参考資料　核燃料サイクルについての疑問と考え方

（原子力の必要性について）

１－１　世界や日本のエネルギーの将来像をどのように考えていますか。

１－２　将来のエネルギー需要に対応するには、どのような手段がよいと考えていますか。

１－３　エネルギー安全保障の確保のために、日本のエネルギー自給率をどのように考えているのですか。原子力の役割をどのように考えていますか。

１－４　地球温暖化を防止するためにどのような政策手段を考えていますか。

１－５　持続的発展のために、風力発電、太陽光発電といった新エネルギー（いわゆる再生可能エネルギー）は基幹電源として、原子力の代替手段となりうると考えているのですか。

１－６　原子力発電が二酸化炭素削減の手法として認められないことは、国際的な合意ではないでしょうか。

１－７　ドイツでは、９０年代に原子力発電を増設せず、風力発電を増やすことで、二酸化炭素を２０％も削減したのではないでしょうか。

１－８　原子力発電から排出される放射性廃棄物の明示と、その処分の進捗状況を示すべきではないでしょうか。

１－９　火力発電、太陽光発電、風力発電などのエネルギー源と比較して、原子力はどうして優位なのですか。

１－１０　電力自由化が進む中で、原子力発電の位置付けが疑問視されていますが、その位置付けをどのように考えますか。

（プルサーマル）

２－１　核燃料サイクルにおいて、プルサーマルをどのように位置付けますか。

２－２　使用済燃料の長期的な貯蔵を選択し、画期的な処分技術若しくは再処理技術が確立するまで、処分等を凍結すべきではないでしょうか（再処理を急ぐ必要はあるのでしょうか。）。

２－３　既存の軽水炉で原子力の意義は十分確保されているので、核燃料サイクルを切り分けて考えるべきではないでしょうか。

２－４　プルサーマルは直接処分と比較して経済性がないと考えます。直接処分を選択するべきではないでしょうか。

２－５　バックエンド・コスト（再処理、処分、廃止などに係る費用）を更に精査することとなっているのに、それを待たずに、プルサーマルを進めるのですか。

２－６　プルサーマルは資源の有効利用に資するとのことですが、どの程度効率的になると考えますか。

２－７　ウランの利用効率が１０％上昇する程度ならば、なぜプルサーマルを選択するのですか。直接処分でもいいのではないでしょうか。

２－８　プルサーマルは軽水炉と比較して安全性が低下するという情報がありますが、安全性についてどのように考えますか。

２－９　使用済燃料から、どのような高レベル放射性廃棄物ができるのか示すべきではないのですか。

２－１０　プルサーマルを選択することで、放射性廃棄物の処分の負担を減らすことができるのか示すべきではないのですか。

２－１１　プルサーマルにより発生する使用済燃料の取り扱いを示すべきではないのですか。

２－１２　プルサーマルを選択することで、核拡散抵抗性（プルトニウムなどが核兵器に転用されることを防止する能力）が低下するのですか。

２－１３　プルサーマルを選択することで、利用目的のないプルトニウムをもたないと言う原則は担保されるのですか。

２－１４　我が国の発電所の使用済燃料から回収されたプルトニウムを英仏に保有し、国内においてＭＯＸ燃料の使用先が確定しない段階で、なぜ六ヶ所再処理工場の稼働を急ぐのでしょうか。現在の状況で、いわゆるプルトニウム・バランスがとれるのですか。

２－１５　これまでに、諸外国等でプルサーマルを実施した実績があるとのことですが、現在はどうでしょうか。また、各国の再処理工場は安全に動いているのでしょうか。

２－１６　直接処分とプルサーマルとを比較して、どちらの選択が望ましいと考えますか。この点について、立ち止まって比較しているのですか。

（高速増殖炉）

３－１　核燃料サイクルにおいて、高速増殖炉をどのように位置付けますか。

３－２　高速増殖原型炉「もんじゅ」は高速増殖炉サイクルの中でどのような位置付けですか。

３－３　「もんじゅ」は、早急かつ冷静に費用便益分析を行って、中止を含めて決断すべきではないでしょうか。

３－４　「もんじゅ」高裁判決は、「もんじゅ」の安全性を否定していますが、高速増殖炉は本当に安全だと考えていますか。

３－５　ナトリウムは水と反応しやすく、取扱いが難しいと思われるのに何故ナトリウム炉の研究開発を続けるのですか。

３－６　「もんじゅ」高裁判決により、「もんじゅ」の再起動が遅れると思われますが、今後の開発スケジュール、導入のタイミングをどのように考えていますか。

３－７　高速増殖炉によってどの程度ウランの利用効率が上がると考えますか。確かに、高速増殖炉は原子力に莫大な供給力を与えると思いますが、海水ウランや核融合などがあるので、プルトニウム利用にこだわる必要はあるのでしょうか。

３－８　高速増殖炉を選択することで、高レベル放射性廃棄物の量を減らすことができると考えますか。

３－９　諸外国においては、高速増殖炉の研究を中断していますが、我が国はなぜ研究を進めるのでしょうか。また、諸外国においては、高速増殖炉の導入実績はあるのですか。

３－１０　直接処分と高速増殖炉サイクルとを比較して、どちらの選択が望ましいと考えるのですか。

（終わりに）

４－１　原子力委員会は、核燃料サイクル政策を総合的かつ複眼的に議論し、今回のペーパーをまとめたのですか。

（原子力の必要性について）

１－１　世界や日本のエネルギーの将来像をどのように考えていますか。

我が国は、二度にわたる石油危機の経験から省エネルギーに努めるとともに代替エネルギーの開発・導入に努めて参りました。しかしながら、ライフスタイルの変化を背景に、エネルギー需要は、民生・運輸部門を中心に一貫して増加しています。第一次石油危機の起きた１９７３年度と２０００年度のエネルギー需要を比較すると、産業部門が６％増に留まっているのに対して、民生部門では、家庭用が１２６％増、オフィス、商店などの業務用が８９％増、運輸部門が１０９％増と極めて高くなっています。

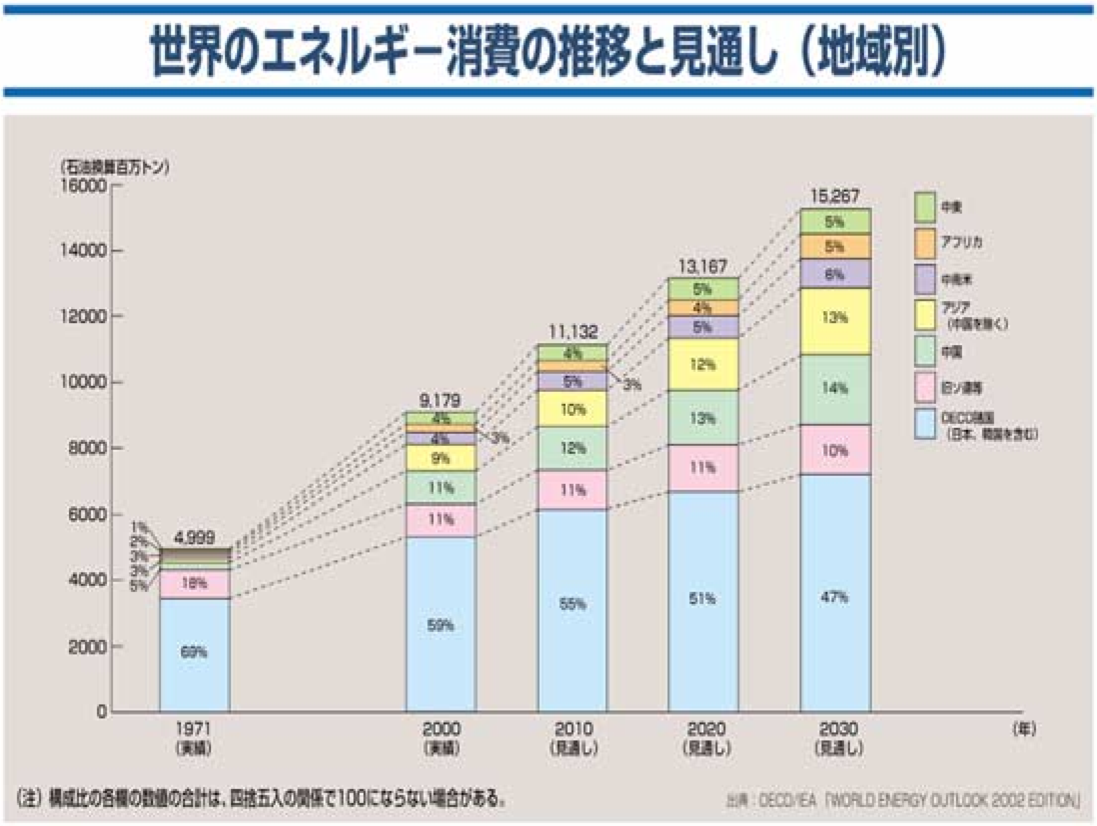
また、１９７１年と２０００年の世界全体のエネルギー消費を比較すると、途上国等が１４７％増、先進国でも５７％増となるなど、我が国と同様に極めて高い需要の伸びを示していました。

また、今後のエネルギー需要については、我が国は、１９９９年度の石油換算で４０２百万ｋｌを、省エネルギー努力などを見込んだ上で、２０１０年度においては、同４００百万ｋｌとすることを目標としています（総合資源エネルギー調査会「今後のエネルギー政策について」）。他方、世界全体の需要の伸びをみると、経済成長

の著しいアジア諸国を中心にエネルギー需要が急激に伸びておりま す。２０００年と２０３０年の一次エネルギー需要をみるとＯＥＣＤ諸国は３４％増であるのに対し、途上国等は１１０％増と極めて高い伸びが予測され、世界全体で６６％増になると予想されます。今後、エネルギー自給率が極めて低い我が国を巡るエネルギー環境は、大変厳しくなると考えられます。

図１－１－１　日本の最終エネルギー消費の推移と見通し（部門別）

図１－１－２　世界のエネルギー消費の推移と見通し



１－２　将来のエネルギー需要に対応するには、どのような手段がよいと考えていますか。

２０３０年までの世界全体のエネルギー需要は、アジア諸国の経済成長などによって、２０００年に比べて約６６％伸びるものと見込まれています。現在の消費量と確認されている埋蔵量を前提とした確認可採年数[1]は、石油で約４０年、天然ガスで約６０年、石炭で約２００年となっておりますが、今後エネルギー需要が予測通りに伸びれば、石油、天然ガスは、近い将来、需給が逼迫し、枯渇する恐れもあります。

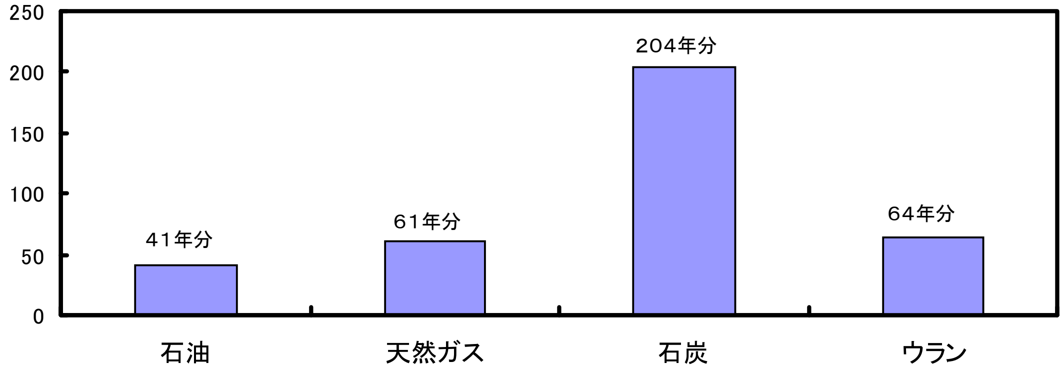
しかしながら、我が国のエネルギー自給率は４％であり、供給安定性の高い原子力を含めても２０％にすぎません。特に一次エネルギーにおける石油依存度は、４９％（２００１年度）と先進各国の中で最も高くなっています。このような状況の下では、今後、我が国を巡るエネルギー状況は厳しくなっていくのではないかと考えられます。

我が国におけるエネルギーの安定供給を確保するためには、供給

[1] 確認可採年数：資源の所在が明らかで、現在の技術で採掘でき、その採掘が経済的に見合うという条件を満たす埋蔵量を、確認可採埋蔵量といいます。ある年の確認可採埋蔵量を、その年の生産量で割った値を確認可採年数といい、現状のままの生産量で、あと何年生産が可能であるかを表します。

安定性（備蓄が容易であり、資源が政情の安定している国に分散していること）の高い原子力発電の利用を引き続き図ることが必要があると考えます。また、地球温暖化防止を図ることも重要な政策課題であり、原子力発電のように、化石燃料とは異なり発電過程で二酸化炭素を排出しないエネルギー源の利用を更に進める必要があります。

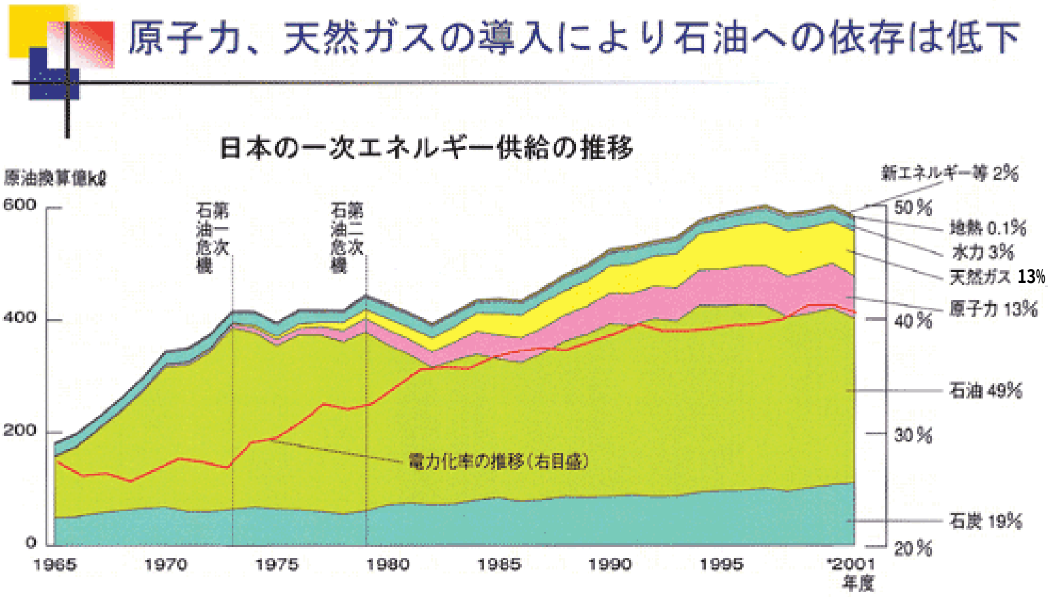
図１－２－１　世界のエネルギー資源の可採年数



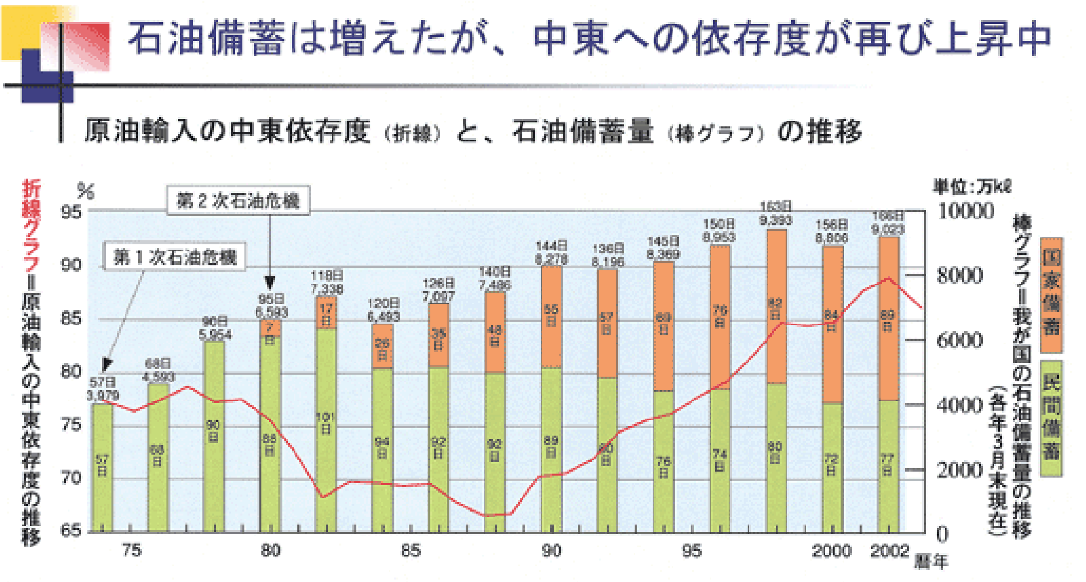
出典：BP統計2002及びURANIUM 1999 Resources, Production and Demand, OECD-NEA/IAEA

※可採年数とは、確認されている埋蔵量を２０００年の生産量で割った数値。ただし、ウランについては貯蔵が容易で毎年の生産量と需要量が一致しないため、１９９９年の需要量で割った値。
需要逼迫により価格水準が高騰すれば、開発によって確認される埋蔵量が大きくなる可能性がある。（天然ガスにおいてその可能性は高いと言われている）

図１－２－２　各地域の石油依存率と石油の中東依存率



出典：総合エネルギー統計



（注）:1.備蓄量は製品換算、備蓄日数は石油備蓄法方式
2.合計の備蓄日数については、四捨五入のため積上げ日数と合わない場合がある

出典：「エネルギー生産・需要統計」及び資源エネルギー庁

１－３　エネルギー安全保障の確保のために、日本のエネルギー自給率をどのように考えているのですか。原子力の役割をどのように考えていますか。

２０００年の我が国のエネルギー自給率は、水力、地熱などによりわずか４％にとどまっており、供給安定性（備蓄が容易であり、資源が政情の安定している国に分散していること）の高い原子力を加えても、２０％に過ぎません。これは、ドイツの２７％（原子力を含めて４０％）、フランスの９％（同５１％）、アメリカの６４％（同７３％）、イギリスの１０８％（同１１７％）と比較して、極めて低い状況にあります。

また、西欧諸国においては、国境を超えた送電網、ガスパイプラインが存在し、電力、天然ガスの輸出入が盛んに行われています。例えば、フランスは、総発電量の１４％（２０００年）をドイツ、イタリア、スイス、イギリス等に輸出し、１％を輸入しています。フランスの総発電量の７７％は原子力発電によるもので、脱原発を志向する国にも電力を輸出しています。

一方、我が国は島国であり、国際的な送電網、ガスパイプラインは存在しないので、近隣諸国と直接的にエネルギーを融通し合える状況にはありません。さらに、２００１年度における我が国の一次

エネルギー消費に占める石油依存率は４９％であり、２００２年の輸入原油における中東依存率は８６％と、先進各国と比べて高くなっています。

このような状況において、原子力は、（１）カナダ、オーストラリアなど資源供給国の政情が安定していること、（２）燃料のエネルギー密度が高く備蓄が容易で、発電過程及び燃料加工過程において事実上の備蓄効果が期待できることといった理由から不意の燃料供給の削減や中断が生じにくく、その影響が軽減しやすいといった長所があります。特に、石油と比較した場合に、我が国の石油の備蓄量が170日分程度であるのに対し、原子力発電については、原子炉については約１年間に１度だけしか燃料を交換する必要がなく、また、燃料加工工程では保守的に見積もっても約２年分程度の備蓄性があると評価されます。また、発電原価に占める燃料費の割合が約３割と小さいため、燃料価格の高騰による発電原価への影響も限られたものとなります。このように原子力は、短期的なエネルギー安全保障からみて優れた特性を有しています。

さらに、中長期的な観点では、原子力は、（１）使用済燃料を再処理することで、ウラン、プルトニウムの回収、利用を図ることにより資源の有効利用が可能であること、（２）高速増殖炉の開発によってウラン資源の利用効率をさらに高める可能性があることなどの理

由から、資源枯渇を遠い将来に引き伸ばすことが期待できる可能性を有した技術であり、中長期的エネルギー安全保障に寄与することが期待されています。実際、我が国では原子力発電により原油輸入量の３割を節約していると評価されています。

原子力のこれらの特性はどの国においても当てはまるものですが、特に脆弱なエネルギー供給構造を有する我が国において、その役割は大きいものと考えています。

図１－３－１　主要国のエネルギー自給率

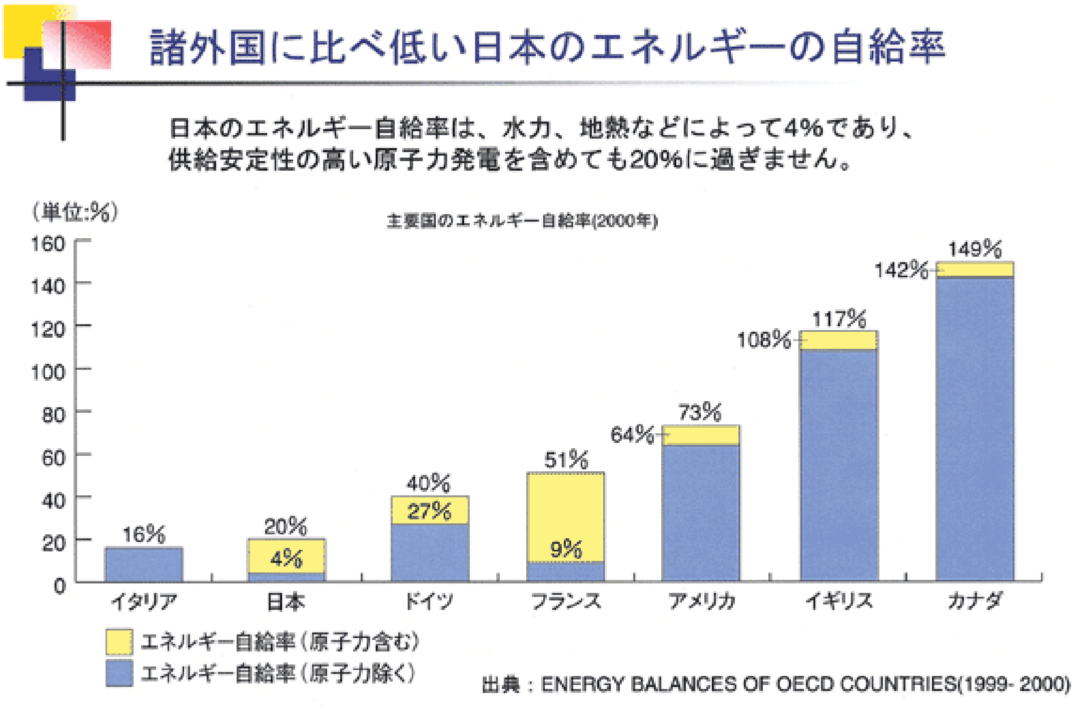
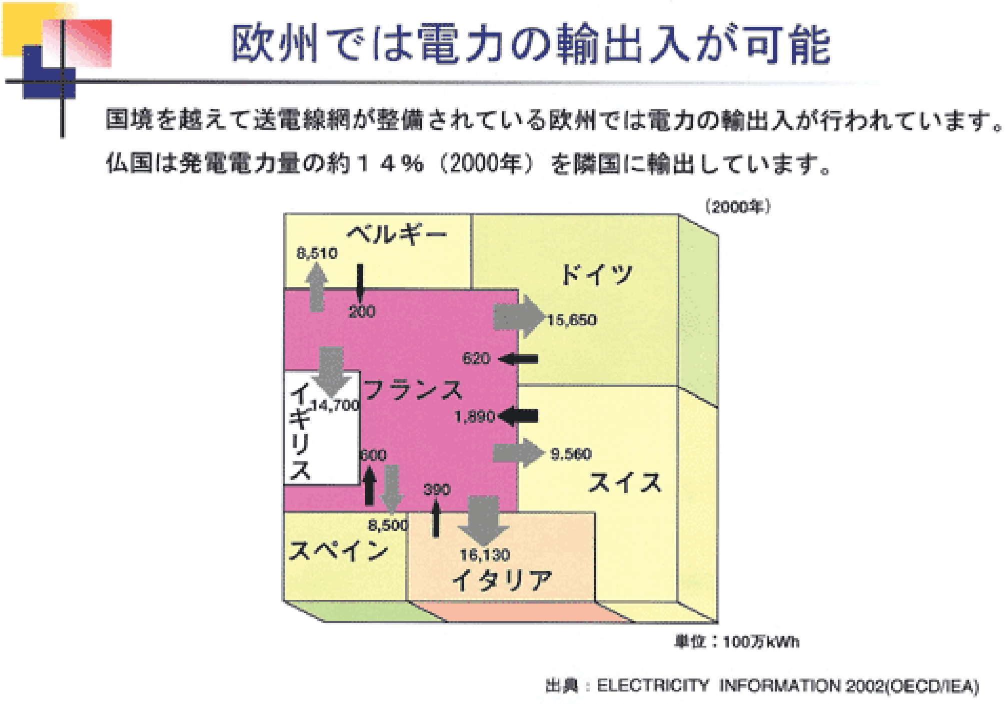


図１－３－２　フランスにおける電力の輸出入



１－４　地球温暖化を防止するためにどのような政策手段を考えていますか。

二酸化炭素などの温室効果ガスは、地表から放出される熱が宇宙空間に放散されることを妨げる効果があります。大気中の温室効果ガスの濃度が上昇することにより、１９９０年から２１００年までの地球の平均気温は、１．４℃～５．８℃程度上昇すると予測されています。その結果、南極の氷が溶けて海面が上昇し、多くの島々が水没することや、異常気象や気候変動による洪水や干ばつの多発、植生変化による農作物収穫への影響などが心配されています。

そのため、１９９４年に発効した気候変動枠組み条約は、大気中の温室効果ガスの濃度を安定化させることを目的に、温室効果ガスの排出量を削減することとしています。

温室効果ガスの排出量を削減するため、気候変動枠組み条約に基づいて、１９９７年に採択された京都議定書においては、２００８年から２０１２年までの第一約束期間において二酸化炭素を含む温室効果ガスの排出量を、１９９０年の水準と比較して、先進国全体で少なくとも５％削減することとされました。各国別の削減目標は、日本が６％、アメリカが７％、欧州が８％などとなっています。

このように、我が国の温室効果ガスの削減目標は６％となってお

ります。そのうち、エネルギーについては、総合資源エネルギー調査会報告書「今後のエネルギー政策について」（２００１年）の基準ケース[2]においては、２０１０年度までにエネルギー需要が増加する（９０年度比で１７％増）ことが見通される一方、２０１０年度のエネルギー起源の二酸化炭素の排出量を１９９０年度と同じ水準に抑制とすることを目標としております。２００１年度のエネルギー起源の二酸化炭素排出量は、９０年度比約６％増となっていますが、現行対策のままでは、２０１０年度におけるエネルギー起源の二酸化炭素の排出量は２０００万トン増となると見込まれ、省エネルギー対策、新エネルギー対策の一層の強化が必要です。

このため、新エネルギー対策としては、１９９９年度比で太陽光発電が約２３倍（原油換算で１１３万ｋｌ増)、風力発電が約３８倍（原油換算で１３１万ｋｌ増）など新エネルギー全体で約３倍（原油換算で１２１７万ｋｌ増）とすることを目標としております。省エネルギー対策についても、アイドリングストップ車の導入促進、待機時電力の削減、高効率機器の導入促進等の対策（原油換算で５７００万ｋｌ分）を行うこととしております。

しかしながら、現行の新エネルギー、省エネルギー対策だけでは

[2] 基準ケースとは、報告書作成時点での政策枠組みを維持した場合の２０１０年度におけるエネルギー需給の姿

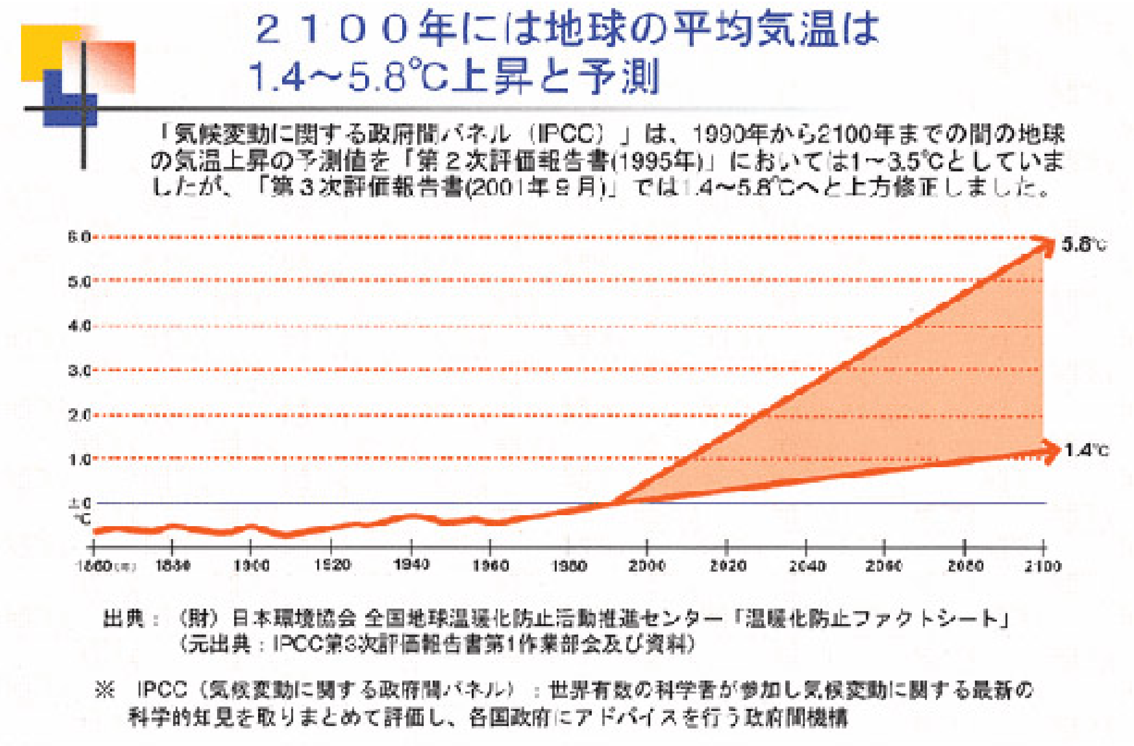
不十分であり、発電過程で二酸化炭素を放出しない原子力発電の寄与する余地が大きく、原子力発電の果たす役割は極めて重要です。

このため、発電分野においては、２０１０年度までの間に原子力発電電力量を、１９９９年度実績に比べ約３割増（原油換算で１８００万ｋｌ増)、総供給に対する割合も１２．４%から、１５%程度まで引き上げることを見込んでおります。

さらに、気候変動枠組条約第二約束期間においても、温室効果ガスの削減目標は更に強化されることも予想されており、原子力発電の果たす役割は変わらないものと思われます。

当然のことながら、原子力発電所の増設には、立地地域住民をはじめとする国民に対し、国、事業者が原子力における安全性を確保し、信頼を得ることが不可欠です。いかに温室効果ガス削減のためといっても、安全性を無視して原子力発電所の増設をすることはありえません。

図1－4－1　2100年における地球の平均気温予測



出典：経済産業省「エネルギー・日本国民会議 in 大阪（平成１５年３月２日）」配布パンフレット

図1－4－2　京都議定書の概要

気候変動枠組条約第3回締約国会議の結果のポイント

主要国の削減目標

締約国	削減率
日本	-6%
カナダ	-6%
アメリカ	-7%
EU	-8%
オーストラリア	+8%
ロシア	0%

これらの削減目標には、吸収源の増減、排出量取引等による排出量の移転がカウントされます。

対象となる温室効果ガス

二酸化炭素 (CO_2)	化石燃料の燃焼などに伴い排出（我が国の温室効果ガスのほとんどを占める）
メタン (CH_4)	化石燃料の不完全燃焼、稲作や家畜の反すうなどから排出
亜酸化窒素 (N_2O)	化石燃料の燃焼などに伴い排出
ハイドロフルオロカーボン (HFC)	エアコン、冷蔵庫などの冷媒、エアゾールの噴射剤などに使用（いわゆる代替フロン）
パーフルオロカーボン (PFC)	半導体製造などに使用（いわゆる代替フロン）
六フッ化硫黄 (SF_6)	電力用ガス絶縁開閉装置の絶縁ガスなどに使用

エネルギー起源のCO_2排出抑制に向けた取組

従来から積極的に取り組んでいる省エネルギー対策や、原子力、天然ガス等の導入等について一層の推進を図ることに加え、以下のような対策を講じていくことが必要。

省エネルギー対策

部門対策（約5,000万kl（原油換算、以下同じ））に加え、自家用車を含む家庭や業務を中心に追加対策（約700万kl）を実施。

新エネルギー対策

1,910万klの新エネルギーを導入するべく、導入補助の拡大、技術開発等を実施。

燃料転換等

上記の省エネルギー対策・新エネルギー対策を講じても、目標達成のためにはさらなるCO_2削減が必要であり、電力等の燃料転換等を実施することが必要。老朽石炭火力発電所の高効率LNGコンバインドサイクル発電への転換、石炭等を燃料とする産業用ボイラー等における天然ガスへの燃料転換等の対策を実施。

原子力発電の着実な推進

上記の対策の前提として、従来から取り組んでいる需給両面の対策について一層推進していくことが必要。中でも原子力については安全確保を大前提に、原子力発電所9～12基の増設に向けて、引き続き積極的な導入促進が必要。そのためには、十分な情報提供、立地地域の振興により、国民の理解を得るよう一層の努力を行っていくことが必要。

温室効果ガス削減目標6%の内訳

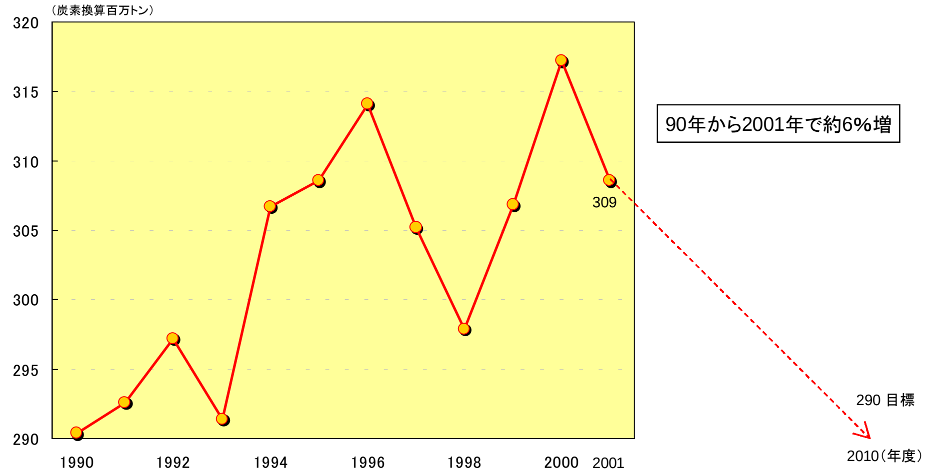
▲2.5%	CO_2、メタン、亜酸化窒素の排出抑制 内訳　0%：エネルギー起源のCO_2排出抑制（エネルギー需給両面にわたる最大限の対策の積み上げ） ▲0.5%：メタン、亜酸化窒素等の排出抑制 ▲2.0%：革新的技術開発や国民各層における更なる努力
▲3.9%	土地利用の変化と森林活動による吸収
+2.0%	代替フロン等（HFC、PFC、SF_6）の排出抑制
残り（▲1.6%）	共同実施、排出量取引などの活用

出典：資源エネルギー庁「考えよう、日本のエネルギー（2002.11）」

図1－4－3　エネルギー消費に伴う二酸化炭素の排出量の推移と目標

エネルギー起源のCO_2排出量の推移と見通し

2010年までにエネルギー起源のCO_2の排出量を1990年と同水準とする目標に対して、原子力、新エネルギー、省エネルギーなどの対策によって達成することを目指しています。



総合資源エネルギー調査会答申、2001年度におけるエネルギー需給実績（確報）について

出典：資源エネルギー庁「日本のエネルギー２００３　（2003.07）」

図1−4−4　新エネルギー導入実績と目標

新エネルギー導入実績と新たな導入目標及びその達成に向けた考え方

(1) 供給サイドの新エネルギー

（単位：原油換算量（発電設備容量））

エネルギー分野	2000年度実績	2010年度見通し／目標 現行対策維持ケース	2010年度見通し／目標 目標ケース	2010/2000	導入目標の達成に向けた考え方
●太陽光発電	8.1万kl（33.0万kW）	62万kl（254万kW）	118万kl（482万kW）	約15倍	早期の市場自立化を図るべく、技術開発、及び導入補助による量産効果を通したコスト低減を推進。
●太陽熱利用	89万kl	72万kl	439万kl	約5倍	先進的、或いは高度なシステムの導入支援によるコスト低減を推進。
●風力発電	5.9万kl（14.4万kW）	32万kl（78万kW）	134万kl（300万kW）	約23倍	更なる導入促進を図るべく、先進的設備やモデル的な事業に対する助成措置に加え、安定化及び継続対策を検討。
●廃棄物発電	115万kl（103万kW）	208万kl（175万kW）	552万kl（417万kW）	約5倍	技術開発の推進、及びモデル的事業に対する支援を継続。
●廃棄物熱利用	4.5万kl	4.4万kl	14万kl	約3倍	地方公共団体、民間事業者が実施するモデル的な事業に対する支援を継続。
●バイオマス発電	4.7万kl（6.9万kW）	13万kl（16万kW）	34万kl（33万kW）	約7倍	新たな新エネルギーとして期待されることから、新エネルギーとして明確に位置づけ、技術開発・実証試験を行うことで、経済性・有効性を見極めることに加えて、モデル的な事業に対する助成等を行う。
●バイオマス	——	——	67万kl	——	
●黒液・廃材等	490万kl	479万kl	494万kl	約1倍	製紙・パルプ業における黒液・廃材のより一層の有効利用を期待。
●未利用エネルギー（雪氷熱を含む）	4.5万kl	9.3万kl	58万kl	約13倍	技術開発の推進、及び未利用エネルギー活用事業者に対する支援の継続。雪氷冷熱に関する調査を実施。
合計（一次エネルギー総供給に占める割合）	722万kl（1.2%）	878万kl（1.4%）	1,910万kl（3%程度）	約3倍	

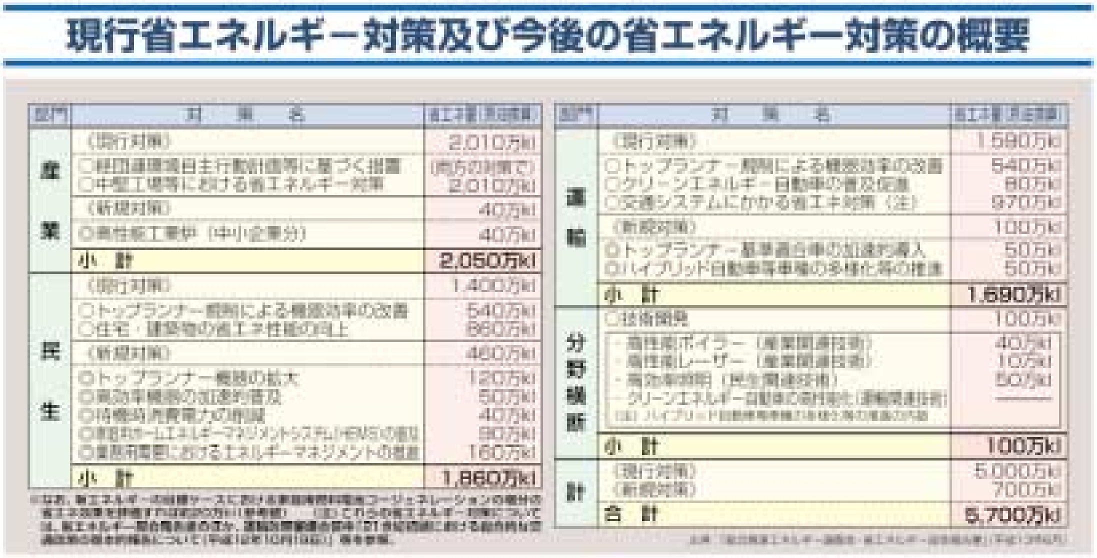
(2) 需要サイドの新エネルギー

エネルギー分野	2000年度実績	2010年度見通し／目標 現行対策維持ケース	2010年度見通し／目標 目標ケース	2010/2000	導入目標の達成に向けた考え方
●クリーンエネルギー自動車（※1）	6.2万台	89万台	348万台	約42倍	技術開発、及び導入補助による量産効果を通じたコスト低減を推進。また、燃料供給設備の整備等に資する支援を継続。
●天然ガスコージェネレーション（※2）	170万kW	344万kW	464万kW	約3倍	コスト低減、高効率化に向けた技術開発を推進し、また、先進的な設備やモデル的な事業に対する助成等を実施。
●燃料電池	1.2万kW	4万kW	220万kW	約183倍	リン酸形は、モデル的な事業に対する助成等を継続。固体高分子形は、技術開発を加速し、実証試験の実施、安全性等に関する基準等を整備。

（※1）需要サイドの新エネルギーである電気自動車、燃料電池自動車、ハイブリッド自動車、天然ガス自動車、メタノール自動車、更にディーゼル代替LPガス自動車を含む。
（※2）燃料電池によるものを含む。

出典：資源エネルギー庁「考えよう、日本のエネルギー　（2002.11）」

図１－４－５　現行省エネルギー対策及び今後の省エネルギー対策の概要



現行省エネルギー対策及び今後の省エネルギー対策の概要

部門	対策名	省エネ量（原油換算）
産業	（現行対策）	2,010万kl
	○経団連環境自主行動計画等に基づく措置 ○中堅工場等における省エネルギー対策	（両方の対策で） 2,010万kl
	（新規対策）	40万kl
	○高性能工業炉（中小企業分）	40万kl
	小計	2,050万kl
民生	（現行対策）	1,400万kl
	○トップランナー規制による機器効率の改善 ○住宅・建築物の省エネ性能の向上	540万kl 860万kl
	（新規対策）	460万kl
	○トップランナー機器の拡大 ○高効率機器の加速的普及 ○待機時消費電力の削減 ○家庭内ホームエネルギーマネジメントシステム（HEMS）の普及 ○業務用建築物におけるエネルギーマネジメントの推進	120万kl 50万kl 40万kl 90万kl 160万kl
	小計	1,860万kl

部門	対策名	省エネ量（原油換算）
運輸	（現行対策）	1,590万kl
	○トップランナー規制による機器効率の改善 ○クリーンエネルギー自動車の普及促進 ○交通システムにかかる省エネ対策（注）	540万kl 80万kl 970万kl
	（新規対策）	100万kl
	○トップランナー基準適合車の加速的導入 ○ハイブリッド自動車等車種の多様化等の推進	50万kl 50万kl
	小計	1,690万kl
分野横断	○技術開発	100万kl
	・高性能ボイラー（産業関連技術） ・高性能レーザー（産業関連技術） ・高効率照明（民生関連技術） ・クリーンエネルギー自動車の高付加価値化（運輸関連技術） （注）ハイブリッド自動車等車種の多様化等の推進の内数	40万kl 10万kl 50万kl ―
	小計	100万kl
計	（現行対策） （新規対策）	5,000万kl 700万kl
	合計	5,700万kl

出典：資源エネルギー庁「考えよう、日本のエネルギー　（2002.11）」

１－５　持続的発展のために、風力発電、太陽光発電といった新エネルギー（いわゆる再生可能エネルギー）は基幹電源として、原子力の代替手段となりうると考えているのですか。

原子力発電以外にも、発電過程で二酸化炭素を排出しない発電方法があります。従来からの水力発電、地熱発電に加え、近年、太陽光発電、風力発電が注目を集めています。

太陽光発電の１９９９年度における実績は原油換算で５．３万ｋｌですが、これを２０１０年度には１１８万ｋｌ（約２３倍）に引き上げることを目標としております。同様に、風力発電においても、３．５万ｋｌから１３４万ｋｌ（約３８倍）まで引き上げることを目標としております。このため、２００３年度の新エネルギー対策に1，５６８億円の予算を計上しており、前年度比８．２％と極めて高い伸びを示しています。なお、立地対策を含めた、２００３年度の原子力関係予算は４，５９３億円となっていますが、前年度比１．５％減となっています。また、省エネルギー対策にも１，３４６億円が計上されており、前年度比２．６％増となっています。

しかしながら、太陽光発電、風力発電によって１００万kWの原子力発電所１基で１年間に得られる電力量を生み出そうとすると、太陽光発電で、山手線の内側の面積が必要であり、風力発電ではその

３．５倍の面積が必要となります。さらに、発電コストを比較すると、２００１年の試算では、原子力発電が５．９円／ｋＷｈであるのに対し、太陽光発電で４６～６６円／ｋＷｈ、風力発電で１０～１４円／ｋＷｈと推測されます。風力発電でも、原子力発電の１．７倍～２．４倍となっており、今後の技術進歩によりコストダウンが図られると思いますが、現段階ではまだまだ経済性があるとは言えません。

さらに、発電量そのものが天候などに左右され電力の安定供給が難しいため、原子力発電に代わって基幹電源となることは、当面極めて困難です。しかしながら、分散型エネルギーとしての特徴を活かして、太陽光発電や風力発電の一層の導入を図るため、これからも低価格な機器の開発などに取り組んでいくことが必要です。総合資源エネルギー調査会の「今後のエネルギー政策について」においては、１９９９年度の段階で一次エネルギーの０．０１％を占める風力発電及び太陽光発電を、２０１０年には０．４％にすることを目標にしております。

また、燃料電池が自動車のエネルギー源や分散型電源として期待され、その開発普及に積極的に取り組んでいく必要がありますが、水素供給体制の確立など社会基盤の整備が重要な課題となっています。

図1－5－1　太陽光発電と風力発電のコスト比較

新エネルギーの現状（太陽光・風力）

	太　陽　光	風　　　力
発電コスト（※）	［住宅用］ ・平均値：66円/kWh ［非住宅用］ ・平均値：73円/kWh	［大規模］ ・10～14円/kWh ［中小規模］ ・18～24円/kWh
スペース（※※）	100万kW級原子力発電所1基分を代替する場合に必要な面積	
	［業務用］ ・約67km² （琵琶湖の面積の1/10） ［住宅用］ ・190万世帯 （福岡県の全世帯数と同程度）	・約248km² （琵琶湖の面積の1/3）
設備利用率（※※）	・12%	・20%

出典：総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会報告書（2001年6月）※
資源エネルギー庁「核燃料サイクルのエネルギー政策上の必要性」（2002年3月）※※

１－６　原子力発電が二酸化炭素削減の手法として認められないことは、国際的な合意ではないでしょうか。

２００１年の国連気候変動枠組条約第６回締約国会議（ＣＯＰ６）において、「共同実施[3]、ＣＤＭ[4]のうち、原子力により生じた排出枠を目標達成に利用することは控える」ということが合意されております。この合意は、例えば、我が国が原子力を技術移転することにより途上国等において生じた排出枠を我が国のために利用することはできないということです。

しかしながら、本合意によって、国内の二酸化炭素削減対策として、原子力発電を利用することや原子力発電の有効性が否定されたわけではありません。原子力発電については、資源の採掘、発電所の建設、燃料としての利用など全てを勘案した場合に、二酸化炭素排出量は、２１．６～２４．７ｇ－ＣＯ２／ｋＷｈと試算され、極

[3] 共同実施（Joint Implementation、ＪＩ）：京都議定書において、国際的に協調して数値目標を達成するための制度として導入された仕組み（京都メカニズム）の一つです。温室効果ガス排出削減等につながる事業を、削減目標を有する先進国間で実施するもので、その事業が実施されたホスト国で生じる削減量の全部又は一部に相当する量の排出枠を、その事業に投資した国がホスト国から獲得し、その事業に投資した国の削減目標の達成に利用することができる制度です。

[4] ＣＤＭ（Clean Development Mechanism、クリーン開発メカニズム）：京都メカニズムの一つです．開発途上国において実施された温室効果ガスの排出削減等につながる事業により生じる削減量の全部又は一部に相当する量を排出枠として獲得し、その事業に投資した国の削減目標の達成に利用することができる制度で、その事業が実施された途上国にとっても、自国に対する技術移転と投資の機会が増し、その持続可能な発展に資するものです。

めて小さいものとなっています。これに対して、石炭火力は９７５ｇ－ＣＯ２／ｋＷｈで原子力の約４０倍、石油火力は７４２ｇ－ＣＯ２／ｋＷｈで原子力の約３０倍、ＬＮＧ火力は６０８ｇ－ＣＯ２／ｋＷｈで原子力の約２５倍と試算され、原子力と比べて極めて大きいものとなっています。

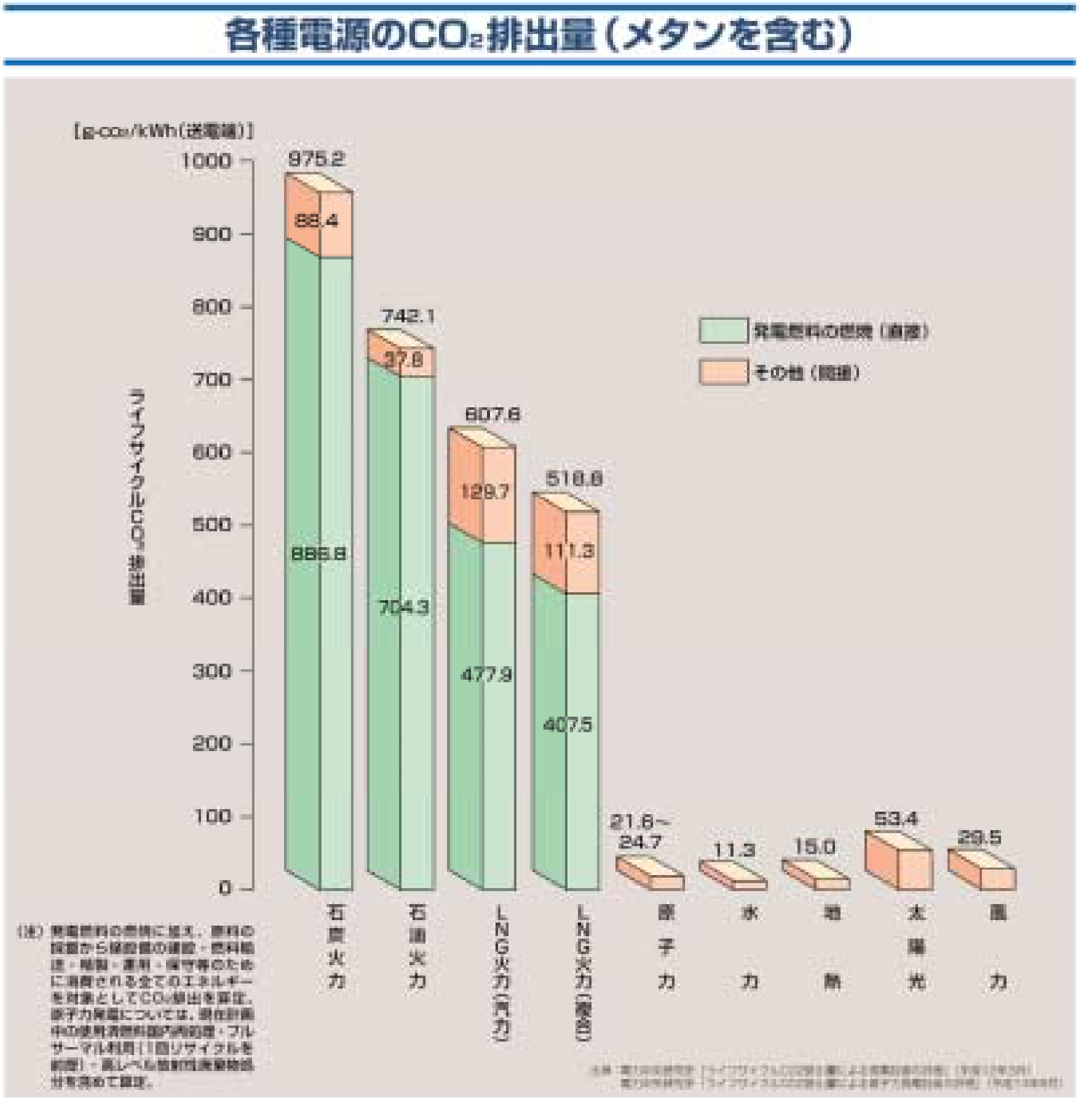
今般の東京電力（株）の不正問題により、東京電力（株）の原子力発電所１７基を順次停止し、点検を行っているところでありますが、２００２年８月から２００３年３月までに、東京電力（株）が停止した原子力発電の代替電源として利用した火力発電所から排出された二酸化炭素の量は約２，０００万トンと見込まれ、同期間における我が国全体の二酸化炭素排出量の約２％となると考えられています。仮に現在の原子力発電がなく、石油火力で代替していたとすれば、日本の原油輸入量は３割増加し、発電による二酸化炭素発生量は６割増えるという試算もあります。この事例などからも、原子力発電は二酸化炭素排出量削減に大いに貢献できるといえます。

我が国が京都議定書で合意した、温室効果ガスを２００８年から２０１２年までの平均で１９９０年の水準と比較して６％削減するという目標を達成するために、２００２年の「地球温暖化対策推進大綱」においては、２０１０年度までに原子力発電電力量を２０００年度に比べ、約３割増とすることが必要であるとしております。

国際的な状況を見ても、アメリカにおいて、２００１年５月にまとめられた、国家エネルギー戦略においても、原子力発電は温室効果ガスを排出しない点を評価しており、それに基づく、「Nuclear Power 2010 Initiative」において、２０１０年までに原子力発電所を新設することを明示しています。また、欧州でも、フィンランドが２０１０年ごろまでに原子力発電所を運転開始するべく、計画を進めており、スイスにおいても、２００３年５月の国民投票において、脱原子力発議が否決されるなど、欧米において脱原子力からの転換の動きも見られ、今後も注目していきたいと考えます。

図1－6－1　各種電源の発電量当たりの二酸化炭素排出量

（メタンを含む）



出典：資源エネルギー庁「考えよう、日本のエネルギー　（2002.11)」

１－７　ドイツでは、９０年代に原子力発電を増設せず、風力発電を増やすことで、二酸化炭素を２０％も削減したのではないでしょうか。

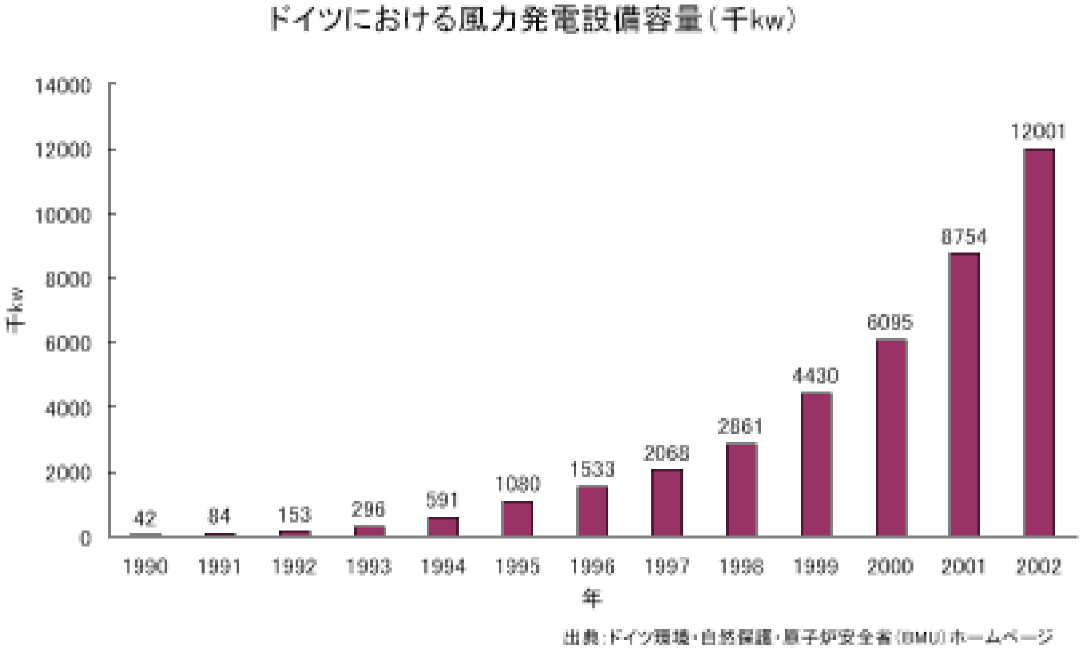
１９９７年の国連気候変動枠組条約第３回締約国会議（ＣＯＰ３）において、先進国及び経済移行国（ロシア、東欧などの旧社会主義国）の温室効果ガスの削減目標を定めた京都議定書が採択されました。これに基づき、ＥＵ全体では、１９９０年の水準と比較して、２００８～２０１２年の平均で８％減とすることを目標にしました。この目標に基づきＥＵは、ドイツの削減目標を１９９０年の２１％減とすることとしました。

ドイツにおいては、１９９０年の東西ドイツの統一に伴い、旧東ドイツの古く非効率な設備の更新が進み、また石炭から天然ガス等の低炭素燃料へのシフトが起きており、その結果、温室効果ガスの排出量は、２０００年において既に９０年比１７．４％減となっています。

再生可能エネルギーの電力供給に対する寄与は小さいものに留まっていましたが、近年、買取保証などによる政策支援により、風力発電は急速に拡大し、平均的な風が吹く年には、総電力需要の４．７％を賄うことができるといわれています。これに対し、原子力発

電の供給は、９０年代を通じて、概ね横這いでありますが、総電力需要の３０％を賄っています。

図１－７－１ ドイツの風力発電設備の推移



１－８　原子力発電から排出される放射性廃棄物の明示と、その処分の進捗状況を示すべきではないでしょうか。

原子力施設において発生する放射性廃棄物は、安全確保を前提に、廃棄物に含まれる放射性物質の種類、濃度等に応じ、適切に区分管理を行い、その区分に応じた合理的な処理処分を行うという基本的考え方が示されています。

原子力発電所の運転に伴って発生する放射性廃棄物については、放射能レベルの比較的低いものは、既に、青森県六ヶ所村の日本原燃（株）低レベル放射性廃棄物埋設センターにおいて、埋設処分が開始されています。放射能レベルの比較的高いものについては、現在発電所において保管されており、処分事業の具体化について検討が行われているところです。

再処理施設等核燃料サイクル施設から発生する廃棄物については、使用済燃料の再処理により分離される高レベル放射性廃棄物[5]、使用済燃料の再処理やＭＯＸ燃料[6]の加工により発生するＴＲＵ[7]廃棄物[8]

---

[5] 高レベル放射性廃棄物：使用済燃料の再処理工程において排出される放射能レベルの高い廃液、またはこれの固化体をいいます。核分裂生成物（ＦＰ）と、マイナーアクチニド（Np,Am,Cm）を含み、高いレベルの放射能を有し、大きな崩壊熱を発生します。

[6] ＭＯＸ燃料（Mixed Oxide Fuel）：プルトニウムとウランを混ぜ合わせて作った燃料（ウラン・プルトニウム混合酸化物燃料）のことを言います。

[7] ＴＲＵ核種（Trans Uranium、超ウラン核種）：原子番号がウランよりも大きい元素で、ネプツニウム、プルトニウム、アメリシウム、キュリウムなどです。また、同じ元素でも、

及びウラン燃料の加工、濃縮から発生するウラン廃棄物に大別されます。

これまでに発生した高レベル放射性廃棄物は、現在、青森県六ヶ所村の日本原燃（株）高レベル放射性廃棄物貯蔵管理センター等において保管・貯蔵されています。これらは冷却のため３０年間から５０年間程度貯蔵された後、地下３００メートル以深の安定した地層中に処分（最終処分）することとしています。処分を計画的かつ着実に進めるため、２０００年５月に特定放射性廃棄物の最終処分に関する法律が成立し、処分の実施主体として、原子力発電環境整備機構が設立されました。２００２年１２月から、同機構が、処分地選定の第一段階である概要調査地区について全国の市町村を対象に公募しているところです。今後、段階的に調査を進め、平成３０年代後半（２０２０年代半ば）を目途に最終処分施設建設地を選定し、平成４０年代後半（２０３０年代半ば）に最終処分を開始することとしております。

ＴＲＵ廃棄物やウラン廃棄物は、現在、核燃料サイクル開発機構

その質量数によって放射能の半減期等の性質が異なります。このように質量を併記した元素を核種といいます。

[8]ＴＲＵ廃棄物：再処理施設及びＭＯＸ燃料加工施設の運転・解体に伴い発生する超ウラン核種を含む放射性廃棄物。具体的には、ハル（数 cm にせん断された燃料棒を、溶解槽で溶解させた際に溶け残る燃料被覆管）・エンドピース（使用済燃料集合体の端末部分）、プロセス濃縮廃液（再処理工場の各工程で発生する高レベル放射性廃液（ＨＬＷ）以外の廃液）、雑固体廃棄物（再処理工場の各工程で発生する雑多な固体状の廃棄物（紙、布、金属配管、

やウラン燃料加工会社等において、適切に管理されていますが、半減期の比較的長いＴＲＵ核種や半減期が極めて長いウランを含んでいること、放射能レベルが比較的高いものから低いものまで広範囲に分布していることから、それぞれの特徴に応じた廃棄物事業の具体化について検討が行われているところです。

　原子力施設の廃止措置により発生する放射性廃棄物は、これまで述べたいずれかのタイプの廃棄物に分類されるので、基本的には、各々の処理処分方策に従って対処できます。なお、放射性物質として取り扱う必要のないと考えられるコンクリートや金属材等が大量に発生しますので、放射性物質として取り扱う必要のあるものと無いものを区分するためのクリアランス・レベル[9]について検討が進められています。このクリアランス・レベル以下のものは、再利用されるか、一般の産業廃棄物として処分されることとなります。

他）等です。

[9] クリアランス・レベル：ある放射線源に起因する人の健康に対するリスクが無視できることから、放射性物質として扱う必要がなく、よって、当該放射線源を放射線防護に係る規制の体系から外してもよいことをクリアランスといいます。対象となる放射線源は、一般的には、原子力施設において発生する極僅かの放射性核種を含む低濃度の廃棄物や再利用可能な物です。当該放射線源に起因する線量は、自然界の放射線レベルと比較しても十分小さいものです。クリアランスの判断基準となる放射性核種の濃度をクリアランスレベルといいます。

図1－8－1　原子力発電所の放射性廃棄物(処理処分のフロー)

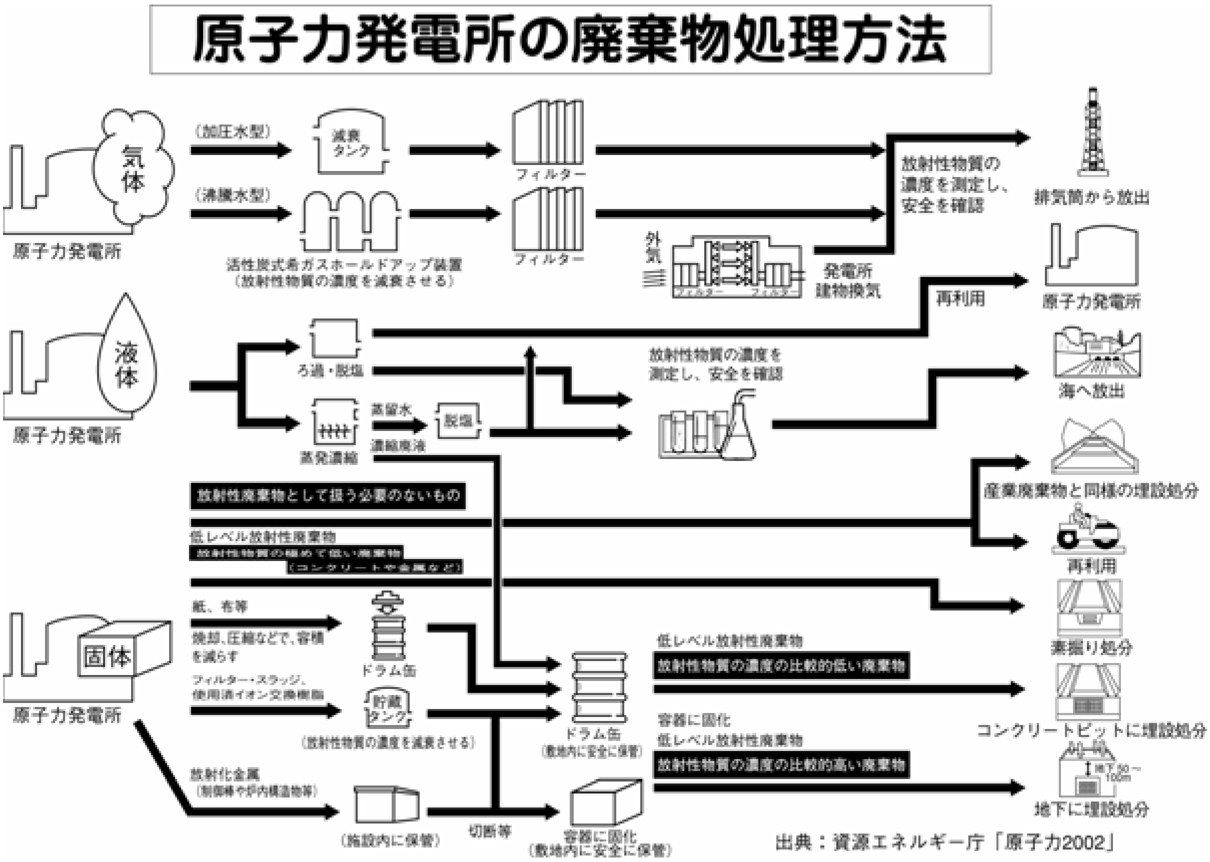


図1－8－2　日本原燃(株)六ヶ所低レベル放射性廃棄物埋設センター

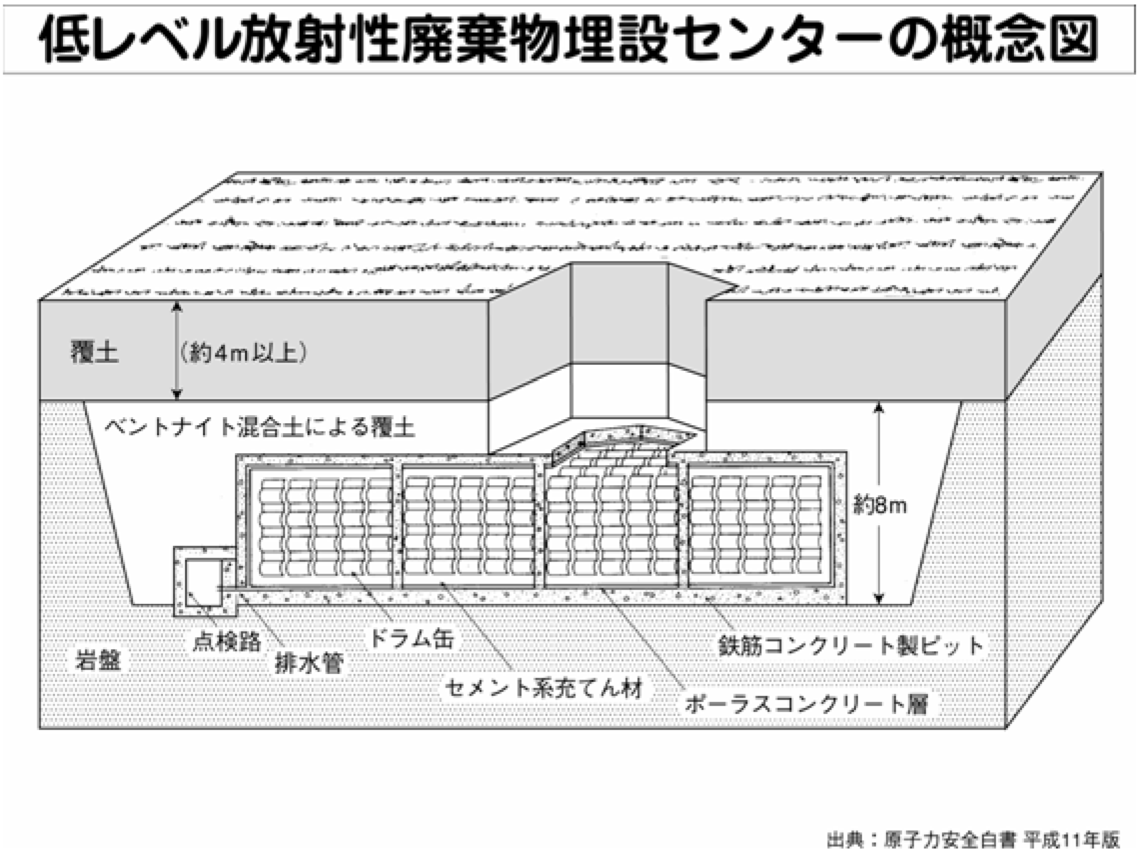
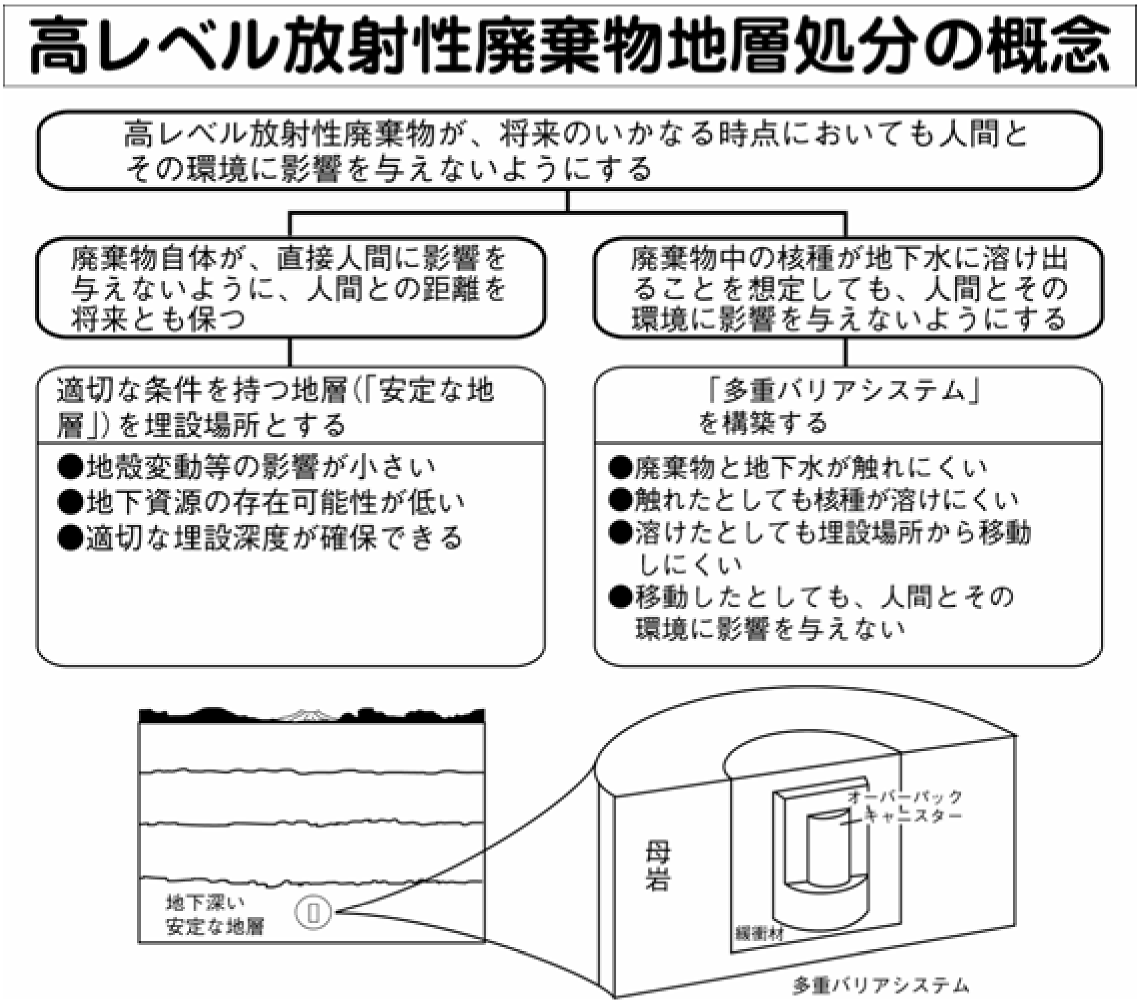


図1－8－3　高レベル放射性廃棄物の処分概念



出典：（財）日本原子力文化振興財団　「原子力」図面集

１－９　火力発電、太陽光発電、風力発電などのエネルギー源と比較して、原子力はどうして優位なのですか。

１－１から１－５で述べたとおり、世界のエネルギー需要が大幅に伸びていくと見込まれる中、エネルギー自給率の低い我が国を巡るエネルギー環境は厳しくなっていくと考えられます。同時に、地球温暖化防止のために、京都議定書に定められた温室効果ガスの削減目標を達成する必要があります。

このような状況の中で、海外の化石燃料に依存した我が国のエネルギー供給構造を変える必要がありますので、エネルギー自給率の向上に寄与し、二酸化炭素を排出しないエネルギー源が求められています。このような特性をもつ原子力発電、太陽光発電、風力発電などを導入し、エネルギーのベスト・ミックスを図ることが必要です。太陽光発電や風力発電は、発電量そのものが天候等により左右されるので安定供給が難しく、基幹電源とすることは難しいのですが、分散型エネルギーとしての特徴を活かして一層の導入を図ることが必要であると考えます。

原子力発電は、供給安定性が高い上に、炉内で生産されるプルトニウムを燃料としてリサイクルすることもできるので、エネルギー自給率の向上に寄与します。さらに、発電過程において、二酸化炭

素を排出しないので、温室効果対策にも有効なことから、少なくとも当分の間は、基幹電源として利用していくことになると思います。

１－１０　電力自由化が進む中で、原子力発電の位置付けが疑問視されていますが、その位置付けをどのように考えますか。

１－１から１－５、１－９で述べたように、我が国のエネルギー政策は、エネルギーの安定供給と環境適合性の確保を基本としており、化石燃料に依存したエネルギー供給構造を変える必要があります。そのためには、太陽光発電、風力発電といった新エネルギーの導入は必要ですが、現段階では、近い将来の基幹電源となりえません。そこで、資源の乏しい我が国の将来にとって、原子力発電を基幹電源と位置付け、プルサーマルから高速増殖炉へとつながる核燃料サイクルを進めていくことが必要だと考えます。

現在、議論がなされている、電力の自由化は、我が国経済のインフラである電力を低廉に供給するための政策手段であり、自由化自体が政策目的というものではありません。エネルギーの安定供給の確保と環境への適合性は、電力のみならず他の分野でも追求すべきものですが、自由化の議論を進めていく上でも、エネルギーの安定供給性と環境適合性の確保を前提にすることが必要です。

今後、更に電力自由化が進むでしょうが、原子力発電や水力発電等の計画段階から発電開始までのリードタイムが他の電源に比べて長く、しかも初期投資が大きいので、投資回収に時間がかかります。

このため、短期的な企業利益とは相容れず、発電所の新規立地が進まないことも考えられます。そのため、広域的な電力流通の円滑化や全国規模の電力取引市場を整備するといった一般的な投資環境整備に加え、原子力発電等の安定的な運転を容易にする優先給電指令制度の発動要件の明確化等の更なるルール整備や、送電容量の確保見通しを得られる送電容量確保ルールの整備が重要です。

また、今年度実施された、国のエネルギー関係の歳入及び歳出構造の見直しは、①原子力発電等の環境負荷の小さい電源にかかる税負担を火力発電に比して相対的に軽減し、原子力発電の価格競争力を高め、②原子力発電等の開発及び長期安定運転のための環境整備に重点的に財政措置を講ずるためのものです。

バックエンド[10]事業については、事業自体が超長期のものであるため将来を見通すことが困難で、不確実な部分が存在することや、自由化により適正なバックエンド対策が行われるのかという懸念があります。電気事業者が原子力発電所の新増設を選択しないとすれば、原子力の推進と電力自由化が相容れないことになるとの意見もあります。

---

[10] バックエンド：核燃料サイクル上の燃料の流れは、原子炉を中心に考えると前段（フロントエンド）と後段（バックエンド）にわけられ、その後段の工程を指します。すなわち、軽水炉の核燃料サイクルの例について言えば、使用済燃料の冷却・再処理、回収ウラン及びプルトニウムの再加工の各工程とそれらの工程の間に必要となる輸送工程、さらにはそれらの各工程から発生する廃棄物の処理処分のことを言います。なお、使用済燃料をその

原子力発電事業、とりわけバックエンド事業が、全体としてどのようなコスト構造を持っているのか、事業全体の収益性にどのように影響するのか等についてできる限り定量的に分析、評価すべきと考えます。そのためには、将来想定される費用などに関して、十分な情報開示とコスト削減努力を行い、関係者が共通認識をもったうえで、十分な議論をすることが重要ではないかと思います。安全を確保することが原子力発電やバックエンド事業を行う大前提であることは言うまでもありませんが、電気事業者は事業の経済性を高めるために最善の努力を払うことが望まれており、その上で、長期的な視点から、国がどのように関与すべきかを考えていくべきではないかと考えます。

こうした問題に対する議論が原子力政策の基本に影響を与える場合には、原子力委員会は基本政策について積極的に議論を行っていきます。

なお、バックエンド事業全般にわたるコスト構造、原子力発電全体の収益性等を分析・評価する場を立ち上げ、その結果を踏まえ官民の役割分担のあり方、既存の制度との整合性を整理した上で、２００４年末までに、経済的措置等具体的な制度及び措置のあり方について検討することとなっていますが、官民の役割分担については、

ままの形で処分あるいは保管する場合も、バックエンドといいます。

電力自由化という情勢変化がある一方で、これまでは、核燃料サイクル開発機構のウラン濃縮技術が日本原燃（株）六ヶ所濃縮工場に移転された事例、日本原子力研究所の安全性研究が軽水炉技術の定着を支えている事例、国内において民間企業による商業用軽水炉が５２基稼働し、原子力が総発電電力量の約３割を担うまでになったことなど、国が基礎的な研究開発を行い、民間が商業発電を行うという役割分担によって、官と民との役割分担はうまく機能し、一定の成果を上げてきたことも念頭におくことが必要です。