃産業株式会社」の発足により、国内での核燃料サイクルの推進体制はすべて整ったのである。

こうして国内事業化へ向かって動き出した核燃料サイクル事業には、いくつかの問題がある。わが国の原子力の独立を考慮し、諸外国に制約されないウラン濃縮を狙った濃縮事業には米国、フランスなど諸外国との競争が待ちうけており、わが国の政策目標と国際競争力を獲得することを両立させる課題が横たわっている。

米国は、一九八五年六月、ウラン濃縮に関する新戦略を発表した。⁽⁹⁾この新戦略は、米国のウラン濃縮事業の国際競争力の低下に対する危機感を背景にして、二一世紀に向けてウラン濃縮事業を活性化するためのものである。

米国が商業用発電炉のウラン濃縮事業を開始したのは一九六九年であり、一九七四年には世界の市場をほぼ独占していた。その後、ユーロディフがそのシェアを伸ばし、また、ウレンコ、ソ連などもシェアを有してきたた

め米国のシェアは一九八五年には約五〇%にまで落ちた。価格の面でも、一九八一年まではユーロディフ、ウレンコより低かったが、現在ではユーロディフ、ウレンコの価格一〇〇ドル/kg S W Uよりも三〇%〜四〇%割高となっている。

このような状況を背景として米国はウラン濃縮事業を長期的にみて価格競争力のある事業にすることおよび世界で最も進んだ濃縮技術の開発を行なうこととし、そのため、当分の間経費の節約に努め、長期的に、最も望ましいと考えられる技術としてかねてから比較評価を行なってきた原子レーザ法を遠心分離法より優れた技術として選ぶことにした。

このレーザ法は未だ工場に導入するほどに技術の実証は終ってはいないが、将来実現されると濃縮役務価格は五〇ドルと六〇ドル/kg S W Uと推定されている。

日本原燃産業株式会社のウラン濃縮は、世界的にエネルギー需給が緩和され、ウラン市況も下がっていることから海外製品に対して價格的にどれほどの競争力を持ち得るか、即ち、価格低廉化を目指している国際市場で、わが国のウラン濃縮事業が国際競争力を確保し国産化路

線を歩んでいくにはどのようにすればよいのかという問題が生じているのである。

わが国の場合、使用済み燃料の再処理は、ウラン資源の有効利用、放射性廃棄物の適切な処分などの点できわめて重要なことと思われるが、この問題は核拡散防止とも絡んでおり、核拡散防止上、規制権の強化を図ろうとするウラン供給国側への対応を国際的な枠組みの中で考慮していかなければならない事柄である。また、低レベル放射性廃棄物の最終処分の一方法である海洋処分は、関係国の懸念を無視して行えるものではないのでその対応を検討して行かなければならないのである。

欧米各国において運転を終了した発電用原子炉はすでに三〇基を超え、それぞれ密閉管理、遮蔽管理などの措置がとられている。わが国においては、昭和六〇年七月、総合エネルギー調査会原子力部会で最終的に運転を終了した原子力発電施設は、原子力発電施設の規模、炉型等に関係なく、五年〜一〇年の密閉管理後解体撤去することを基本方針とする旨の報告書がとりまとめられた。同報告書はその費用について一一〇万kW級の原子力発電施設では、安全貯蔵期間が五年で放射性廃棄物の処分費用

を含まない場合約三〇〇億円程度と試算している。なお、放射性廃棄物を陸地処分するものとして一定の条件の下に試算すると放射性廃棄物の処分費用は、廃止措置費用の一五％程度となるという。

米国においては、すでに試験研究用原子炉を解体撤去した経験があるが、現在の商業用の炉と比較すると規模が非常に小さいものであった。

Shippingポート原子力発電所はペンシルバニア州ピッツバーグの北西二五マイルのところであり、その敷地は約七エーカーで、土地はデュケンスライト社の所有で米国エネルギー省がこれを四〇年間借用したものである。

建設開始は一九五五年、プラントの臨界操業は一九五七年一二月で、一九八二年一〇月までに二五年間操業し七四億 kWh の発電量を記録し、廃止措置がとられることになった大規模商業用原子力発電所の最初のものである。

このShippingポート原子力発電所の廃止作業の特徴は、一、この原子力発電所の主要システムは放射能測定の結果低い放射能レベルであることがわかったので、炉システム全体の放射能汚染除去の必要がなく、この廃止措置全体で予想される職業的放射線被曝はほぼ一〇〇〇

マン・レムであること、二、原子炉圧力容器は切断せず内部構造物を収納したまま一体撤去するので、内部を分解するのに比して期間が約一年短縮され、費用は約七〇〇万ドル、要員の被曝線量は二五〇マン・レムから、一四〇マン・レムに減少することであるという。

SHIPPINGポート原子力発電所の廃止措置にかかる全コストの見積額は七九七〇万ドルである。この原子力発電所は一九五五年から一九五七年にかけて、一億四一〇〇万ドルの費用をかけて建設されたもので、一九八六年に設備を他のものに変えた場合のコストは六・七億ドルと見積もられるので、廃止措置コストは代替した場合のコストの約一二%とみられている⁽¹⁰⁾。

最終的に運転を終了した原子力発電施設は放射能をおびた機器設備が存在し、また堅牢な構造物、建屋が多いため、その廃止措置を行なう際には多額の費用を必要とする。米国では負残存価値減価償却方式あるいは減債基金方式で、西独、英国、フランスでは引当金方式で手当てする制度が確立されている⁽¹¹⁾。

一方、わが国においては、昭和五六年一二月の電気事業審議会料金制度部会中間報告で「廃炉に係る費用につ

いても、原子力発電を行うことに伴なう費用であり、将来発生することは確実であるため、理論上は発電を行なっている時点における費用とすべきであると考えられる」との方針が打ち出されていたが、昭和六〇年七月の総合エネルギー調査会原子力部会よりの報告から将来は廃炉引当金も認められるようになるものとみられる。原子力先進国に共通する原子炉の廃止措置は今後技術的経済的面からの総合評価が必要となってくるものと思われる。

六 原子力発電の課題

今日、世界各国における総発電電力量に占める原子力発電の割合はかなりの数字に達している。中でも西欧諸国が特に高い値を示しておりフランスが一九八四年実績で総電力供給の五八・七%を原子力発電に依存しているのを筆頭に、ベルギー五〇・七%、フィンランド四一・〇%、スウェーデン四〇・六%、スイス三六・五%となっており、わが国は二二・九%である。

わが国の原子力開発は、当初、多くの分野で欧米諸国からの技術輸入に依存してきたが、その後、自主技術の確立ならびに国産化に努めた結果、第一級の技術水準に

達し、国産化率を高め、日本の環境に適合した原子力発電を推進していった。例えば、原子力発電における設備利用率は昭和六〇年度は七四・一％となり、昭和五十七年度以来四年連続七〇％台を維持し、原子力発電の信頼性の向上を印象づけた。また、運転中の事故による運転停止頻度も昭和五九年度は〇・一回／炉・年と米国等と比較して一桁低い値となった。⁽¹²⁾ 軽水炉技術の向上その他により原子力発電の発電原価は、石炭火力に対しては、原子炉の廃止措置に係る費用や廃棄物処分に係る費用を考慮すれば初年度発電原価はほぼ同等と見られるが、石油火力発電、LNG火力発電に対しては優位を保っており、ベース供給力の中核としての位置を固めつつあると言える。

世界的な原子力発電の進展に伴い、わが国においても、世界の原子力開発に遅れることなく、しかも日本の国情にあった独自の自主技術を開発し、原子力発電の発電原価の一層の低減と、これまで以上の高い安全性、信頼性を獲得維持することが、わが国において原子力発電が定着するための重要な鍵になるものと思われる。

文献

- (1) 武井満男他、原子力工業、第三一卷、第六号、四九頁、一九八五年。
- (2) 原 昭吾、エネルギー、第一八巻、第四号、五五頁、一九八五年。
- (3) 中杉秀夫、燃料協会誌、第六四巻、第八号、六五五頁、一九八五年。
- (4) 原子力工業、第三一卷、第二二号、三六頁、一九八五年。
- (5) (3) に同じ。
- (6) The Economics of the Nuclear Fuel Cycle, OECD/Nuclear Energy Agency, Paris, 1985. OECD/NEA
- 原子燃料サイクルの経済性、日本原子力産業会議訳、一九八五年。
- (7) 原子力委員会編、原子力白書（昭和六〇年版）、三五頁、昭和六一年、大蔵省印刷局。
- (8) 原子力年鑑（昭和六〇年版）、一四一頁、昭和六十年、日本原子力産業会議。
- (9) 丸山剛司、原子力工業、第三一卷、第八号、六頁、一九八五年。
- 丸山剛司他、原子力工業、第三一卷、第一一号、七頁、一九八五年。
- (10) 原子力工業、第三一卷、第四号、五七頁、一九八五年。

(11) 松尾清一、原子力工業、第三一卷、第二一号、一三頁、
一九八五年。
田口三夫、原子力工業、第三一卷、第二一号、一八頁、
一九八五年。

(12) 原子力委員会編、原子力白書(昭和六〇年版)、三六
頁、昭和六一年、大蔵省印刷局。

(一橋大学教授)