

米国シカゴ大報告書「原子力の経済性展望」

A Study Conducted at The University of Chicago
”The Economic Future of Nuclear Power”

計量分析ユニット 兼 総合エネルギー動向分析室 研究員 小宮山 涼一

1. はじめに

米国シカゴ大学は、2004 年 8 月、原子力発電の経済性評価に関する報告書「原子力の経済性展望」(以下、シカゴ大報告書)を発表した。当報告書は、米国エネルギー省による“ The Nuclear Power 2010 Program ”の一環として作成されたものである。原子力は現在、新型炉の開発、核廃棄物処分問題、核拡散問題、規制改革、水素経済への移行、エネルギー安全保障、環境政策上の位置付けなど様々な検討課題を抱える中、このプログラムでは、2005 年度末を目途とする新規原子力プラント建設着工に向けた意思決定支援を目的として、産官共同での原子力の新規立地場所の選定、最新鋭の原子力技術開発等が進められている。シカゴ大報告書では、原子力の発電原価を試算し、同じベース電源である石炭火力、ガス火力との経済性に関する比較評価を行うことにより、環境規制の強化などのシナリオ分析を交えながら、原子力のコスト競争力について分析を実施している。

日本においても、電気事業分科会コスト等検討小委員会において報告書「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の分析・評価」が 2004 年 1 月に発表され、原子力のフロントエンド、バックエンドに係る経済性分析が示された。また現在、内閣府原子力委員会において、「原子力の研究・開発・利用に関する長期計画(原子力長計)」の 2005 年中の改定を目指して議論が進められている。近年の原子力事故等を受けて原子力開発計画の遅れが余儀なくされるなど、わが国の原子力政策の推進が困難な状況におかれている最中、シカゴ大報告書は、わが国の原子力の経済性評価に際して、大いに示唆に富む内容であると考えられる。

シカゴ大報告書は、本文(368 ページ)およびそのエグゼクティブサマリー(38 ページ)という 2 つの形で公表されており、本文は大きく分けて「パート 1 . 原子力の経済性評価」、「パート 2 . 競合技術(石炭火力、ガス火力)の展望」、「パート 3 . 原子力の将来」、「付録」から構成される。そこで以下では、原子力の経済性分析がまとめられている部分を中心に、重要なポイントを整理して紹介する。

なお原文は、米国エネルギー省のホームページ(<http://nuclear.gov/>)(アクセス日 2004.10.4)等より全文の入手が可能である。

2. 原子力の経済性評価

シカゴ大報告書では、原子力、石炭火力、ガス火力について均等化発電原価(LCOE: levelized cost of electricity)を試算し¹、原子力の発電原価を石炭火力、ガス火力のそれと比較評価を行うことにより、原子力のコスト競争力を分析している。

2.1 原子力の発電原価試算の前提条件

シカゴ大報告書における原子力の発電原価試算の前提条件は表 2-1 の通りである。シカゴ大報告書では、モデルプラントの設備容量として標準的規模である 100 万 kW を想定し、フロントエンドにおける燃料費については、諸文献を元に設定している²。

表 2-1 原子力の発電原価試算の前提条件

建設単価(Overnight Capital Cost)	1,200 [\$/kW]
	1,500 [\$/kW]
	1,800 [\$/kW]
耐用年数(Plant life)	40 [年]
建設のリードタイム(Construction Time)	7 [年]
設備容量(Plant size)	1,000 [MW]
設備利用率(Capacity Factor)	85 [%]
負債の資本コスト(Cost of Debt)	10 [%]
自己資本コスト(Cost of Equity)	15 [%]
借入期間(Debt Term)	15 [年]
償却期間(Depreciation Term)	15 [年]
償却方式(Depreciation Schedule)	加速度償却(MACRS*)
負債での資金調達率(Debt Finance)	50 [%]
自己資本での資金調達率(Equity Finance)	50 [%]
税率(Tax Rate)	38 [%]
燃料費(Nuclear Fuel Cost)	4.35 [\$/MWh]
運転維持固定費(Nuclear Fixed O&M Cost)	60 [\$/kW]
運転維持可変費(Nuclear Variable O&M Cost)	2.1 [\$/MWh]
資本経費(Nuclear Incremental Capital Expense)	210 [\$/kW/年]
廃炉コスト(Nuclear Decommissioning Cost)	3.5億 [\$]
核廃棄物処分費用(Nuclear Waste Fee)	1 [\$/MWh]

*Modified Accelerated Cost Recovery System

¹ 均等化発電原価は、この発電原価でプラント耐用年数内における総発電電力量を販売して得られる収入の現在価値換算値と、現在価値換算された投資額が一致するように決定される。

発電所建設期間における投資額の現在価値換算値 = プラント耐用年数内における販売電力収入の現在価値換算値
ただし、販売電力収入=発電原価×販売電力 - 利子費用 - 資産税 + 償却費用 - 債務返済

² シカゴ大報告書におけるフロントエンドの燃料コスト内訳を示す(脚注表 1 参照)。

脚注表 1 燃料費(フロントエンド)

	コスト(\$/kgU)	シェア(%)
ウラン購入	316 ~ 503	22 ~ 23
転換	55 ~ 129	4 ~ 6
濃縮	804 ~ 1259	54 ~ 60
成型加工	246 ~ 319	14 ~ 17
計	1,420 ~ 2,209	100
\$/MWh	3.56 ~ 5.53	

バックエンドについては、使用済燃料の再処理ではなく、ユッカマウンテン処分場における直接処分を想定している³。建設のリードタイムに関しては、営業運転開始までに要する原子力の一般的な建設期間を想定し、基準値として 7 年を設定する。償却については、15 年間の加速度償却(MACRS)を想定している(連邦税制では、発電プラントに対して、MACRS の下で 15 年間の償却を指定している)。また、原子力開発は、発電所建設のスケジュール上の遅延が、金利負担の増加を通じてコスト上昇を招く可能性や、シリーズ初号機のプラントコストが当初予想を上回るなど、建設・運転に伴う財務リスクを抱えている。それらの要素を反映するため、株式等により調達を行う自己資本のコストと、負債の資本コストには 3% のリスクプレミアムを上乗せし、自己資本のコストを 15% (他電源では 12%)、負債の資本コストを 10% (他電源では 7%) として設定している⁴。

ベース電源として位置付けられる原子力の経済性評価を行う場合、資本費がコストの大部分を占めるため、建設単価の設定がキーポイントとなる。既にアジアにおいて運転中の改良型沸騰水型炉(ABWR)と、米原子力規制委員会(NRC)より許認可を得ている小型 AP1000 の場合、発電原価の 3 分の 1 以上を建設費用が占めており、さらに建設費用に係る金利負担がさらに 4 分の 1 を占め、資本費全体で発電原価の約 6 割を占める⁵。

³ 原子力発電の燃料費(フロントエンド、バックエンド)は以下の通りである(脚注表 2 参照)。フロントエンドの燃料コストは、脚注表 1 の中間値を採用している。

脚注表 2 燃料費(フロントエンド、バックエンド)

	コスト(\$/MWh)
燃料コスト(フロントエンド)	4.35
施設内貯蔵	0.09
使用済燃料直接処分(ユッカマウンテン処分場)	1.00
計	5.44

⁴ あるリスク資産の期待収益率が、無リスク資産の収益率を上回る幅を表し、投資家がどのくらい見返りが大きければ、投資をする気になるのか、その度合いを表す。期待収益最大化を図る投資家は、無リスク資産とリスク資産に対して無差別、すなわち、無リスク資産への投資に対するリターンと、リスク資産への投資のリターンが等価になることから、下式が成立する。

$$1+r = [p_s + (1-p_s)f_L](1+r_k)$$

r : 無リスク資産の収益率、 r_k : リスク資産の収益率、 p_s : リスク資産の収益の実現確率、 f_L : リスク資産の収益達成が実現しない際の投資回収率(残存価値)

よって、リスクプレミアム ($r_k - r$)は、

$$= (1+r) \{ -1 + 1/[p_s + (1-p_s)f_L] \}$$

シカゴ大報告書では、アナリスト等のヒアリングに基づき原子力のリスクプレミアムを 3% としているが、この値は、 $1-p_s$ (リスク資産投資が失敗する確率)が 5.3% かつ f_L が 50%、 $1-p_s$ が 3.5% かつ f_L が 25%、 $1-p_s$ が 2.5% かつ f_L が 0%、 $1-p_s$ が 2.1% かつ f_L が 25%、 $1-p_s$ が 1.8% かつ f_L が 50% の際に実現する。

なお、リスクプレミアムを除いた自己資本の調達コスト、および負債の調達コストは、米長期国債等の時系列の移動平均値等を参考に設定している。

⁵ シカゴ大報告書によると、原子力(ABWR、AP1000)の場合、資本費が発電原価に占める割合は約 6 割となり、燃料費の割合は約 1 割程度で、発電原価の大部分を資本費が占める。そのため、燃料費(ウラン価格)の変動に対する発電原価の変化は、石炭火力やガス火力に対して相対的に小さいというメリットがある一方(石炭火力の場合、資本費が発電原価に占める割合は約 6 割、燃料費が約 3 割、ガス火力の場合、資本費が約 3 割、燃料費が約 6 割を占める)(次ページ脚注表 3 参照)、その分、初期投資額が巨額となり、原子力のリードタイムは火力に比較して長期に及ぶことから、投資リスクが相対的に大きくなるデメリットがある。また、原子力の場合、燃料費(フロントエンド、バックエンド)が発電原価に占めるシェアは小さいことから、バックエンドのコストが原子力のコスト競争力にほとんど影響しない。

建設単価の設定に関しては、2010 年～2015 年に新規運開するモデルプラントとして、第 3 世代型炉である改良型沸騰水型炉(ABWR)、カナダ原子力公社(AECL)の改良型 CANDU 炉である ACR-700、米原子力規制委員会より許認可を得ている小型 AP1000、仏フラマトム社の SWR1000 の 4 種類のモデルプラントを想定し、3 種類の建設単価を設定している⁶。

既存タイプの原子炉を想定 :	1,200\$/kW
シリーズ初号機建設に伴う開発コストが必要な原子炉 :	1,500\$/kW
シリーズ初号機建設に伴う開発コストが必要な最新鋭の原子炉 :	1,800\$/kW

シリーズ初号機が高額である理由は、初号機設計コスト(first-of-a-kind engineering cost : FOAKE コスト)の影響が大きい。これは、新型の原子炉を最初に建設する際に要する開発コストである。第 3 世代型炉の設計仕様の作成に際しては数億ドルの費用が投じられ、初号機において相当額のコスト増となり、「建設単価を 35% 増加させ、原子力のコスト競争力に悪影響をおよぼす」とシカゴ大報告書は指摘している。

2.2 試算結果

原子力の発電原価を石炭火力、ガス火力の発電原価と比較評価することにより、原子力の経済性を相対化し、分析する。しかし発電原価は、発電所建設のリードタイム、設備利用率、耐用年数等により大きく変化する可能性を有するので、これらの前提条件を変化させた場合における原子力の初号機の発電原価を試算した上で、比較評価を行うことが適当である。

2.2.1 感度分析：発電所建設のリードタイム

リードタイムおよび建設単価について、初号機の発電原価の感度を試算すると、47\$/MWh から 71\$/MWh の範囲で推移する(表 2-2 参照)。シカゴ大報告書では、基本的にシリーズ初号機から数日目まではリードタイム 7 年を想定しており、それ以降については設計単純化、

脚注表 3 各費用が発電原価に占めるシェア

	ABWR	AP1000	微粉炭燃焼式 石炭火力	ガス複合発電
建設費用	37%	36%	50%	27%
建設費用の金利負担	27%	25%	11%	5%
資本費計	64%	61%	61%	32%
運転維持費用	28%	30%	14%	5%
燃料費	8%	9%	26%	63%
建設のリードタイム	7年	7年	4年	3年

⁶ 既に建設経験があり、初号機建設コスト(first-of-a-kind engineering cost : FOAKE コスト)を含まない ABWR と ACR-700 は、米国エネルギー情報局(EIA)の見通しを参考に 1,200\$/kW とし、建設経験が無く、FOAKE コストを要する AP1000 については 1,500\$/kW とする。SWR1000 については、仏フラマトム社の欧州加圧水型炉(EPR)の建設単価を参照して、1,800\$/kW とし設定している。

標準化、事前の設計認証および建設経験等を通じて、5年に短縮される可能性を指摘している。

表 2-2 原子力初号機の発電原価：建設のリードタイムに関する感度分析(\$/MWh)

建設のリードタイム	建設単価		
	1,200\$/kW	1,500\$/kW	1,800\$/kW
5年	47	54	62
7年	53	62	71

2.2.2 感度分析：設備利用率、耐用年数

表 2-3 は、建設のリードタイムに加えて、設備利用率、耐用年数について、初号機の発電原価の感度分析を行った結果である。建設単価、リードタイム、設備利用率の変動の影響は大きい、耐用年数の影響は、将来コストが割引現在価値換算されるため、相対的に小さい。建設コストが 1,800\$/kW でリードタイムが 5 年の場合と、建設コスト 1,500\$/kW でリードタイムが 7 年の場合で、発電原価は同じ水準となり、同様に、建設単価が 1,500\$/kW でリードタイムが 5 年の場合と、1,200\$/kW でリードタイムが 7 年の場合で発電原価は同水準となる。

表 2-3 原子力初号機の発電原価：設備利用率、耐用年数、リードタイムに関する感度分析

	建設単価					
	1,200\$/kW		1,500\$/kW		1,800\$/kW	
	建設のリードタイム：5年					
設備利用率	耐用年数		耐用年数		耐用年数	
	40年	60年	40年	60年	40年	60年
85%	47	47	54	53	62	61
90%	44	43	51	50	58	58
95%	42	41	49	48	56	55
	建設のリードタイム：7年					
	耐用年数		耐用年数		耐用年数	
	40年	60年	40年	60年	40年	60年
85%	53	53	62	61	71	70
90%	50	49	58	58	67	66
95%	47	47	56	55	64	63

2.2.3 石炭火力、ガス火力との比較

ベース電源である石炭火力、ガス火力の発電原価および原子力の発電原価との比較結果を示す(表 2-4 参照)。石炭火力の発電原価の試算に際しては、モデルプラントとして微粉炭燃焼式石炭火力を想定した上で、諸文献に基づき、一定の幅のある建設単価、リードタイム、石炭価格を想定している。ガス火力については、ガス複合発電を想定し、石炭火力同様に文献値に基づき、建設単価、リードタイム、ガス価格を想定している。また、石炭火力、ガス火力ともに設備利用率を 85%、自己資本コストを 12%、負債の資本コストを 7%

と設定しており、自己資本コスト、負債コストについては、原子力において上乘せしたりスクプレミアムは計上していない⁷。

原子力の発電原価は、建設単価、設備利用率、耐用年数、建設のリードタイムの幅を考慮に入れば、47\$/MWh ~ 71\$/MWh で変動する。石炭火力、ガス火力の発電原価が 33\$/MWh ~ 45\$/MWh となるため、本試算の前提条件の下において、政策支援を講じない場合、原子力がコスト競争力を有するには至らない。

表 2-4 原子力と石炭火力、ガス火力との比較

	\$/MWh		
石炭火力	33	~	41
ガス火力	35	~	45
原子力	47	~	71

3. シナリオ分析

原子力のコスト競争力について、直接的、間接的に影響を与える他の要因として、

- 原子力建設に係る財務支援措置
- 原子力量産による習熟効果
- 温室効果ガス排出規制の強化

⁷ 石炭火力、ガス火力についても建設単価、建設のリードタイム、燃料価格を変動させることにより、2015 年の発電原価を推計している。

石炭火力(微粉炭燃焼方式)の建設単価下限値 1,182\$/kW については米国エネルギー情報局(EIA)等による文献値の平均値、中間値 1,350\$/kW は文献値、上限値 1,460\$/kW については最近のプロジェクトにおける平均値を採用している。リードタイムについては最近計画の発表があった 100 万 kW 級の微粉炭燃焼式石炭火力を参考に、2 年 ~ 4 年と設定する。石炭価格 1.02\$/MMBtu については EIA 等の 2002 年度の文献値、1.23\$/MMBtu については 2003 年度の引渡価格、1.15\$/MMBtu は 2004 年 EIA 予測における 2015 年度の価格を想定している。以上より、石炭火力の発電原価は 33 ~ 41\$/MWh となる(脚注表 4 参照)。

脚注表 4 石炭火力の発電原価(\$/MWh)
(設備利用率:85%、負債の資本コスト:7%、自己資本コスト:12%)

建設のリードタイム	建設単価								
	1,182\$/kW			1,350\$/kW			1,460\$/kW		
	石炭価格, \$/MMBtu			石炭価格, \$/MMBtu			石炭価格, \$/MMBtu		
	1.02	1.23	1.15	1.02	1.23	1.15	1.02	1.23	1.15
2年	33	35	35	36	38	37	37	39	38
3年	34	36	35	37	39	38	38	40	39
4年	35	37	36	37	39	39	39	41	40

ガス火力(ガス複合発電)の建設単価下限値 500\$/kW、上限値 700\$/kW については最近のプロジェクトにおけるプラントを下に設定、中間値 588\$/kW については文献値で採用されている平均値を使用している。リードタイムについては最近の報告に基づき 1 ~ 2 年としている。ガス価格 3.39\$/MMBtu については EIA 等の 2002 年度の文献値を下に設定し、2001 年、2002 年に発表された 2010 年 ~ 2015 年の価格予測の平均値に相当する。ガス価格 4.30\$/MMBtu は同様に 2003 年に発表された 2010 年 ~ 2015 年の価格予測に相当し、4.25\$/MMBtu は 2004 年 EIA 予測における 2015 年度の価格を想定している。以上より、ガス火力の発電原価は 35 ~ 45\$/MWh となる(脚注表 5 参照)。

脚注表 5 ガス火力の発電原価(\$/MWh)
(設備利用率:85%、負債の資本コスト:7%、自己資本コスト:12%)

建設のリードタイム	建設単価								
	500\$/kW			588\$/kW			700\$/kW		
	ガス価格, \$/MMBtu			ガス価格, \$/MMBtu			ガス価格, \$/MMBtu		
	3.39	4.30	4.25	3.39	4.30	4.25	3.39	4.30	4.25
1年	35	41	42	36	42	43	37	44	44
2年	35	41	42	36	43	43	38	44	45

の 3 点が挙げられる。シカゴ大報告書では、前提条件を変化させることにより、この 3 要因についての政策効果を考慮に入れ、原子力の発電原価への定量的影響を分析している。

3.1 原子力建設に対する財務支援措置

シリーズ初号機設計コスト(FOAKE コスト、新型の原子炉を最初に建設する際に要する開発コスト)の削減が、今後の原子力の経済性を確保する上での重要な政策課題および技術課題である。シリーズ初号機では、初号機設計コストが発電原価に占める割合が大きい。そこで、当該コストに対して、連邦政府等による税負担軽減措置などの政策支援を講じることにより、原子力の収益性の改善、および円滑な導入促進を実現することが可能になる。そこで、シカゴ大報告書では、プラント特性を表す各建設単価、リードタイムの下で、これらの政策措置が原子力の経済性に与える効果を検討している。リードタイムの基準値は米国における一般的な値として 7 年を採用しているが、設計認証など規制に関する合理化を通じて 5 年に短縮される場合も想定して分析を行っている。

- 建設資金の 50% について借入助成を実施することにより(債権による資金調達の内、50%を資金援助)、既存タイプの原子力(建設単価 1,200\$/kW)の発電原価はリードタイム 7 年の場合、53\$/MWh から 49\$/MWh に低下する(表 3-1 参照)。設計認証合理化などを通じて、リードタイムが 5 年に短縮した場合には、47\$/MWh から 45\$/MWh に低下する。

表 3-1 借入助成の効果に関する検討(\$/MWh)

借入助成率	建設単価					
	1,200\$/kW		1,500\$/kW		1,800\$/kW	
	建設のリードタイム		建設のリードタイム		建設のリードタイム	
	5年	7年	5年	7年	5年	7年
0%(基準)	47	53	54	62	62	71
25%	45	50	53	58	60	67
50%	45	49	52	57	59	65

- 減価償却加速化により、既存タイプの原子力(建設単価 1,200\$/kW)の発電原価はリードタイム 7 年の場合、47\$/MWh まで低下し、リードタイム 5 年の場合、41\$/MWh まで低下する(表 3-2 参照)。

表 3-2 減価償却に関する検討(\$/MWh)

償却期間	建設単価					
	1,200\$/kW		1,500\$/kW		1,800\$/kW	
	建設のリードタイム		建設のリードタイム		建設のリードタイム	
	5年	7年	5年	7年	5年	7年
15年(基準)	47	53	54	62	62	71
7年	44	50	51	58	58	67
1年	41	47	47	54	54	62

- ・ 20%の投資税控除により、既存タイプの原子力(建設単価 1,200\$/kW)の発電原価はリードタイム 7 年の場合、44\$/MWh まで低下し、リードタイム 5 年の場合、40\$/MWh まで低下する(表 3-3 参照)。

表 3-3 投資税控除の効果に関する検討(\$/MWh)

投資税控除率	建設単価					
	1,200\$/kW		1,500\$/kW		1,800\$/kW	
	建設のリードタイム		建設のリードタイム		建設のリードタイム	
	5年	7年	5年	7年	5年	7年
0%(基準)	47	53	54	62	62	71
10%	43	47	50	55	57	63
20%	40	44	46	51	52	58

- ・ 原子力発電建設開始以降 8 年間を通じて、18\$/MWh の生産税負担軽減措置を実施することにより、既存タイプの原子力(建設単価 1,200\$/kW)の発電原価はリードタイム 7 年の場合、38\$/MWh まで低下し、リードタイム 5 年の場合、32\$/MWh まで低下する。この結果、石炭、ガス火力に対するコスト競争力の強化を期待できる(表 3-4 参照)。

表 3-4 生産税控除の効果に関する検討(\$/MWh)

生産税控除	建設単価					
	1,200\$/kW		1,500\$/kW		1,800\$/kW	
	建設のリードタイム		建設のリードタイム		建設のリードタイム	
	5年	7年	5年	7年	5年	7年
0\$/MWh(基準)	47	53	54	62	62	71
18\$/MWh(8年間実施)	32	38	40	47	47	56

- ・ 以上挙げた原子力導入支援策を単独で講じても、石炭、ガス火力に比肩するまでの十分な経済性を確保するまでには至らなかったが、これらの政策をひとつのパッケージとして複合的に実施することにより、競争力向上に結びつく可能性がある。

表 3-5 複合的政策支援の効果に関する検討(\$/MWh)

建設単価					
1,200\$/kW		1,500\$/kW		1,800\$/kW	
建設のリードタイム		建設のリードタイム		建設のリードタイム	
5年	7年	5年	7年	5年	7年
政策支援なし(基準)					
47	53	54	62	62	71
税控除(18\$/MWh,8年)、投資税控除(20%)					
26	31	31	38	37	46

例えば、建設開始以降 8 年間にわたる 18\$/MWh の生産税控除と、20% の投資税控除を組み合わせると実施すれば、建設単価 1,200\$/kW、1,500\$/kW において、リードタイム 7 年の場合、発電原価は 31\$/MWh、38\$/MWh まで低下し、十分コスト競争力を有する水準となる(表 3-5 参照)。建設単価 1,800\$/kW の最新型原子力の発電原価に関しても、リードタイム 7 年の場合、46\$/MWh まで低減し、リードタイム 5 年の場合では、さらに 37\$/MWh まで低下し、石炭火力、ガス火力に対して遜色ない水準まで経済性が確保される。

3.2 原子力量産による習熟効果

過去 20 年間、原子炉の新規建設が無かった米国において、新型原子炉が今後商業化し、複数基建設される場合、生産の初期段階にあることから、自国における建設経験や他国からの技術移転などを通じ量産を行うにつれ、建設コストが低減する可能性があり、建設技術の習熟効果が期待できる。シカゴ大報告書では、文献調査を通じた過去の実例を下に、原子力建設に係る習熟率を 3% から 10% として設定している。習熟率とは、累積建設量が 2 倍に拡大した際に、コストが何% 低減するかを示す指標である。

米国で合計 5 基の原子力発電所が建設されるとすれば、建設経験により、5 基目のプラントを建設した時点において、建設単価が 1,200\$/kW、1,500\$/kW、習熟率が 10% の場合、発電原価は 44\$/MWh まで低下する(表 3-6 参照)。

また、リードタイムが短縮され 5 年になれば、実現確率が相対的に小さい習熟効果 3% を見込んだとしても、建設単価 1,200\$/kW、1,500\$/kW において発電原価は 44\$/MWh まで低下し、財務支援等が無くともコスト競争力を有することになる。また、リードタイム 5 年、習熟率 10% の下では 40\$/MWh まで低下し、さらなる経済性向上が期待できる。

さらに原子力に対する資金調達環境が改善され、リスクプレミアムが 0% になれば、リードタイム 5 年、習熟率 3% の下で、建設単価 \$1,200/kW、\$1,500/kW において発電原価は 35\$/MWh、1,800\$/kW の最新型原子炉においても 40\$/MWh まで低下し、石炭火力、ガス火力に対して十分な経済性が確保される。

表 3-6 習熟効果に関する検討(建設 5 基目における発電原価)(\$/MWh)

		建設単価					
		1,200、1,500\$/kW			1,800\$/kW		
		習熟率			習熟率		
		3%	5%	10%	3%	5%	10%
習熟効果のみ	習熟効果あり、 リードタイム7年、 リスクプレミアム3%	50	48	44	58	56	52
習熟効果 +リードタイム短縮	習熟効果あり、 リードタイム5年、 リスクプレミアム3%	44	43	40	51	50	46
習熟効果 +リードタイム短縮 +リスクプレミアム縮小	習熟効果あり、 リードタイム5年、 リスクプレミアム0%	35	34	32	40	39	36

3.3 温室効果ガス排出規制の強化

技術進歩、燃料価格の安定化により石炭、ガス火力の発電原価が将来低下する可能性⁸がある一方、長期的に見れば、温室効果ガスである CO₂ 排出量に対する環境規制の強化を通じて、CO₂ 回収・処分コストの負担等により、これらの発電原価が上昇するリスクもあることに留意する必要がある。CO₂ 回収、貯留、固定化技術に関しては、今だ本格的な実用化には至っていないが、当該技術のコスト評価は既に行われていることから、環境規制強化による石炭火力、ガス火力のコスト上昇を試算することが可能である⁹。

環境規制強化に伴う石炭火力、ガス火力の発電原価の上昇分は下記の通りである¹⁰。

- ・ 微粉炭燃焼式石炭火力(PCC: Pulverized Coal Combustion)の場合、\$36 ~ \$65/MWh のコストが発生、16 ~ 34%のコスト上昇
- ・ ガス複合発電(GTCC: Gas Turbine Combined Cycle)の場合、\$17 ~ \$29/MWh のコストが発生、10 ~ 16%のコスト上昇
- ・ 石炭ガス化複合発電(IGCC: Integrated Gas Combined Cycle)の場合、\$20 ~ \$44/MWh のコストが発生し、6 ~ 21%のコスト上昇

以上より、シカゴ大報告書では、石炭火力、ガス火力に対する温暖化対策のための追加的コストとして、石炭火力では、微粉炭燃焼式の CO₂ 回収・処分コストの中央値である 50\$/MWh、ガス火力についてはガス複合発電の CO₂ 回収・処分コストの中央値である 23\$/MWh を採用している。このコスト上昇分を織り込んだ石炭火力、ガス火力の発電原価

⁸ シカゴ大報告書では、石炭火力、ガス火力の急速な技術進歩により、2015 年までにこれらの発電原価が十分低下する可能性は指摘していないが、近年のガス価格高騰が今後 10 年間継続する可能性は考慮に入れており、EIA によるガス価格予測等に基づき、2015 年においてガス価格は 3.39\$/MMBtu から、場合によっては 4.25\$/MMBtu から 4.30\$/MMBtu まで高騰すると仮定して、ガス火力の発電原価を試算している(脚注表 5)。この水準までガス価格が高騰した場合、石炭火力のコスト優位性から、ガス火力が新規に建設されない可能性がある。

⁹ CO₂ 回収、貯留、炭素税を考慮する際の発電原価は下式により求められる。

$$F_X + C_{capture} + C_{transport} + C_{injection} - P_{sale} + T_{CO_2} = F_{X+CO_2}$$

F_X : 発電原価(X ={石炭ガス化複合発電、微粉炭燃焼式石炭火力、ガス複合発電})、 $C_{capture}$: CO₂ 分離・回収コスト、 $C_{transport}$: CO₂ 輸送コスト、 $C_{injection}$: CO₂ 注入コスト、 P_{sale} : CO₂ 売却等による利益、 T_{CO_2} : 炭素税

¹⁰ CO₂ 回収・処分コストの内訳を脚注表 6 に示す。ただし CO₂ 回収については化学的吸収法等、CO₂ 輸送コストに関しては 100km のパイプライン輸送もしくはトラック輸送、CO₂ 貯留については地中処理(石油増進回収等)、海洋処理等を想定している。

脚注表 6 CO₂ 回収・処分コスト(\$/MWh)

	CO ₂ 回収	CO ₂ 輸送	CO ₂ 注入、貯留	計
石炭ガス化複合発電	17	2 ~ 23	1 ~ 4	20 ~ 44
微粉炭燃焼式石炭火力	34	2 ~ 26	1 ~ 5	34 ~ 65
ガス複合発電	16	1 ~ 11	0.5 ~ 2	17 ~ 29

CO₂ 回収・処分コストの内訳を見ると、回収コストの割合が最も大きく、注入、貯留コストが最も小さい。輸送コストには幅がある。石炭火力における CO₂ 回収・処分コストは、微粉炭燃焼方式よりも石炭ガス化複合発電において小さく、ガス複合発電はこれら石炭火力よりも更に小さい。

を表 3-7 に示す。同表より、環境規制が今後一層厳しくなれば、CO₂回収・処分コストが発生するため、石炭火力において 83～91\$/MWh、ガス火力において 58～68\$/MWh まで発電原価が上昇し、その結果、原子力のコスト競争力が相対的に高まる可能性がある。

表 3-7 環境規制に関する検討

	現状維持(基準)	温暖化対策あり
石炭火力	33～41 \$/MWh	83～91 \$/MWh
ガス火力	35～45 \$/MWh	58～68 \$/MWh
	政策支援なし	
原子力	47～71 \$/MWh	

また別の見方として、環境規制強化によるコスト上昇を見積もる上で、炭素税や CO₂ 排出削減の限界費用と等価である排出権価格が参考となる。将来の炭素税、排出権価格が 50\$～250\$/トンで推移すると仮定すれば、石炭火力の場合、15\$/MWh～75\$/MWh のコスト増となり、ガス火力では、10\$/MWh～50\$/MWh のコスト増になる¹¹。

4. 原子力の長期展望

AEO(Annual Energy Outlook)の予測期間である 2025 年、そしてそれ以降という長期的視点から原子力の将来の可能性を考える際、原子力は特に、地球温暖化対策、水素社会における水素燃料の主要供給源として大きな役割を担い、また、エネルギーセキュリティ確保の重要なオプションとして期待できると同時に、次世代再処理技術の研究開発により核拡散防止の強化が実現する可能性があるとしカゴ大報告書は指摘している。

4.1 地球温暖化対策

長期的に見れば、米国も地球温暖化問題に真剣に取り組み、石炭火力、ガス火力のリプレースを考慮に入れる可能性もあり、原子力技術を一定水準に維持することが重要となる。2025 年以降、環境規制が厳しくなれば、石炭、ガス火力の発電原価が 50%から 100%上昇する可能性もあることから、原子力のコスト優位性が高まり、費用対効果のある CO₂ 排出削減施策として魅力あるオプションとなる可能性がある。

¹¹ 石炭火力 214 プラント、ガス火力 222 プラントのサンプル調査を基に導出された、炭素税課税により発生する追加コストの推計式を以下に示す。

$$\text{環境規制強化に伴う発電原価増加分} = \{ \text{年間 CO}_2 \text{ 排出量(トン)} \cdot 0.273 \cdot \text{炭素価格}(\$/\text{トン}) \} / \{ \text{年間発電量(MWh)} \}$$

上式により試算した石炭火力、ガス火力の炭素税課税による追加コストは以下の通りである(脚注表 7 参照)。

脚注表 7 CO₂ 排出規制による追加コスト(\$/MWh)

炭素価格 (\$/トン)	追加コスト	
	石炭火力	ガス火力
50	14.9	9.7
100	29.8	19.5
150	44.7	29.2
250	74.5	48.7

4.2 原子力による水素製造

水素を燃料源とする燃料電池自動車の商用化が実現し、ガソリン自動車に代わって普及することになれば、水素の需要が高まることになる。その際、燃料輸送インフラ等の解決すべき課題も多いが、環境規制強化と相俟って、化石燃料ではなく、カーボンフリーである原子力が、主要な運輸用の水素供給源となり、石油への依存度を大幅に低減する可能性がある。

4.3 エネルギーセキュリティの確保

原子力が自動車の水素供給源になれば、原油の輸入依存度抑制に貢献し、エネルギー安全保障の確保に資するであろう。また、今後 LNG 火力が増設される場合、米国国内の天然ガス田の老朽化により、ガス生産が減退していることから、LNG 輸入量が拡大する可能性があり、原子力は LNG 火力代替オプションとして、天然ガス需給の面からもエネルギー安全保障に貢献するものと考えられる。

4.4 核拡散防止

プルトニウムの兵器開発への転用を防止する観点から、使用済み燃料の取扱が焦点になる。現在米国では、使用済み燃料の再処理の位置付けが見直されており、核拡散につながりにくい次世代の再処理技術の研究開発が進められている。具体的には、核分裂生成物よりウランのみを抽出する UREX(uranium extraction)技術や、オンサイトで核分裂生成物処理を行う乾式再処理(PYRO)技術など、核拡散抵抗性の高い技術開発が進められている。

5. おわりに

将来の電源計画は、長期的な総合経費が最小になるように策定される。そのため、各電源の費用対効果が電源構成を左右する主要因となるため、原子力の経済性を正確に評価することが、今後の原子力の導入可能性を展望する上で不可欠となる。

シカゴ大報告書では、原子力建設に係る助成措置、原子力量産効果、将来における温室効果ガス排出規制の強化など、将来の政策、技術に関わる不確実性要因を考慮に入れた上で、石炭火力、ガス火力との比較評価を通じて、原子力を相対化して客観的にその経済性を分析している点が評価に値する。

最後に、シカゴ大報告書での原子力の経済性評価に関する論点を再掲することとする(図 5-1、図 5-2 に原子力の発電原価と石炭火力、ガス火力の発電原価の比較結果を示す)。

- ・ 原子力の初号機の発電原価は、建設単価、設備利用率、耐用年数、建設のリードタイムの幅を考慮に入れれば、47\$/MWh ~ 71\$/MWh で変動する。ガス火力、石炭火力の発電原価

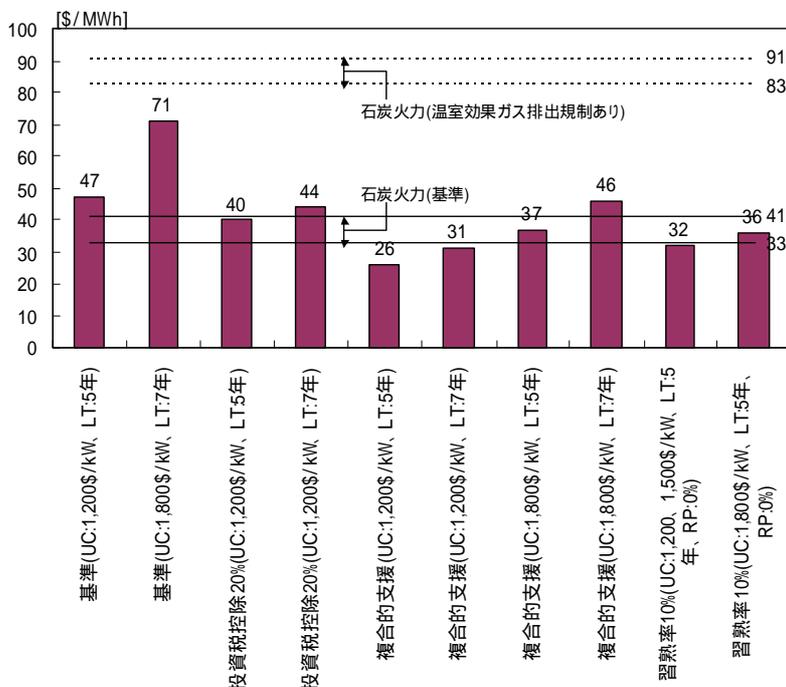
が 33\$/MWh ~ 45\$/MWh となるため、政策支援を講じない場合、原子力がコスト競争力を有するには至らない。

- 原子力建設に対して、借入助成、減価償却加速化、投資税、生産税控除をそれぞれ単独で講じる場合、原子力の発電原価は 32\$/MWh ~ 67\$/MWh となり、生産税控除等の政策を中心として、石炭火力、ガス火力に対して原子力がコスト競争力を有する可能性がある。さらに政策措置を複合的に実施することにより(投資税、生産税控除)、原子力の発電原価は 26\$/MWh ~ 46\$/MWh まで低下し、さらなる経済性の確保が実現する可能性がある。

- 初号機以降に建設される原子力発電所では、建設技術の習熟効果により、発電原価は 32\$/MWh ~ 58\$/MWh まで低下する可能性があり、原子力に対する各種政策支援を講じなくても、十分な競争力が期待できる可能性がある。

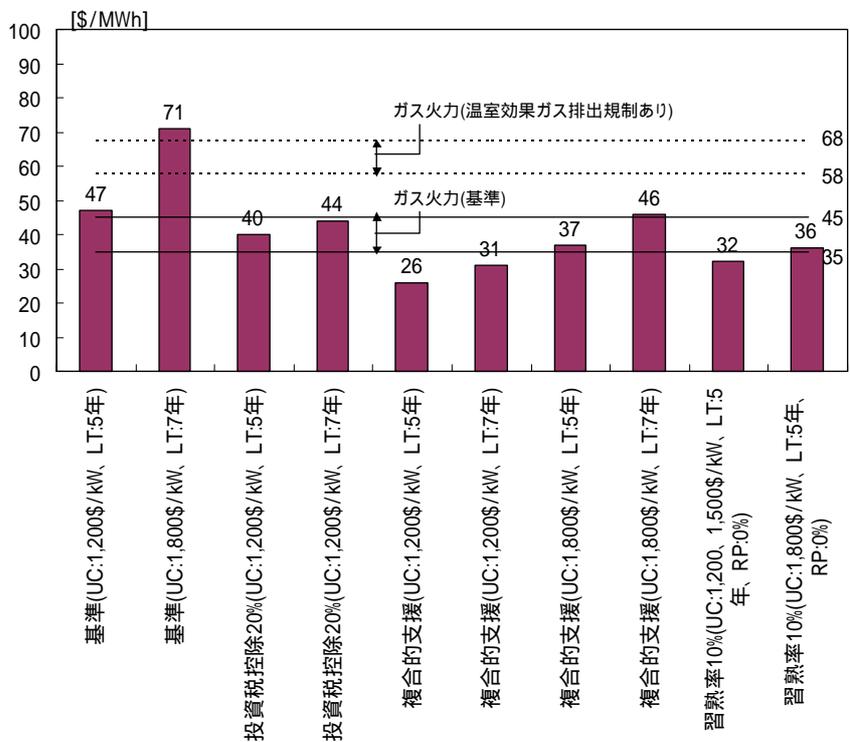
- 将来環境規制が強化され、CO₂ 分離・回収・処理コストの増加により、石炭火力の発電原価が 83 ~ 91\$/MWh、ガス火力が 58 ~ 68\$/MWh に上昇する可能性があり、そのような環境下では原子力が相対的に競争力を持つことが十分に考えられる。

図 5-1 原子力、石炭火力の経済性の比較評価¹²
(シカゴ大報告書を基に筆者作成)



¹² 習熟効果を考慮に入れたケース以外のリスクプレミアムは 3% を想定、

図 5-2 原子力、ガス火力の経済性の比較評価
(シカゴ大報告書を基に筆者作成)



お問い合わせ : report@tky.ieej.or.jp