

■ 研究論文 ■

我が国における火力ならびに原子力発電に対するエネルギー安全保障としての
燃料備蓄に関する一考察Some Considerations of the Fuel Stockpile on the Security of Energy for Thermal and
Nuclear Power Plants in Japan

藤本 登*・福田 研二**

Noboru Fujimoto Kenji Fukuda

(原稿受付日 1999年8月17日, 受理日 2000年2月9日)

Abstract

By estimating the fuel stockpile for thermal and nuclear power plants, the external costs of the energy security have been calculated. The stockpiles for these power plants are: 32.85 million kiloliters of oil, 3.60 million tons of coal, 2.61 million tons of LNG, and 2892 tons of nuclear fuel, which is contained in the nuclear reactors, the quantity being equivalent to 3 years in the equilibrium cycle. The external costs for the fuel stockpile per year have been estimated at -0.028, -0.090, -0.086, and -4.43 yen/kWh respectively. The fuel stockpile for nuclear power plants contained in the reactors have been to be calculated to be equal to 435 days worth of crude oil. (The amount totals to 580 days worth of the oil, if the stockpile in the fabrication plants was added.)

1. 緒言

CO₂排出量の抑制やエネルギー安全保障の観点から、電源としての原子力の一層の導入が必要と言われているが、一方では地域住民の反対により新規発電所の建設は困難な状況にある。この状態を社会的に分析するために、アンケート調査による電力消費者の心理分析や、環境、エネルギー安全保障(セキュリティ)と経済性(コスト)間のトレードオフの評価、あるいはそれらを考慮にいたれたベストミックスの研究が行われている^{1)~3)}。また、環境問題や新・省エネルギー技術の導入促進等の見地からエネルギーや発電に伴う外部経済コスト評価が、主として欧米諸国で注目され、研究が始められている⁴⁾。ところが、近年、日本では規制緩和の一つとして電気料金の一層の引き下げが求められているため、電力各社はより経済的な発電プラントへの移行を余儀なくされている。一方、このエネルギーベストミックスで用いる評価項目は、経済性を除くとそのほとんどが内部化されておらず(エネルギー安全保障上の原油備蓄や電源多様化は石油税や電源三法により、また、環境上のSO_x低減技術等の環境負荷

低減技術は電力会社自身で、さらに、PAにおけるリスクの低減や電源立地推進は電源三法により、既に一部が内部化(一般消費者等が既にお金を支払っている、つまり経済市場に取り込んでいる)されている)、発電プラントの長期的な運用を考えた場合、これらの外部コストを如何に評価するかが重要な問題となっている。さらに、日本において発電に使用される燃料のほとんどは海外からの輸入に依存しており、エネルギー安全保障の観点から各燃料に対して一定量の貯蔵が行われているが、それらの貯蔵量やその費用についてはほとんど公表されていない。

本研究では、燃料備蓄にかかる費用が電源のエネルギー安全保障に対する外部コストを表す一つの指標であると考えた。そこで、日本における石油火力、石炭火力、LNG火力、原子力発電(以下、火力型発電と略す)に使用される燃料貯蔵設備容量を調査し、これを用いて各火力型発電の燃料貯蔵量と年間貯蔵コストを算出した。また、第2章で定義される各発電の耐備蓄性(年間当たり発電に必要な燃料を貯蔵すると考えた場合の年平均貯蔵単価、即ち限界費用)と燃料貯蔵量をエネルギー安全保障上の石油備蓄費用の軽減費用と考えた場合の外部コストを算出した。

*九州大学大学院工学研究科附属環境システム科学研究センター助手
(現、福岡教育大学講師環境教育講座)

** " " 教授

〒812-8581 福岡市東区箱崎6-10-1

第15回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス
(1999年1月28~29日)にて発表

2. 各発電方式別燃料貯蔵量と耐備蓄性

石油、石炭、LNG火力発電ならびに原子力発電における燃料貯蔵量の推定方法と結果を発電方式別に以下に示す。また、我が国における火力型発電のエネルギー安全保障を表す特性値の一つとして、次式で表される耐備蓄性を定義する。

$$\text{耐備蓄性} = \frac{\text{年間燃料貯蔵コスト (円/kl,ton)} \times \text{年間燃料消費量 (kl,ton)}}{\text{年間発電電力量 (kWh)}}$$

これは、貯蔵コストがかさむ電源ほど値が大きく、エネルギー安全保障上優位でないことを表す。

2.1 石油火力

石油火力発電に対する燃料貯蔵は、燃料油が重油、原油、軽油、ナフサ等と多品種にわたることと、詳細な貯蔵設備容量のデータが得られなかったため、以下に述べる石油公団の備蓄コストを利用する。

現在、石油備蓄は、我が国への石油の供給が不足する事態に対処するため、民間備蓄（石油精製業者等に約4,440万kl：製品換算ベースで約74日分）と国家備蓄（石油公団に約4,750万kl：原油換算ベースで約76日分）により行われている。そして、この国家備蓄は国家石油備蓄基地（地上タンク方式、半地下タンク方式、地下岩盤タンク方式、洋上タンク方式、備蓄量の合計3,285万kl）と民間タンクの借受（同1,465万kl）によって行われている。そこで、本研究では石油公団による国家石油備蓄基地による備蓄コストを平均備蓄原油備蓄コストと仮定し、耐備蓄性を算出した。なお、

備蓄コストは以下の算出方法により求めた。

(1) 試算の考え方

基本的な考え方は総務庁行政監察局の方法をよった。それは、表1に示す国家石油備蓄基地の資本金、土地購入費、建設費ならびに運転経費に対して以下の方法によって求める。なお、運転経費等は一般経費や原油価格の差益による利益を含むが、これに関連する資料は入手できないため、文献(6)の値を用いた。また、総工費は文献(7)によったが、一部は石油公団広報部より得た。

方法⁵⁾：

資本金：石油公団や企業が出資する資本金を長期プライムレート（5%）で借入。

土地購入費：国家備蓄基地の土地購入費全額を長期プライムレート（5%）で借入。

基地建設費：石油公団が償還期間15年で市中より長期プライムレート（5%）で借入れ、償還期間とは別に5年間据え置きによる15年元本均等償還。

運転経費等：原油1kl当たり年間1,000円に固定。

(2) 備蓄コスト

表1に2.1(1)の方法により算出された備蓄コストを示す。表より、国家備蓄基地による原油1kl当たりの年間備蓄コストは、4,700~13,600円/klとなる。また、一般の石油火力発電所の貯油方式が地上タンク方式（備蓄日数33日分）であることを考慮すると、平均年間備蓄コストは約5,000円/klとなることが分かる。この値は、総務庁行政監察局⁶⁾のむつ小川原国家

表1 石油国家備蓄基地の概要と備蓄コスト（推定値）

備蓄方式	施設容量		備蓄量		内 訳		面 積		備蓄事業費(億円)				年間備蓄コスト(円/kl)				備蓄単価 円/kWh	耐備蓄性 円/kWh
	万 kl	万 kl	容 量	基数	ha	資本金	土地代	建設費	総額	資本	土地	建設	運転	合計				
地上タンク	570	460	11.1	51	262	100	338	1724	2062	88	296	3618	1000	5002	0.993	0.068		
地上タンク	640	499	11.5, 4	55, 2	274	100	354	1815	2169	78	277	3389	1000	4744	0.942	0.065		
地上タンク	340	275	11.3	30	埋立て	152	100	523	1019	1542	147	769	4535	1000	6451	1.281	0.088	
地上タンク	500	437	11~12.1	43	埋立て	196	100	504	1400	1904	100	504	3808	1000	5412	1.075	0.074	
地上・地中タンク	450	325	地中30~35 地上10~12	12 4	埋立て	109	100	283	1600	1883	111	314	4184	1000	5610	1.114	0.077	
地下岩盤タンク	175	166	175	1	地上 地下	6 26	100	51	1800	1851	286	146	10577	1000	12009	2.385	0.164	
地下岩盤タンク	150	142	150	1	地上 地下	10 15	100	30	1800	1830	333	100	12200	1000	13633	2.707	0.186	
地下岩盤タンク	175	168	175	1	地上 地下	5 26	100	51	1800	1851	286	146	10577	1000	12009	2.385	0.164	
洋上タンク	440	342	88	5	陸域(埋立て) 海域	26 40	100	68	2750	2818	114	77	6405	1000	7595	1.508	0.104	
洋上タンク	560	346	70	8	陸域(埋立て) 海域	15 60	100	38	2585	2623	89	34	4684	1000	5807	1.153	0.079	

石油備蓄基地（地上タンク方式）約6,000円/k1と民間タンク借受方式4,400円/k1の試算のほぼ平均値であり、妥当と考えられる。従って、石油火力発電所（電力9社、沖縄電力、電源開発、共同火力）の燃料消費量（重油、原油、軽油の和）2,790万kl/年と、その年間発電電力量1,405億kWh/年から、耐備蓄性は0.99円/kWh（原油のみに対しては0.46円/kWh）となる。

2.2 石炭火力

石炭火力発電の石炭燃料に対するエネルギー安全保障上の燃料備蓄の概念はない。従って、本研究では各貯炭場の目安の燃料貯蔵量と貯蔵コストを以下のように求めた。一般に貯炭方式には屋外式と屋内式があり、

表2 貯炭方式の例

出力規模	100万kW×2基
貯炭容量	約80万トン（45日分）
方式：(注)	1. 屋外式（バイル貯炭方式，バイル数6）： 23ha 2. 屋内式（サイロ貯炭方式，サイロ数12）： 6ha

- (注)：範囲：1. 屋外式（バイル貯炭方式，バイル数6）
- ・ヤードマシン（スタッカー、リクレーマー、ヤードコンベア等）
 - ・遮風フェンス（全周4面）
 - ・基礎工事関係一式
 - ・附帯設備一式（散水設備、排水処理設備等）
2. 屋内式（サイロ貯炭方式，サイロ数12）
- ・コンクリート製サイロ
 - ・サイロ上部投入装置
 - ・サイロ下部払出装置
 - ・基礎工事関係一式
 - ・附帯設備一式（集塵装置、排気装置、保安設備等）

表3 石炭火力発電所別貯炭場概要と耐備蓄性（推定値）

発電出力 10 ³ kW	発電量 10 ⁴ kWh	貯炭場容量 万トン	貯炭方式	備蓄目安		品種	専・ 混焼	予想設備費(億円)		備蓄事業費(億円)			年間備蓄コスト(円/トン)	耐備蓄性 円/kWh	燃料使用量 万トン				
				万トン	月分			全て	専焼	土地代	建設費	人件費				人件費	合計		
350	1865	2	屋内	2	0.3	国内炭	専焼	15	15	0.45	14.00	0.06	0.06	7112.6	4.29	90.7			
		48	屋外ヤード	24	3	"	"	139	139	41.40	96.00	1.50	1.50	2432.8					
250	1197	1.5	屋内	1.5	0.3	"	"	11	11	0.34	10.50	0.05	0.05	7112.5	3.45	54.1			
		11.5	屋外ヤード	6	1.3	"	"	33	33	9.92	23.00	0.36	0.36	2431.6					
1035	7778	15	"	6	0.3	海外炭	"	43	43	12.94	30.00	0.47	0.47	2431.7	1.20	270.3			
		45	コールセンター	14	0.7	"	"	130	130	33.00	95.81	1.41	1.41	2497.2					
1200	7219	2	屋内	2	0.1	"	"	15	15	0.45	14.00	0.06	0.06	7112.6	2.84	236.1			
		45	屋外ヤード	20	1	"	"	130	130	38.81	90.00	1.41	1.41	2432.7					
500	3090	27	屋外ヤード	12	1	"	"	78	78	23.29	54.00	0.84	0.84	2432.1	0.80	101.1			
500	3547	50	"	28	1	"	"	145	145	43.13	100.00	1.56	1.56	2432.8	0.79	114.6			
2100	15537	60	"	32	0.7	"	"	174	174	51.75	120.00	1.88	1.88	2433.1	0.83	527.0			
1000	1059	40	集合サイロ	20		"	"	290		9.00	280.00	1.25	1.25	7113.8	2.37	35.2			
156	515	10	"	3	1.5	"	"	29	29	8.63	20.00	0.31	0.31	2431.6	1.17	24.7			
700	4484	45	"	20	1.5	"	"	130	130	38.81	90.00	1.41	1.41	2432.7	0.83	153.9			
700	4456	30	"	15	1.2	"	"	87	87	25.88	60.00	0.94	0.94	2432.2	0.83	152.3			
312	2231	12	"	10	1.5	"	"	35	35	10.35	24.00	0.38	0.38	2431.6	0.84	77.0			
530	3593	4	"	3	0.3	国内炭	"	12	12	3.45	8.00	0.13	0.13	2431.4	0.85	125.3			
530	3427	10	"	8	0.8	"	"	29	29	8.63	20.00	0.31	0.31	2431.6	0.91	128.8			
1300	8045	23	"(8×1, 15×1)	18	1	両方	"	67	67	19.84	46.00	0.72	0.72	2432.0	0.99	298.6			
		8	屋内	7	1	海外炭	"	58	58	1.80	56.00	0.25	0.25	7112.8					
1000	6683	43	屋外ヤード	40	2	両方	"	124	124	53.66	69.43	1.34	1.34	2239.9	0.82	243.9			
2000	6821	48	"	30	1.5	海外炭	"	139	139	59.90	77.50	1.50	1.50	2240.0	0.76	231.0			
312	2101	12	屋内サイロ	9	1.5	"	"	87	87	2.70	84.00	0.38	0.38	7112.9	2.46	72.8			
700	4021	20	屋内	20	1.5	"	"	145	145	4.50	140.00	0.63	0.63	7113.1	2.49	140.6			
2000	11708	85	"	45	1	"	"	246	246	73.31	170.00	2.66	2.66	2433.9	0.81	391.5			
1000	1437	70	屋外ヤード	8	2	海外炭	混焼	203		60.38	140.00	2.19	2.19	2433.4	0.77	45.4			
525	2298	14	"	6	1	"	"	41		12.08	28.00	0.44	0.44	2431.7	0.70	65.9			
406	3050	3.9	屋外(サイロ3基) コールセンター	3.4	0.5	"	"	11		4.87	6.30	0.12	0.12	2238.7	0.80	109.0			
				13.6	2	"	"												
281	1984	6	屋外ヤード	4	0.7	"	"	17		5.18	12.00	0.19	0.19	2431.4	0.83	68.1			
1000	7407	12	"	6	0.3	"	"	35		10.35	24.00	0.38	0.38	2431.6	0.84	256.2			
175	777	5.8	"	5	2	"	"	17		5.00	11.60	0.18	0.18	2431.4	0.91	28.9			
500	2444	15	屋内	11	1.5	"	"	43	43	12.94	30.00	0.47	0.47	2431.7	0.86	86.8			
1450	6630	4	屋内(4×1)	1.3	0.3	国内炭	"	29	29	0.90	28.00	0.13	0.13	7112.6	2.52	139.5			
			屋内(4×1, 13)	7	1.5	海外炭	"	123	123	3.83	119.00	0.53	0.53	7113.0					
43	141	23	コールセンター	8		"	"	33	33	9.92	23.00	0.36	0.36	2431.6	0.40	2.3			
150	1044	5.5	屋外ヤード	5	1.5	"	"	16	16	4.74	11.00	0.17	0.17	2431.4	0.92	39.7			
太字の斜体は推定値 23391				460.2				合計	2715	2345	633.64	2057.1	24.30	平均値	4600.0	平均値1.20	4372.3		
130106 発電単価				2.27				474				建設単価：屋内式7.26，屋外式2.86億円/万トン（貯炭場備蓄容量）							
専焼発電量				102672 (円/kWh)				2.28				専焼出力 17331				年間備蓄コストの土地購入費と建設費：屋内式113と7,000円/トン			
混焼発電量				27434								混焼出力 6060				屋外式431と2,000円/トン			
発電割合				0.789				0.211				1.000							

設備内容や施設面積等が異なるため、建設コストはかなり差があると考えられる。表2の様な設備の場合、屋外式ならびに屋内式の建設費は各々160,560億円と試算されており、同プラントにおける運転管理費は年間2.5億円程度とされている。また、プラント建設にともなう土地購入費は、地価を3億円/haとすると、屋外式ならびに屋内式の土地購入費は各々69,18億円となる。故に、平均建設単価は屋内式で7.26億円/万トン（貯炭場の容量）、屋外式で2.89億円/万トンとなる。表3に石炭火力発電所に隣接する貯炭場の方式、貯炭量等を示す。表より通常貯炭量は各発電所の年間石炭消費量の1ヶ月分（海外一般炭）とした。この理由は、実際の目安の貯炭量が国内炭の場合10日前後、海外炭の場合1～2ヶ月であることによる。従って、我が国における石炭燃料の総貯蔵量は、年間燃料消費量4,372万トンの1ヶ月分に当たる360万トンと推定される。これを原油換算すると約4日分の備蓄量に相当する。また、貯蔵コストの試算を2.1(1)と同様な方法で行うと、屋内式の場合、約7,100円/トン、屋外式の場合、約2,400円/トンとなる。従って、これらの値に年間燃料消費量4,372万トンを掛けて年間発電電力量1,266億kWhで割ると、耐備蓄性は屋内式の場合、約2.5円/kWh、屋外式の場合、約0.83円/kWhとなる。また、表3より、石炭火力の平均の耐備蓄性は1.20円/kWhとなる。

2.3 LNG火力

LNG火力発電のLNGに対するエネルギー安全保障上の燃料備蓄の概念も石炭火力発電と同様でない。一般にLNG貯蔵基地は、表4に示される様に屋外タンク（8～14万kl）、BOGコンプレッサ、LNG気化器等により構成されているが、その建設費の詳細は明らかでない。しかし、8万klの貯蔵タンクを新設する場合、建設費は約800億円前後（8万klタンク3基の場合）と試算されており、また、その貯蔵基地に8万あるいは14万klのタンクを各々1基増設する場合の建設費は各々125,400億円と言われている（但し、14万klタンクの建設場所は既存施設より少し離れている場合）。従って、これらの貯蔵タンクの単価は各々約34,16,29億円/万klとなり、初期の建設費には種々の機器の設備費が含まれていると考えられる。故に、新規の場合における8万klの貯蔵タンク1基の建設コストは35億円/万kl、増設の場合における同タンクの建設コストは16億円/万klと考えられる。ところで、LNG基地においてLNGの平均ストック分は消費量の1ヶ月分が適当とされていることから、我が国における1996年度末現在の推定貯蔵量261万トンと考えられる。これは同年度末現在、専焼方式のLNG火力発電所42基（総出力2,995万kW）、混焼方式のLNG火力発電所60基（総出力2,002万kW）、計102基による総発電量2,153億kWh（総出力4,997万kW）を生産するために使用されたLNG消費量3,131万トンから算出される（表5：発電に使用される燃料中のLNGの燃料構成比が0.15以下のプラントについては掲載していない）。この貯蔵量は原油換算すると371万kl（6日分）である。また、貯蔵コストの試算を2.1(1)と同様な方法で行うと、3,650～6,320円/トン（2,600～4,500円/kl）となる。従って、これらの値に年間燃料消費量を掛けて年間発電電力量で割ると、耐備蓄性は0.57～1.19円/kWhとなり、単純平均した耐備蓄性は0.70円/kWhとなる。

表4 LNG備蓄基地の例

出力規模	100万kW×2基
貯炭容量	約32万トン（30日分）
方式：(注)	屋外タンク方式：34ha

- (注)：範囲：・LNGタンカー受け入れ設備
(LNGアンとリターンガスローディングアーム等)
・LNGタンク（8万kl×4）
・BDGコンプレッサ、LNG気化器
・附帯設備一式（高発泡設備、防液堤水幕設備等）
・事務管理施設、緑地等

合）と試算されており、また、その貯蔵基地に8万あるいは14万klのタンクを各々1基増設する場合の建設費は各々125,400億円と言われている（但し、14万klタンクの建設場所は既存施設より少し離れている場合）。従って、これらの貯蔵タンクの単価は各々約34,16,29億円/万klとなり、初期の建設費には種々の機器の設備費が含まれていると考えられる。故に、新規の場合における8万klの貯蔵タンク1基の建設コストは35億円/万kl、増設の場合における同タンクの建設コストは16億円/万klと考えられる。ところで、LNG基地においてLNGの平均ストック分は消費量の1ヶ月分が適当とされていることから、我が国における1996年度末現在の推定貯蔵量261万トンと考えられる。これは同年度末現在、専焼方式のLNG火力発電所42基（総出力2,995万kW）、混焼方式のLNG火力発電所60基（総出力2,002万kW）、計102基による総発電量2,153億kWh（総出力4,997万kW）を生産するために使用されたLNG消費量3,131万トンから算出される（表5：発電に使用される燃料中のLNGの燃料構成比が0.15以下のプラントについては掲載していない）。この貯蔵量は原油換算すると371万kl（6日分）である。また、貯蔵コストの試算を2.1(1)と同様な方法で行うと、3,650～6,320円/トン（2,600～4,500円/kl）となる。従って、これらの値に年間燃料消費量を掛けて年間発電電力量で割ると、耐備蓄性は0.57～1.19円/kWhとなり、単純平均した耐備蓄性は0.70円/kWhとなる。

2.4 原子力

原子力発電は火力発電と異なり燃料貯蔵の概念はない。しかし、燃料貯蔵施設を燃料貯蔵プールのみとするか、圧力容器まで考慮するかによって、燃料貯蔵コストは大きく異なってくるが、燃料貯蔵量の概算は下記のように考えることができる。一般に海外から輸入されたウラン燃料は、濃縮、再転換ならびに加工といった事業者により成形されるが、通常、原子炉に燃料を装荷するこれら前工程におけるウラン燃料の総量（工場ストック分と略す）は、1,000トン程度あると考えられている。また、原子炉は火力発電所と異なり炉内に存在する燃料が数年間使用できることから、原子炉に装荷された燃料が原子力発電における備蓄量と考えることができる。表6に我が国の原子力発電所別の燃料装荷サイクルを示す。現在、設備利用率を高めるために運転期間を長くする政策がとられているが、一般に燃料装荷サイクルはPWRの場合40～70ヶ月であり、

BWRの場合60~90ヶ月である。そこで、定期検査毎に最適な燃料配置が行われ、平均燃焼度B (MWD/t) が常に維持され、現在の発電量が維持される平衡サイクル状態を仮定すると、各原子力発電プラントの定検1回当たりの取替燃料装荷量 $W_{uc}(t)$ と燃料備蓄量 $W_k(t)$ は各々次式で計算で表せる。

$$W_{uc} = \frac{G_T}{24B\eta}$$

$$W_k = \left(n - \frac{n-1}{2}\right) W_u = \left(n - \frac{n-1}{2}\right) \frac{12W_{uc}}{t_p + t_i}$$

ここで、 G_T (MWh) は定検間で得られる総発電量、 η は発電効率、 n は全燃料を交換するために必要な回数、 t_p (月) は運転期間、 t_i (月) は定検期間、 W_u は1年間当たりの取替燃料装荷量である。この燃料備蓄の考え方の例を挙げると、燃料が3回(約3年周期)で交換される場合には2年分の燃料が、5回で交換される場合には3年分の燃料が、 n 回で交換される場合には $(n - (n-1)/2)$ 年分の燃料が炉内に存在することに相当する。ところで、表より、我が国における年間の全取替燃料装荷量は964トンであり、原子

炉内にある全燃料装荷量は4,621トンであることから、上述の式から算出される各発電プラント毎の燃料備蓄量の総和は13,737トンとなる。従って、平衡サイクル発電に必要な約3.0年分の燃料が原子炉内に備蓄されていると考えられる。故に、これと前述の工場ストック分の燃料を合わせると約4年分のウラン燃料が我が国に備蓄されているものと推定される。これは原油換算すると約580日分(原子炉内には約435日分、即ち8.5日分/基)の原油備蓄に相当する。従って、原子力発電所は1基(平均出力880MW)当たり年間約350億円分(原子炉内では260億円分)の原油備蓄費用を国に対して肩代わりしていると考えられる。

一方、原子力発電所における燃料貯蔵施設を「燃料貯蔵プールのみ」と「圧力容器を含む場合」に分けて、年間燃料貯蔵コストを算出すると、前者の場合ほぼ数万円/トン(その建設費と維持管理費を含むとしても、発電単価から見れば極めて小さい)、後者の場合0.8億円/トン(炉心設備単価を建設単価35万円/kW⁹⁾の1割、対応年数20年、発電出力880MW、稼働率0.8と仮定)となる。従って、その耐備蓄性は、各々約0、

表5 LNG火力発電所別の燃料備蓄の概要と耐備蓄性(推定値)

発電出力 MW	発電量 10 ⁴ kWh	燃料使用量 10 ³ kg	発熱量 kcal/kg	利用率 %	熱効率 %	燃料構成比 LNG/全体	8万klタンク 使用数	備蓄事業費(億円)			年間備蓄コスト(円/kl _{LNG})		耐備蓄性 円/kWh	燃料使用量 万kl		
								土地代	建設費	人件費	建設費	土地代			合計	
2990	16369	181478	10610	62.5	40.0	1.00	1	2.19	35	0.5	4375	0.5	4512	0.070	25.5	
600	1558	140255	10560	29.6	36.2	0.84	1	2.19	35	0.5	4375	0.5	4512	0.571	19.7	
500	2091	102022	10220	47.7	35.8	0.81	1	2.19	35	0.5	4375	0.5	4512	0.309	14.3	
175	732	132397	13010	49.5	36.5	1.00	1	2.19	35	0.5	4375	0.5	4512	1.146	18.6	
1150	5536	960150	13160	55.0	37.7	1.00	2	4.38	51	1.0	3188	1	3325	0.810	134.9	
1886	9620	1613229	13020	58.2	39.4	1.00	3	6.57	67	1.5	2792	1.5	2930	0.690	226.6	
3600	16089	2462865	13000	51.0	43.2	0.89	4	8.77	83	2.0	2594	2.5	2733	0.588	345.9	
3600	20351	3410602	13020	64.5	39.4	1.00	5	10.96	99	2.5	2475	3.5	2615	0.616	479.0	
1050	5349	925882	12990	58.2	38.2	1.00	2	4.38	51	1.0	3188	1	3325	0.808	130.0	
2625	10470	1406170	12990	51.8	49.3	0.88	2	4.38	51	1.0	3188	1.5	3326	0.627	197.5	
2000	11052	1742349	13000	63.1	42.0	1.00	3	6.57	67	1.5	2792	2	2931	0.649	244.7	
2000	12338	2048666	12990	70.4	39.9	1.00	3	6.57	67	1.5	2792	2	2931	0.683	287.7	
3966	17202	2230369	13050	49.5	39.0	0.77	4	8.77	83	2.0	2594	2	2733	0.498	313.3	
1708	8335	1388332	13050	55.9	39.6	1.00	2	4.38	51	1.0	3188	1.5	3326	0.778	195.0	
1220	4726	611437	13060	44.2	39.8	1.00	1	2.19	35	0.5	4375	1	4513	0.820	85.9	
3579	12503	1878831	13060	49.0	43.8	1.00	3	6.57	67	1.5	2792	2	2931	0.619	263.9	
2000	7918	1380688	13050	45.2	36.7	0.97	2	4.38	51	1.0	3188	1.5	3326	0.815	193.9	
1800	7805	1329836	13050	49.5	38.7	1.00	2	4.38	51	1.0	3188	1.5	3326	0.796	186.8	
156	488	91498	13050	35.7	35.1	1.00	1	2.19	35	0.5	4375	0.5	4512	1.188	12.9	
2550	8659	1265482	13050	38.8	37.8	0.85	2	4.38	51	1.0	3188	1.5	3326	0.683	177.7	
1496	7416	1027097	13040	59.0	47.5	1.00	2	4.38	51	1.0	3188	1	3325	0.647	144.3	
1400	8512	1251230	13020	69.4	44.9	1.00	2	4.38	51	1.0	3188	1.5	3326	0.687	175.7	
2112	8363	1470806	13070	45.2	37.4	1.00	2	4.38	51	1.0	3188	1.5	3326	0.822	206.6	
1560	7506	1120438	13020	54.9	44.2	1.00	2	4.38	51	1.0	3188	1	3325	0.697	157.4	
781	4297	408637	13065	62.8	36.7	1.00	1	2.19	35	0.5	4375	0.5	4512	0.603	57.4	
1345	5289	723444	5200	44.9	38.2	0.32	1	2.19	35	0.5	4375	1	4513	0.867	101.6	
合計								121	1374	27.5	平均値	3557	0.696	4397		

土地単価 2.19億円/万kl 備蓄コスト: 土地購入費 137(円/kl)
 建設単価(8万klタンク換算): 新設 35億円/基
 増設 16億円/基
 人件費単価 0.5億円/基

0.25円/kWhとなる。この様に、燃料備蓄施設の決め方により、耐備蓄性が変化することから、原子力発電の耐備蓄性を、先に算出した原油換算燃料備蓄量による発電と考えれば、-1.63円/kWh(稼働率を0.75、熱効率を0.38とする)となる。ここで、符号を負とした理由は、燃料貯蔵費用が小さい反面、この耐備蓄性(限界費用)が外部経済効果と同様にコストを小さく

する要因と考えたためである。また、火力発電の燃料には、石油税等によって燃料備蓄政策が行われており、その費用は耐備蓄性に含まれなければならないが、図1中には含まれていない、即ち、火力発電の外部性の値を小さく見積もっており、さらに、原子力発電にはこの様な政策がないことによる。

表6 原子力発電所別燃料装荷サイクル(推定)

原子炉 タイプ	燃料集合体		平均燃焼度 MWD/t	全ウラン 装荷量(t)	燃料集合体 交換本数	交換時のウラン 装荷量(t)	燃料集合体 交換回数	交換ウラン量 (t/年)	ウラン備蓄量 (t)	年間発電量 (10 ⁴ kWh)	発電効率 (%)	運転期間 (月)	定期検査 期間(月)
	個数	配列											
BMR	764	8	39500	132	193	33.3	4.0	25.9	402.6	9157	0.334	13.80	1.66
BMR	764	8	39500	132	183	31.6	4.2	23.6	435.9	9121	0.334	13.16	2.95
BMR	764	8	39500	132	185	32.0	4.1	25.9	401.9	9154	0.334	13.26	1.53
BMR	764	8	39500	132	190	32.8	4.0	24.3	424.7	9179	0.334	13.56	2.66
BMR	764	8	39500	132	191	33.0	4.0	26.0	400.6	9189	0.334	13.62	1.59
ABWR	872	8	39500	150	189	32.5	4.6	27.8	479.3	10534	0.345	12.10	1.92
ABWR	872	8	39500	150	189	32.5	4.6	27.8	479.3	10534	0.345	12.10	1.92
BMR	368	8	39500	63	91	15.6	4.0	12.5	190.5	4668	0.339	12.82	2.16
BMR	400	8	39500	68	81	13.8	4.9	10.1	261.8	3735	0.333	13.85	2.43
BMR	548	8	39500	94	131	22.5	4.2	17.8	294.7	6507	0.329	12.89	2.23
BMR	548	8	39500	94	139	23.8	3.9	16.9	308.7	6512	0.329	13.69	3.26
BMR	548	8	39500	94	138	23.7	4.0	16.2	320.4	6389	0.329	13.82	3.76
BMR	548	8	39500	94	126	21.6	4.3	15.8	326.2	6527	0.329	12.36	4.03
BMR	764	8	39500	132	195	33.7	3.9	23.3	439.9	9246	0.334	13.79	3.56
BMR	764	8	39500	132	165	28.5	4.6	22.7	449.3	8021	0.334	13.46	1.59
BMR	764	8	39500	132	190	32.8	4.0	25.4	408.4	9169	0.334	13.56	1.92
BMR	764	8	39500	132	176	30.4	4.3	24.6	420.5	9142	0.334	12.62	2.23
BMR	764	8	39500	132	199	34.4	3.8	26.3	397.3	9228	0.334	14.10	1.59
BMR	368	8	39500	63	94	16.1	3.9	11.6	202.7	4360	0.329	13.81	2.85
BMR	560	8	39500	96	144	24.7	3.9	18.8	293.2	6850	0.339	13.87	1.89
BMR	764	8	39500	131	191	32.8	4.0	23.8	426.4	8981	0.334	13.84	2.69
BMR	368	8	39500	63	78	13.4	4.7	11.3	207.6	4397	0.339	11.66	2.56
BMR	560	8	39500	93	115	19.1	4.9	16.6	307.3	6968	0.345	10.72	3.1
BMR	764	8	39500	131	154	26.4	5.0	19.9	496.6	7341	0.334	13.66	2.26
BMR	764	8	39500	131	189	32.4	4.0	25.0	408.2	9451	0.345	13.43	2.1
BMR	400	8	39500	68	118	20.1	3.4	14.5	193.1	5466	0.333	13.90	2.66
BMR	560	8	39500	96	147	25.2	3.8	19.9	280.1	7039	0.337	13.64	1.59
BMR	308	8	38000	52	65	11.0	4.7	8.2	190.2	2945	0.336	13.53	2.46
PWR	193	17	43000	89	68	31.4	2.8	23.5	212.7	10060	0.339	13.03	2.95
PWR	121	14	41000	48.5	40	16.0	3.0	12.2	120.6	4800	0.351	13.76	2
PWR	121	14	41000	48.5	40	16.0	3.0	11.8	123.8	4810	0.351	13.80	2.49
PWR	121	14	40000	40	30	9.9	4.0	7.4	128.6	2827	0.330	13.26	2.89
PWR	121	14	40000	48	29	11.5	4.2	9.6	143.4	4147	0.343	10.72	3.59
PWR	157	15	43000	72	50	22.9	3.1	14.6	213.3	6885	0.339	13.82	5
PWR	193	17	43000	89	67	30.9	2.9	23.4	213.9	9741	0.343	13.30	2.56
PWR	193	17	43000	89	64	29.5	3.0	20.6	237.2	9520	0.343	13.00	4.23
PWR	193	17	43000	86	57	25.4	3.4	23.3	201.5	9864	0.345	10.80	2.26
PWR	193	17	43000	86	67	29.9	2.9	23.8	198.3	9924	0.345	12.72	2.33
PWR	157	15	43000	72	56	25.7	2.8	17.5	184.4	8062	0.339	13.16	4.49
PWR	157	15	43000	72	49	22.5	3.2	15.8	200.6	6883	0.339	13.43	3.69
PWR	157	17	40000	72	58	26.6	2.7	20.0	165.5	7217	0.327	13.72	2.23
PWR	157	17	40000	72	57	26.1	2.8	19.2	170.8	7215	0.327	13.46	2.85
PWR	121	14	41000	48	41	16.3	3.0	11.8	121.3	4681	0.343	13.76	2.72
PWR	121	14	41000	48	41	16.3	3.0	11.8	121.3	4706	0.343	13.95	2.53
PWR	157	17	40000	72	57	26.1	2.8	20.5	162.6	7379	0.335	13.53	1.79
PWR	121	14	41000	48	40	15.9	3.0	12.1	118.9	4709	0.339	13.33	2.36
PWR	121	14	41000	48	42	16.7	2.9	12.3	117.4	4733	0.339	13.79	2.42
PWR	193	17	43000	89	71	32.7	2.7	25.0	202.8	10021	0.345	13.85	1.85
PWR	193	17	43000	89	71	32.7	2.7	25.0	202.8	10021	0.345	13.85	1.85
PWR	157	17	40000	72	59	27.1	2.7	20.5	162.3	7539	0.335	13.62	2.2
PWR	157	17	40000	72	57	26.1	2.8	19.9	166.1	7504	0.335	13.26	2.49

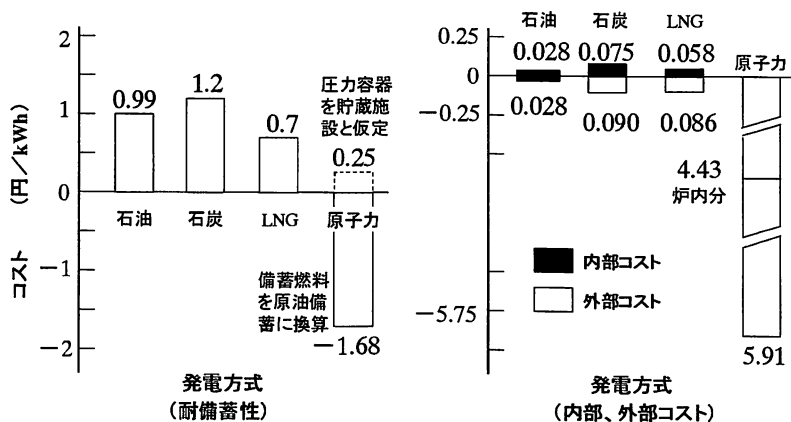


図1 各発電における発電単価

3. 各発電の外部コスト

各発電の燃料貯蔵量をエネルギー安全保障上の原油備蓄軽減分と考えた場合の外部コストは、次式で表せる。

$$\text{外部コスト} = \frac{\text{石油換算貯蔵量 (kl)} \times 5,000 \text{ (円/kl)}}{\text{年間発電電力量 (kWh)}}$$

従って、2節で求めた各火力型発電の石油換算貯蔵量を用いると我が国における外部コストは、以下のようになる(図1)。即ち、石油火力のそれは-0.028円/kWh(約10日分の燃料貯蔵が行われていると仮定すれば、平成8年度の原油換算燃料使用量2,921万kl(国家備蓄基地の備蓄量の89%にあたる)から石油火力の燃料貯蔵量は80万kl、年間発電電力量を1,405億kWh/年)、石炭火力のそれは-0.090(石油換算貯蔵量を228万kl、年間発電電力量を1,266億kWh/年とする)、LNG火力のそれは-0.086円/kWh(燃料貯蔵量を371万kl、年間発電電力量を2,153億kWh/年とする)となる。さらに、原子力発電の外部コストは、-5.90円/kWh(石油換算備蓄量を34,800万kl、年間発電電力量を2,947億kWh/年とする。一方、原子炉内分では-4.43円/kWh)となる。

ところで、上式の分子を各燃料貯蔵量×備蓄コスト、つまり、各発電方式で貯蔵に使用された金額とすれば、各発電で貯蔵に使用されている費用の内部化分が算出できる。これより求められる各発電方式の内部化分は、石油火力が0.028円/kWh、石炭火力が0.075円/kWh、LNG火力が0.058円/kWhとなる。一方、石油、石炭、LNG火力発電の設備単価(建設単価+資本単価)は、各々4, 7, 4.5円/kWhであり¹²⁾、一般の火力発電所における備蓄設備の建設費の占有率が1%前後と

考えられることから、本試算結果は妥当と考えられる。

一方、原子力発電の外部コストについて、地球温暖化防止対策として原子力発電1基(年間発電量57.8億kWh)を導入した場合の外部効果は、116億円(原子力発電プラントを石油火力発電の代替プラントと考え、石油火力発電の温暖化影響計数を200.2g-C/kWh¹³⁾、排出権取引価格を1万円/t-Cとした)となる。従って、温暖化防止対策としての外部コストに比して原子力の燃料備蓄に対する外部コスト342億円の方が、3倍程度大きいことが分かる。

さらに、電源三法により電源立地地域の振興、福利厚生やエネルギー安全保障的な意味合いで交付されている原子力発電1基当たりの金額は、約26億円(0.453円/kWh×57.8億kWh)である¹⁴⁾。従って、原子力発電に関して言えば、原子力1基当たり年間の内部化分が550億円(発電単価9円/kWhと電源三法分)、外部コスト分が460億円(温暖化防止と燃料備蓄分)であり、他の電源に比して外部コストが非常に大きいことが分かる。ところで、原子炉過酷事故であるTMI事故やチェルノブイリ事故の経済損失は、各々約9億ドル¹⁵⁾、推定3550億ドル(事故から2000年までの推定損失)¹⁶⁾と報告されており、原子炉の大規模事故による損失が大きいことが示されている。しかし、日本では大破断LOCA(冷却剤喪失事故)による全炉心損傷頻度は10⁻⁶/炉・年程度¹⁷⁾とされており、一般の人災等による確率論的安全評価の値に比して、2~4オーダー程度小さいと考えられることから、大規模事故による外部コストは、備蓄による外部コストよりは、小さいと推定される。

4. 結言

我が国における石油、石炭、LNG、原子力火力発電に使用される燃料の各貯蔵量は、各々80万kl、360万トン（原油備蓄日数で4日分）、371万トン（同6日分）、2,892トン（原子炉内分として、同435日分、さらに工場ストック分を含めれば3,892トン、同580日分）と推定された。また、年当たりに発電に必要な燃料を貯蔵した場合の年平均貯蔵単価を耐備蓄性と定義すると、それは各々0.99、1.20、0.70、-1.63円/kWh（核燃料備蓄を原油換算した場合であり、圧力容器を燃料貯蔵施設と考えた場合0.25円/kWh）となる。さらに、各電源で行われている燃料貯蔵をエネルギー安全保障上行われている石油備蓄の軽減分と考えた場合の外部コストは、各々-0.028、-0.090、-0.086、-4.43（工場ストック分を合わせると-5.90）円/kWhと算出され、原子力発電のエネルギー安全保障（エネルギー資源の備蓄）としての有用性が示された。謝辞

本研究を遂行するに当たり、電力9社ならびに電源開発(株)の広報部、火力部、燃料部等、石油公団広報部の担当者には有益なデータを提示して頂き、また、多くのことを教授して頂いた。また、本研究の一部は(株)住友財団環境助成研究助成金（No.973333）により行われました。ここに記し、謝意を表す。

参考文献

- 1) 渡部幹, 春名康宏, 北田淳子; 原子力発電の安全に対する信頼性の構造, INSS J., 1, (1994), 19-24.

- 2) 内山洋司, 山本博巳; 発電プラントのエネルギー収支分析, 電力中央研究所報告, Y91005, (1992).
- 3) 福田研二, 藤本登, 片山善順, 饒燕飛; 社会的選考を考慮した最適電源構成の算出法の開発, 九州大学総合理工学研究科報告, 20-1, (1998), 19-24.
- 4) EUROP; Externalities of Energy (EUR16521), 2, (1995).
- 5) 通商産業省資源エネルギー庁石油部; 平成9年石油資料, 石油通信社, (1997), 298.
- 6) 総務庁行政監察局; 石油及び石油代替エネルギー対策に関する問題点, 大蔵省印刷局, (1987), 22-23.
- 7) 資源エネルギー庁; 資源エネルギー年鑑, 通産資料調査会, (1985), 304.
- 8) 通商産業省資源エネルギー庁公益事業部; 電源開発の概要, 奥村印刷, (1996), 432-463.
- 9) 國武紀文; わが国における原子力発電のコスト構造分析, 電力中央研究所報告, Y98003, (1998).
- 10) 通商産業省資源エネルギー庁公益事業部原子力発電安全管理課; 原子力発電所運転管理年報, (株)火力原子力発電技術協会, (1994-1996).
- 11) 通商産業省資源エネルギー庁公益事業部原子力発電課; 原子力発電便覧, 電力新報社, (1997).
- 12) 通商産業省資源エネルギー庁; 資源エネルギーデータ集, 電力新報社, (1998), 97.
- 13) 内山洋司; CO₂削減から見た発電プラントの将来展望, エネルギー・資源, 14-2, (1993), 132-138.
- 14) 藤本登, 守田幸路, 福田研二; 電源における外部効果の内部化の現状, エネルギー・資源学会第18回研究発表会講演論文集, (1999), 195-200.
- 15) 相良彩, 藤本登, 福田研二; TMI事故による経済的影響の評価, 九州大学工学集報, 71-6, (1998), 591-596.
- 16) 今中哲二; チェルノブイリ事故による放射能災害, (株)技術と人間, (1998), 365.
- 17) 村主進; 原子力発電のはなし, 日刊工業新聞社, (1997), 111-121.

協賛行事ごあんない

「テクノフェア'2000」について

1. 日時: 平成12年10月4日(水)~5日(木) 9:30~16:00
2. 場所: 中部電力株式会社 技術開発本部 (名古屋市緑区大高町字北関山20-1)
3. 内容: エネルギーを通じ社会への貢献を目指す, 当社の技術開発への取組姿勢と研究成果を広くみなさまにご紹介致します。
4. その他: フェア当日は, JR大高駅よりシャトルバス運行を予定しております。

[問い合わせ先]

中部電力(株)技術開発本部 研究企画部 研究推進G 平出
TEL 070-5970-8029 FAX 052-623-5117