

# 各種石炭ガス化複合発電の経済性

## ——建設費と発電効率の比較検討——

キーワード：石炭ガス化複合発電，経済性評価，建設費，発電効率

内 山 洋 司

### 〔要 旨〕

各種石炭ガス化複合発電の経済性比較を目的に，過去の研究資料を調査し，発電効率と建設費を分析した。

研究は，下記のガス化方式を採用した複合発電システムに対し，共通の評価基準を設定し，それをもとに報告書の経済性データの整合化を図った。

(ガス化方式)	(技術名)
移 動 床	KILnGAS Lurgi BGC
流 動 床	KRW ToscoDyne
噴 流 床	Texaco Shell Combustion Engineering Foster Wheeler

本研究により，石炭ガス化複合発電の経済性比較が，各ガス化方式および異なる設計についてできるようになるとともに，最新の設計と経済性試算にもとづいて，それら技術の経済性評価が可能になった。

- はじめに
- 石炭ガス化複合発電システムの分類
- 評価方法
  - 評価基準
  - 分析方法
- 結 果
  - 建設費の規格化
  - 個別技術の比較評価
- おわりに

## 1. はじめに

わが国の長期需給計画の中で，火力発電は原子力発電の補完電源として大きな役割を持っており，その設備容量も昭和 61 年度 9,800 万 kW (全設備量の 62%) から 71 年度 11,415

万 kW (同 56%) にまで 10 年間で 1,600 万 kW 増加するという予測が出されている<sup>1)</sup>。このうち，石炭火力は，設備の増加率が年間 5.2 % と最も高く，61 年度の設備量 1,169 万 kW から 71 年度には 1,950 万 kW にまで達すると

1) 昭和 62 年度電力施設計画；資源エネルギー庁。

言われている。さらに、世界における石炭資源の豊富な埋蔵量を考えると、石炭火力の導入規模はその先さらに増え、21世紀には、火力電源の中心的な技術にまで成長する可能性は充分にある。

このように石炭は、豊かな資源と、また価格も他の化石燃料に比べ比較的安定に推移しているという利点を有している。しかし、将来、石油、天然ガスの代替燃料として広く利用されるためには、次に述べる課題を解決していく必要がある。

- (1) 石炭は、石油と異なり、燃料に灰分と無機物を多量に含んでいる。石油に含まれる灰分は1%以下であるのに対し、石炭には洗浄したものでも5~15%の灰分が含まれる。多量の灰分は、設備の性能および設計に影響を与えると共に、燃焼後の灰の廃棄で社会問題を発生する可能性もある。
- (2) 石炭は、硫黄分を多く含み、燃焼後のSO<sub>x</sub>による大気汚染が問題となる。将来は大気への環境排出基準が厳しくなることが予想されるため、石炭技術の導入に際しては、燃焼前後における石炭洗浄や精製方法の技術開発に力を注ぐ必要がある。
- (3) 石炭の燃焼現象は石油と異なり、単位重量当りの燃焼カロリーと温度は低く、石炭粒子が完全に燃焼するには長い時間を要する。
- (4) 石炭は固体である。固体であるということは、輸送、取り扱い、貯蔵および分配方法が技術的に難しくなるばかりか、それらの費用も高くなる。

上に掲げた課題を解決する方法に石炭の流体化がある。中でもガス化は、石炭をガスに変換することで、使い易さと利用効率を向上させる

利点を持つ他に、発生ガスの用途も燃料用だけでなく、水素、メタノール、アンモニアおよびC<sub>1</sub>化学等の原料用として幅広く適応できる技術である。また、技術によっては石炭灰をスラグ状態で取り出せ灰処理が容易になり、さらにガス化の後流側に精製装置を設けることで、生成ガス中の硫黄分もほとんど除去でき環境保全に大きく貢献できる。

ガス化発電は、在来型石炭火力である微粉炭火力に比べ効率、環境対応面で優れた火力発電技術であるという期待がかけられている。しかし、導入には、ガス化炉、ガス精製、ガスタービンなど要素技術の諸課題を開発していく他に、経済的に成立することの見通しを得ることが必要である。石炭ガス化複合発電(IGCC: Integrated coal gasification combined cycle)の経済性に関する研究は、各国の研究機関において、それぞれの独自技術について行われているが、合衆国の電力研究所(EPRI: Electric power research institute)は、その中で最も積極的に、広範囲な技術について大系的な研究を行ってきている。

本研究は、EPRIによって公開された研究レポートを中心に、合衆国で今までに研究されたIGCCの経済性に関する結果を総合的に取り纏め、各種IGCCシステムの経済性の比較検討を行ったものである。研究は、Part IとPart IIに分けて、経済性に関する分析を行っているが、今回の報告はPart Iについてのみである。

Part I : 建設費と発電効率の比較検討

Part II : 発電コストとリスク分析

Part I では、異なる評価基準のもとに研究されている過去の報告書を、統一した評価基準で見直し、経済性解析に必要なデータの整合化を

図っている。整合化は、発電効率と建設費に係わるデータで、様々な技術について、データを相互に比較できるようにした。比較の対象となった技術は、報告書に取り上げられているすべての IGCC システムで、大別すると移動床、流動床、噴流床の3種類に分けられる。Part II では、Part I で得られた建設費と発電効率を基に、発電コストの算定とデータの不確実性を考慮したリスク分析を行っている。リスク分析は、各種 IGCC システムの発電コストが、在来型技術である微粉炭火力に比べ、どの程度異なるかを確率的に評価したもので、両者の確率密度分布差から経済的な利益と損失を算定するものである。これにより、各種 IGCC システムの潜在的な経済性が既存技術に比べどの程度あるかを理解することができる。

## 2. 石炭ガス化複合発電システムの分類

現在、各国において数多くの石炭ガス化複合発電システムが考案されているが、それらはガス化炉の炉型の違いにより、基本的に、移動床 (Moving bed)、流動床 (Fluidized bed)、噴流床 (Entrained flow) の3種類に大別できる。移動床は、固定床とも呼ばれており、炉の上部から挿入され下方へ移動する塊炭と、それとは

向流 (counter-current flow) に酸化剤である高温ガスが上昇することで、石炭の乾燥、乾留、ガス化が行われる。灰は、アッシュでは固体状態で、スラッキングでは熔融状態で排出される。流動床ガス化炉では、粒径 0.5~8mm の石炭を、上昇流の酸化剤ガスにより浮遊させガス化を起こさせる。反応は、比較的速く、ガス温度を上げることでメタンの生成量も減らすことができる。噴流床は、微粉炭を高温下で酸化剤と反応させることから、反応速度は最も速く、石炭を一度に多量に処理できる。反応後の生成ガス中には、メタンを含まずタールやオイルの副生物もない。3種類のガス化炉の特徴を示すと表 2.1 のようになる。

石炭ガス化の商用炉は、1920 年と 30 年代にドイツを中心に開発が続けられた。これらは、第一世代のガス化炉と呼ばれ、Lurgi (移動床)、Winkler (流動床)、Koppers-Totzek (噴流床) をその代表的な炉としてあげることができる。これらのガス化炉は、比較的小容量で一基当りの石炭処理量も少なく、常圧かやや加圧にして運転されるものである。また、当時は石炭の値段も安かったことから、ガス化の石炭転換効率を高める必要もなく、用途は主に原料ガスの製造用に使用されてきた。

その後、安価な石油と天然ガスの大量利用に

表 2.1 ガス化炉の比較

項目	ガス化炉		流動床	噴流床
	移動床			
	ドライアッシュ	スラッキング		
ガス化能力	低	高	中間	高
粘結炭の処理能力 (前処理なし)	中間	300 t/d で実証	小規模で実証	高
操業温度	450~1,100°C	450~1,500°C	900~1,050°C	900~1,600°C
残渣チャー	多量	少量	やや多い	少量
副産品 (タール) の発生	多量	多量	少量	無
灰中の未燃カーボン	やや多い	少量	やや多い	少量

よりガス化炉の開発は一時中断したが、1970年代に発生した石油危機により再び見直されることになった。最近のガス化炉の技術開発に要求されていることは、多炭種への適応、石炭転換効率の向上と処理量の増加、それに優れた環境保全性である。これにより、高温高圧下での操業と技術の高度化が要求されている。現在、開発が進んでいる技術には、第1世代の技術を基に比較的商用化に近い第2世代のガス化炉と、まだ基礎研究あるいはベンチスケールの研究段階にある第3世代のガス化炉とがある。

石炭ガス化複合発電は、ガス化炉から出てくる生成ガスを発電用に使うもので、ガスタービンと蒸気タービンとの複合システムにより効率向上を図ったものである。経済性に関する研究は、合衆国では電力研究所 (EPRI) が中心となって行っている。EPRI が今までに研究した方式をガス化炉の炉型の違いから分類すると次のようになる。

移動床 : KILnGAS

Lurgi

BGC Slagger

流動床 : Kellogg Rust Westinghouse

ToscoDyne

噴流床 : Texaco

Shell

Combustion Engineering

Foster Wheeler

評価された方式には、西独で既に商用化されている Lurgi 方式 (空気吹き, STEAG) から、実証プラントが建設されている Texaco 方式、まだ概念研究の段階にある ToscoDyne と Foster Wheeler 方式といった技術の開発段階において幅広いものが含まれている。表 2.2 は、合衆国の電力研究所 (EPRI)、エネルギー省 (DOE)、アルゴンヌ国立研究所 (ANL) において IGCC の経済性を発表した報告書を示したものである。表から最も多く研究されている方式は、テキサコ方式であることがわかる。また、合衆国における最近の過剰な電源設備と電力需要伸び率の長期的な低迷化を反映して、ユニット一基当りの設備容量は、最近は

表 2.2 評価された IGCC 方式

報告書 方式	EPRI																		DOE		ANL	
	AF-416	AF-612	AF-753	AF-916	AF-930	AF-1288	AP-1725	AP-2103	AP-2207	AP-2212	AP-3084	AP-3109	AP-3129	AR-3486(2)	AP-3749	AP-3980	AP-4018	FE-1545-59	FE-83-15	FE-83-16	FE-83-17	
	Apr. '77	Jan. '78	Apr. '78	Oct. '78	Oct. '78	Dec. '79	Feb. '81	Nov. '81	Jan. '82	Jan. '82	May. '83	Jun. '83	Jun. '83	Apr. '83	Oct. '84	Mar. '85	Jun. '85	Aug. '78	Jan. '83	Jan. '83	Jun. '83	
KILnGAS																						
Lurgi	○	○				○	○						○									
BGC Slagger	○	○					○		○													
KRW																●						
ToscoDyne					○		○										●					
Texaco		○	○	○		○	○		○	○	△	○	○	●	○				●			
Shell												○	○									
Combustion Engineering		○					○											●				
Foster Wheeler	○	○					○															
文献No.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	

○ 1000MW クラス  
● 500MW クラス  
△ 50~1000MW

1,000 MW から 500 MW 以下へと変わってきている。研究された各方式の概要を述べると次のようになる。

### (1) 移動床方式

#### ① KILnGAS

KILnGAS プロセスは、合衆国の Allis-Chalmers 社によって開発されている技術である。ガス化炉は、耐火壁でロータリーキルン方式によって低カロリーガスを製造する。経済性に関する研究は、空気吹きでガスタービン入口温度が 2,000°F の設計について2つの報告がある(文献〔8〕,〔12〕)。文献〔8〕は、生成ガスからばいじんと液体炭水化物を除く方法として、2つの異なる方式について経済性試算を行っている。その方法は、サイクロンとベンチュリーシステムの併用方式と水冷ベンチュリー洗浄方式である。文献〔12〕は、前者の方式について、50% の供給能力を持つガス化炉を2台あるいは3台設置したときの試算である。

#### ② LURGI

ルルギのドライアッシュガス化炉は、大型の発電設備として唯一商用化されている技術である。ガス化炉は、空気吹き、加圧式である。EPRI は、ルルギ炉を用いた様々な設計の IGCC システムについてその経済試算を行っている(文献〔1〕,〔2〕,〔6〕,〔7〕,〔12〕)。文献〔1〕は、ガス精製に乾式方式を取り入れた唯一の報告で、その方式の適用が熱効率の向上と、建設コストの低減に大きく寄与すると述べている。湿式のガス精製を用いたルルギ方式は、タールを発生し、その燃焼にタール専焼ボイラーが必要となるため建設費が高くなる。それに対し、乾式では、タールが酸化鉄中を通り抜け、ガスタービンの燃焼器で燃焼するため、ボイラーが不用となる。文献〔2〕は、タービ

ン入口温度が 2,400°F の新型タービンを用いたときの評価を行ったものである。文献〔6〕では、複合サイクルに STEAG 方式を採用した空気吹きの IGCC システムを扱っている。この2つの文献で得られたデータは、文献〔7〕で更新されている。また文献〔12〕では、文献〔2〕で評価された方式をガスタービン入口温度を 2,000°F と最も商用化に近い技術に設計変更し、データの更新を行っている。

#### ③ BGC スラッガー

BGC スラッガーガス化炉は、在来型のルルギガス化炉に非常に良く似ており、BGC/LURGI 方式と呼ばれることもある。主な違いは、ガス化炉中で灰を液体スラッグにするため蒸気量を少なくしている。これにより、ガス化炉の効率とガス化能力を高めることが可能になる。また、生成ガス中の水蒸気、CO<sub>2</sub>、CH<sub>4</sub> の濃度は低くなる一方 CO 濃度は大きくなる。ガス化炉で発生するタールは、脱硫装置に入る前に分離されガス化炉にもどされる。EPRI は BGC スラッガー方式の IGCC システムについて異なる数種類の経済評価を行っている。最初の研究は文献〔1〕でルルギ方式同様、ガス精製に乾式と湿式を用い、ガスタービン温度も 2,000°F と 2,400°F とで行ったものである。ガスタービン温度 2,400°F での研究は文献〔2〕でさらに詳細に行われ、文献〔7〕では 2,600°F の方式も加えて評価している。蒸気サイクルに再生サイクルを用いた方式と、水の消費量を低減した方式についての検討を文献〔9〕で行っている。後者の方式は、文献〔12〕でデータが更新されている。発電出力が 500 MW の IGCC システムに関する研究は、文献〔17〕と〔20〕で行われている。このうち、アルゴンヌ国立研究所で行われた研究(文献〔20〕)は、ガスタービ

ン入口限度が 2,200°F で脱硫率を 90%, 95%, 99.5% に分け、それぞれ、イリノイ No. 6 とワイオミング炭を用いた場合で評価している。

#### ④ KRW (Kellogg Rust Westinghouse)

このプロセスは、加圧流動床で灰は凝固した状態で取り出せる。従来の流動床プロセスに比べ、炭素変換効率が高く、高温ウィンクラー炉同様第 2 世代の技術である。また、硫黄濃度の高い炭から依品位炭まで幅広く処理でき、炭種適合性にも優れている。経済性の研究は、電気出力 500 MW の技術に対し行われており、炭種も EPRI ではイリノイ No. 6 とテキサス褐炭（文献〔17〕）、ANL ではイリノイ No. 6 とワイオミング炭（文献〔21〕）を用いて行っている。

#### ⑤ ToscoDyne

このプロセスは、石炭を 2 段階でガス化するもので、最初にリトート (retort) 内で乾留されて中カロリーガス、液体副産物、チャーが生産され (Tosco)、次の段階で発生したチャーは空気吹き流動床炉内で低カロリーガスに変換される (HRI)。乾留により発生した生ガスと液体副産物は負荷追従運転用の燃料に使われる。経済性の研究報告は 2 つあり、電気出力 1,000 MW クラスで、タービン入口温度が 2,400°F の新型ガスタービンをを用いたものである（文献〔5〕、〔7〕）。

#### ⑥ Texaco

テキサコプロセスは、噴流床炉の中では設計が比較的単純である。操作温度が高いため、副産物に炭水化物を発生しない。各種テキサコ方式のうち、商用化に最も近いプロセスは、ホスラリー、酸素吹き加圧型炉である。

テキサコ方式の経済性研究は最も多く行われており、13 の報告書がある。しかし、各報告

書のテキサコ方式は必ずしも同一設計に基づいたものでなく、それらを総合的に比較評価することは難しい問題である。本研究では、主要設備の技術の違いから各種テキサコ方式の分類を試みた。分類項目は以下の通りである。

発電出力：1,000 MW, 500 MW

石炭供給：乾式、スラリー

酸化剤：酸素、空気

ガス化炉：輻射型/対流型、輻射型、水クエンチ

ガス精製：湿式（硫黄除去率…90, 95, 99%）

ガスタービン入口温度：2,000, 2,200, 2,400, 2,600°F

複合発電方式：再熱、非再熱、再生、STEAG

冷却法：乾式、湿式

上の分類法に従い、報告書で調査されたテキサコ方式を整理すると表 2.3 のようになる。表からもわかるように、テキサコ方式は、主要設備の技術の違いから 22 種類もの異なるシステムについて経済性評価が行われている。

#### ⑦ Shell

シェルのガス化炉は、西独ハンブルグで 150 T/D のパイロットプラントが 1978 年に建設され、1,000 時間以上の連続運転を含み、6,000 時間以上の運転を記録している。その後、合衆国のテキサス州、ディアパークに 250~400 T/D の石炭処理量をもつ実証プラントが 1987 年 4 月に建設を完了し現在運転中である。シェルプロセスは、酸素吹き、加圧型噴流床方式で石炭供給は乾式を使っている。このプロセスは、炭種適合性に優れているばかりか、酸素の消費量が少なく、熱効率も高いといった特徴を持っている。経済性研究は、ガスタービン入口温度 2,000°F の実現性の高い技術について、項目をテキサコ方式（酸素吹き）に対し分類す

表 2.3 テキサコ型 IGCC 方式の分類

番号	発電出力 (MW)	酸化剤	石炭供給	ガス化炉	硫黄除去	ガスタービン温度 (°F)	複合サイクル	冷却法	文献
1	1,000	O <sub>2</sub>	スラリー	R/C	90%	2,000	熱再 (1,450/900/900)	湿式	[6], [7], [9], [10], [11], [12], [13], [15]
2*	1,000	O <sub>2</sub>	スラリー	R/C	90%	2,000	再熱 (1,450/900/900)	湿式	[12]
3	1,000	O <sub>2</sub>	スラリー	R/C	90%	2,000	再熱 (1,450/900/900)	乾式	[9]
4	1,000	O <sub>2</sub>	スラリー	R/C	90%	2,000	非再熱 (1,200/900)	湿式	[9]
5	1,000	O <sub>2</sub>	スラリー	R/C	90%	1,742	STEAG (2,800/995/977)	湿式	[6], [7]
6	1,000	O <sub>2</sub>	スラリー	R/C	90%	2,400	再熱 (1,450/900/1,000)	湿式	[2], [3], [4], [7]
7	1,000	O <sub>2</sub>	スラリー	R/C	90%	2,600	再熱 (1,450/900/900)	湿式	[7]
8	1,000	O <sub>2</sub>	スラリー	R/C	Deep	2,400	再熱 (1,450/900/1,000)	湿式	[4], [7]
9	1,000	O <sub>2</sub>	スラリー	R/C	High	2,400	再熱 (1,450/900/1,000)	湿式	[4], [7]
10	1,000	O <sub>2</sub>	スラリー	水クウェンチ型	90%	2,000	再生	乾式	[9]
11	1,000	O <sub>2</sub>	乾式	R/C	90%	2,400	再熱 (1,450/900/1,000)	湿式	[2]
12	1,000	Air	スラリー	R/C	90%	2,400	再熱 (1,450/900/1,000)	湿式	[3], [7]
13	1,000	Air	スラリー	R/C	90%	2,600	再熱 (1,450/900/1,000)	湿式	[7]
14	1,000	Air	スラリー	R/C	90%	1,742	STEAG(2,800/995/1,997)	湿式	[6], [7]
15	500	O <sub>2</sub>	スラリー	R/C	90%	2,000	再熱 (1,450/900/900)	湿式	[11]
16	500	O <sub>2</sub>	スラリー	R/C	95%	2,200	再熱 (2,400/1,000/1,000)	湿式	[14]
17	500	O <sub>2</sub>	スラリー	対流型	95%	2,200	再熱 (1,450/1,000/1,000)	湿式	[14]
18	500	O <sub>2</sub>	スラリー	水クウェンチ型	95%	2,200	再熱 (1,450/1,000/1,000)	湿式	[14]
19	500	O <sub>2</sub>	スラリー	R/C	90%	2,300	再熱 (2,400/1,000/1,000)	湿式	[19]
20	500	O <sub>2</sub>	スラリー	R/C	Deep	2,300	再熱 (2,400/1,000/1,000)	湿式	[19]
21	500	O <sub>2</sub>	スラリー	R/C	High	2,300	再熱 (2,400/1,000/1,000)	湿式	[19]
22	500	Air	スラリー	R/C	90%	2,300	再熱 (2,400/1,000/1,000)	湿式	[19]

\* 水の低消費型技術 R/C: 輻射型と対流型

で行われている (文献 [12], [13])。

⑧ Combustion Engineering

CE プロセスは、二段常圧噴流床炉で酸化剤には空気を使っている。ガス化炉は常圧であることから製造し易く、かつ安全性も高い。石炭処理能力 120 T/D の PDU (Process demonstration unit) が 1977 年に合衆国コネチカット州ウィンザーで建設され、1981 年 5 月まで運転された。

このプロセスは発電専用に考えられたもので、IGCC システムの経済性研究に EPRI と DOE で行われたものである (文献 [2], [7], [18])。

⑨ Foster Wheeler

FW 炉は、加圧噴流床方式で、ガス化剤には酸素か空気のどちらかを使う方式がある。ガス

化炉は二段になっており、上段で最初に微粉炭のガス化が行われ、残留チャーは下段部でガス化されるシステムである。このプロセスは FW 社によって考案されたものであるが、まだ実際にプラントを製造して試験は行われていない。このプロセスを使った IGCC システムの経済性研究は、ガスタービン入口温度が 2,000°F と 2,400°F について行われている (文献 [1])。2,400°F ガスタービン方式については、さらに酸化剤を酸素と空気にした場合で経済性計算の報告がある (文献 [2], [7])。

3. 評価方法

3.1 評価基準

本研究は、過去に報告された IGCC の建設費のデータを総合的に比較評価することを目的

としている。IGCC の経済性に関する研究のほとんどは、表 2.2 に示したように米国電力研究所 (EPRI) にて行われたものであることから、本研究で使った評価基準は、EPRI で統一している技術経済評価システムに則したものである。それによると、IGCC システムに関する主な評価基準は以下の通りである。

建設場所：シカゴ，イリノイ州（あるいはダラス，テキサス州）

標 高：600 ft

大 気 圧：14.4 psia

夏期乾球温度：88°F

炭 種：イリノイ No. 6（西部炭，テキサス褐炭）

エネルギー省 (DOE) とアルゴンヌ国立研究所 (ANL) で行われた研究の評価基準もほぼ EPRI のものに似ており、大きな差違は見られなかった。研究の多くは、建設場所をイリノイ州の南部に設定し発電用石炭をイリノイ No. 6

瀝青炭としている。イリノイ炭は合衆国では最も典型的な炭種で、現在その年間生産量が最も多い。その他、西部炭は、ルルギ炉のドライアンシュプロセスにテキサス褐炭は KRW 炉とシェル炉の評価に使われている。

建設費と運転費は、5 基目の商用プラント (fifth of a kind plant) を対象に見積っている。建設費は、次に示す費用項目から構成されている。

- 基本建設費（直接費，間接費）
- 危険費（プロセス，プロジェクト）
- 建中利子
- 他の資本費（特許料，運転前調整費，流動資本，土地）

基本建設費は、オンサイトとオフサイトで発電所建設に必要な設備費目から構成されており、それには装置の売上げ税も含まれる。IGCC システムの基本建設費を構成する設備のイリノイ No. 6 とテキサス褐炭を用いた場合

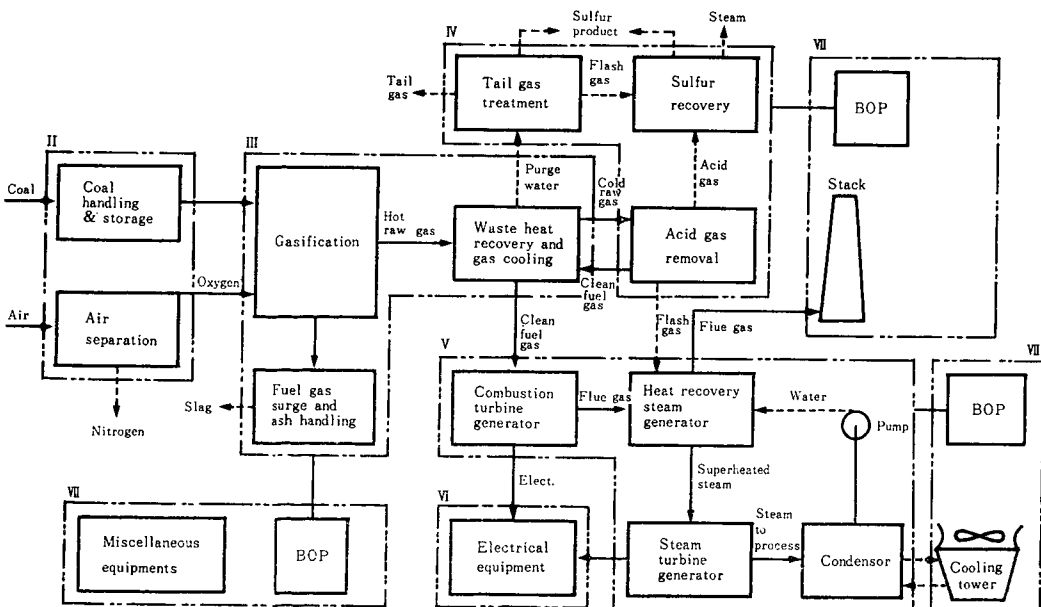


図 3.1 IGCC システムの設備費目構成 (テキサコ，酸素吹き)



ると図 3.1 のようになる。図 3.1 に表わされている設備を、建設費の費目で整理すると次のようになる。

(直接費)

- I. 建屋・土木工事
- II. 燃料供給設備
  - II. 1. 燃料取扱い・貯蔵設備
  - II. 2. ガス化剤製造設備
- III. ガス生産設備
- IV. ガス精製設備
- V. 複合発電設備
- VI. 電気設備
- VII. BOP と雑設備

(間接費)

- VIII. 現場エンジニアリングと建設サービス
- IX. 本社エンジニアリング

3.2 分析方法

表 2.2 の報告書は、必ずしもすべてが、プラントの基本設計と設備の配列を同一にしているとは限らず、建設費の見積り評価年も異ったものである。異なる報告書の建設費データを整合化することは非常に難しい問題で、過去の報告書を基にすべての IGCC システムの建設費を完全な形で比較評価することは不可能であろう。本研究は、過去において研究された数多くの貴重な研究成果を生かすことを目的に、近似的な方法により、各種 IGCC システムの経済性比較を試みた。比較評価は、建設費の規格化と整合化の 2 つの分析法で行った。

(1) 規格化

この方法は、単純な分析法で、2 つのステップから成っている。第 1 ステップは、正味発電出力を同一出力に設定し、スケール指数を用いて建設費を同一出力の値に換算する作業である。規格化した正味発電出力は、1,000 MW と

500 MW で、建設費の換算に必要なスケール指数は次の値である (文献 [11])。

発電出力範囲 [MW]	スケール指数	
	IGCC プ ラント	在来型微 粉炭火力
250~500	0.73	0.63
700~1,200	0.88	0.82

第 2 ステップは、規格化された建設費を 1985 年 12 月の価格に換算する作業である。その作業は 1985 年 12 月の GNP 値を基準にしてそれ以前の値のデフレータを作成し、各評価年の規格化された建設費にその年の GNP デフレータをかけることで換算した。

(2) 個別技術の比較評価

スケール指数と GNP デフレータを用いた換算法は容易であることから、異なる報告書の建設費の値を比較するのに良く用いられる方法である。しかし、この方法の欠点は、すべての方式が同一のスケール指数で必ずしも換算できるとは限らないことと、GNP デフレータは建設費のエスカレーションを正確に反映していないことにある。このことから、計算により得られた値には誤差が含まれており、建設費全体の近似的な比較には有用であっても、建設費を構成する個々の設備費の比較には問題がある。

本研究では、これを解決する方法として基準技術を設定し、その技術を基にして他の技術の建設費と発電効率がどのように異なるかを評価する方法を開発した。この場合異なる報告書のすべての技術を基準技術に対して比較できるようにするためには、次に述べる仮定が必要となる。

表 3.1 で、報告書 (II) の A' 方式はプラントの基本的な設計が A 方式と同じであるが、導入主体である電気事業の評価基準とプラント費

表 3.1 B方式の建設費と発電効率の推定

報告書(I)	A方式	B方式	(比率)
各設備費	$A_i$	$B_i$	$p_i = B_i/A_i$
発電効率	$\eta_a$	$\eta_b$	$q = \eta_b/\eta_a$
報告書(II)	A'方式	B'方式	
各設備費	$A_i'$	$B_i' = n_i p_i A_i'$	
発電効率	$\eta_a'$	$\eta_b' = q \eta_a'$	

用を見積ったエンジニアリング会社が異っているものである。この場合、同一設計のプラントであっても、各設備費の構成と発電効率の値はA方式とA'方式とで異ったものになる。また、報告書(II)にはA'方式以外に他方式の見積りはあるが、B方式に対する見積りが行われていない。異なる報告書の各種方式を比較するには、B方式を報告書(II)の各方式と比較できるように工夫が必要となる。本研究では、報告書(I)のプラントの各設備費と発電効率をA方式とB方式とで比率をとり、それぞれの値にA'方式の各設備費と発電効率をかけ合わせることで、新しくB'方式を作り出している。すなわち、B'方式とは、報告書(I)の推定結果を基にして、報告書(II)の評価基準に合わせたB方式とも言える。表3.1のB'方式の設備費の推定に使われている $n_i$ は、各設備ごとのエスカレーションに関する補正係数である。エスカレーションの値は正確には同一設備でもA方式とB方式とで異なるであろうが、もしそれが同じ値とすると $n_i=1$ となる。実際には、エンジニアリング会社等の意見を参考にして、 $n_i$ の値を決める必要があるが、 $n_i=1$ としても誤差はそれほど大きくないものと思われる。この方法を用いることで、異なる報告書のあらゆる方式について、建設費と発電効率を比較評価することが可能となる。

本研究では、基準技術をもとにして上記の方法により各種IGCC方式の建設費と発電効率

の変化を比較した。基準技術は、第2世代の技術で最も商用化に近い方式を選んだ。それは、テキサコ炉、酸素吹き、湿式ガス精製、2,000°Fガスタービン、再熱サイクルである。この方式は、最も多く研究されており、信頼性の高いデータが数多くある。

## 4. 結果

### 4.1 建設費の規格化

異なるIGCCシステムの経済性を比較する方法として、最初に建設費をスケール指数とGNPデフレーターを用いて規格化する試みを行った。規格化した建設費は、基本建設費であって危険費や他の資本費を含まない値である。図4.1と図4.2は、発電出力が、それぞれ1,000MWと500MWのすべてのIGCCシステムについて、規格化した建設費と発電効率をプロットし、そのバラツキを分布で表わしたものである。発電出力と発電効率は正味の値で、建設費は1985年12月価格である。図の結果から、IGCCの経済性は次に述べる3つの点からその特徴を整理することができる。

- (1) 微粉炭火力との比較
- (2) バラツキ分布の大きさ
- (3) 発電効率の高い方式ほど建設単価が小さい

比較の基準として、在来型技術である微粉炭火力の値を図にプロットしてある。微粉炭火力は、今の環境基準に適合した排煙脱流装置を備えたモデルプラントで、電気出力1,000MWと500MWについてそれぞれの経済性の算定を行ったものである(文献[22],[23],[24],[25],[26])。図4.1と図4.2で微粉炭火力の値は図のほぼ中央に位置していて、IGCCの微粉炭火力と比べた経済性は必ずしも優れている

とは言えず、それはシステム設計に依存していることがわかる。

図を見てまず気がつくことは、バラツキ分布が大きいこと、そしてそれはガス化方式で異っていることである。分布の大きさは、研究されたデータ数に依存しているが、主な原因は設計の違いによるものである。すなわち、テキサコ、ルルギ、BGC 方式については比較的多く

の報告書が出されている。しかし、そこで研究された技術は、異なるシステム設計を基にしたものである。図で右下に位置する技術ほど経済性は高いが、どのガス化方式が経済性に優れているかは、それぞれの分布が大きくて図から判断することは難しい。分布の大きい理由をテキサコ方式を例にとり説明することにする。

図 4.3 と図 4.4 は、表 2.3 で示したテキサ

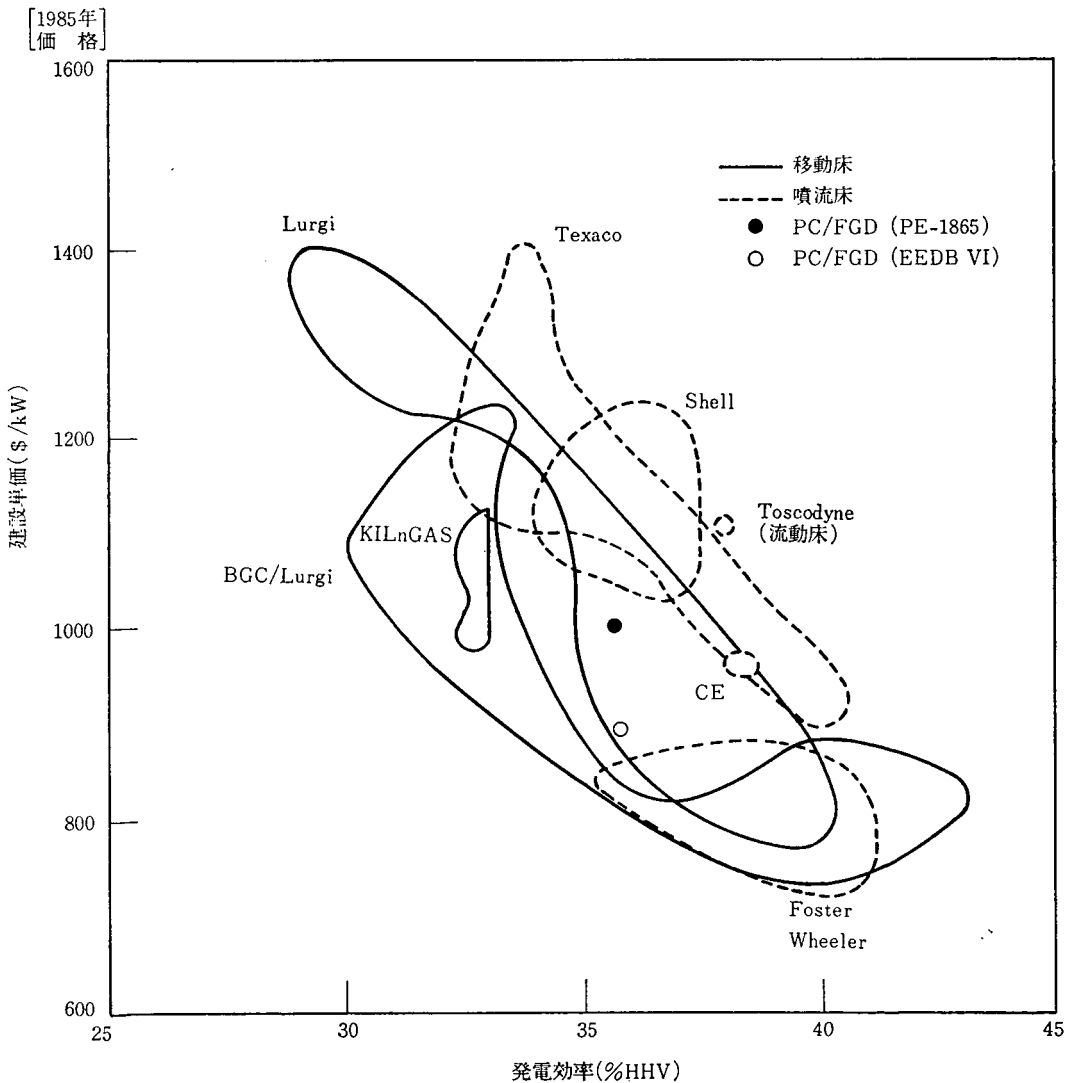


図 4.1 建設費と発電効率の分布 (1,000 MW)

コ方式の異なる 22 種類の技術について、それぞれの建設費を規格化し、棒グラフで示したものである。図 4.3 に示す電気出力 1,000 MW の方式を見ると、建設単価は \$ 900/kW ~ \$ 1,400/kW と幅広く分布しており、ガスタービン入口温度の高い方式 (No. 7, 13) は建設単価が小さいが、複合サイクルで STEAG (No. 14) や再生サイクル (No. 10)、それに水

消費量を減少した方式 (No. 2) は大きいことがわかる。図 4.4 の 500 MW の方式は、1,000 MW に比べデータ数が少ないにもかかわらず、その建設費分布の範囲は \$ 1,200/kW ~ \$ 1,800/kW と大きくなっている。どちらの図からも共通して言えることは、建設費が技術の違いで大きく変わることである。

しかし、同一技術の建設費を比較すると、比

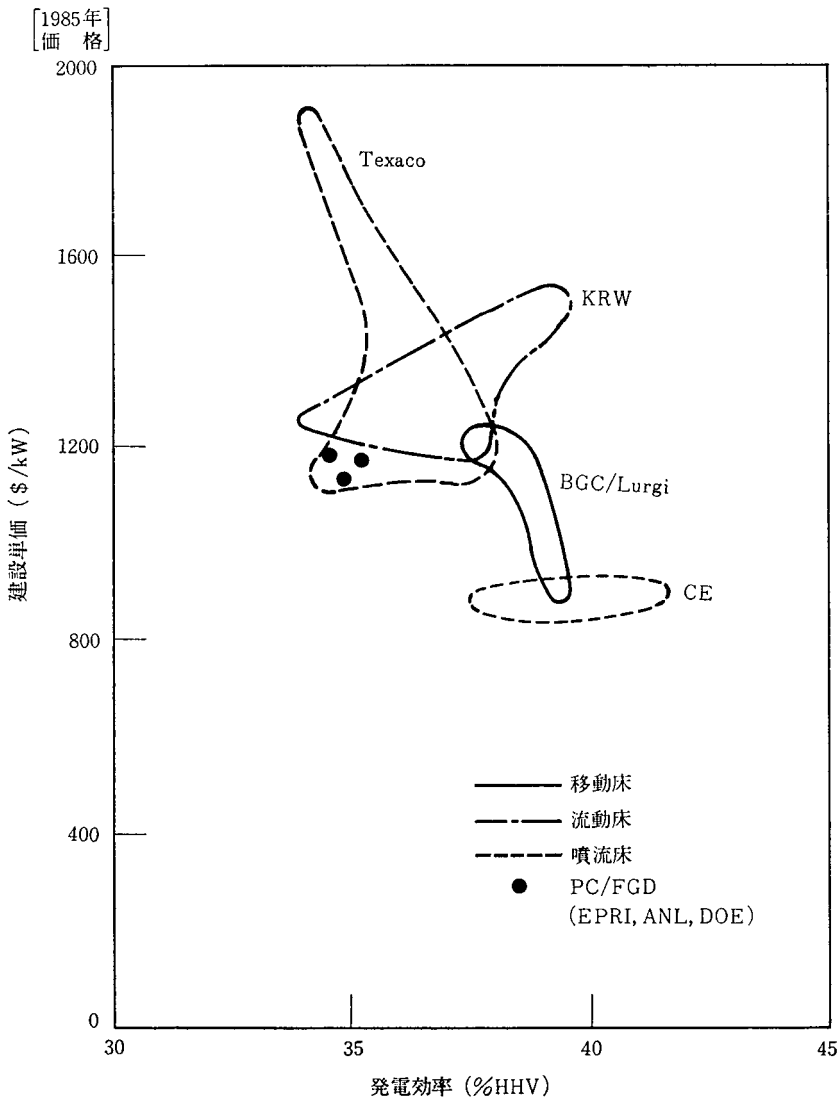


図 4.2 建設費と発電効率の分布 (500 MW)

較的良好一致をしていることがわかる。図 4.3 で、データ数が多い技術番号 1 と 6 の分布誤差は、それぞれ 10% と 1% である。技術番号 1 の中で、報告書 AP-2212 と AP-3084 のテキサコ方式は同一技術でありながらガス化炉の配列数は互いに異なっており、それぞれ 4 基（予備 1 基を含む）、10 基（予備 2 基）である。もし、この 2 つを取り除くと、建設費の分布誤差はさらに小さくなり、約 3% である。このことは、スケール指数と GNP デフレータを用いた

建設費の比較は、一般には精度が良くないと考えられているが、ここで得られた結果によると、同一技術の間ではその一致が良いことがわかる。

次に「発電効率が高い方式ほど建設単価が小さくなる」理由を、テキサコ方式を例に調べてみることにする。図 4.5 は、図 4.3 の分布の中で、テキサコ方式だけを取り出し分布データを実際にプロットしてみたものである。破線で囲んだ部分は、複合サイクルの設計が同一であ

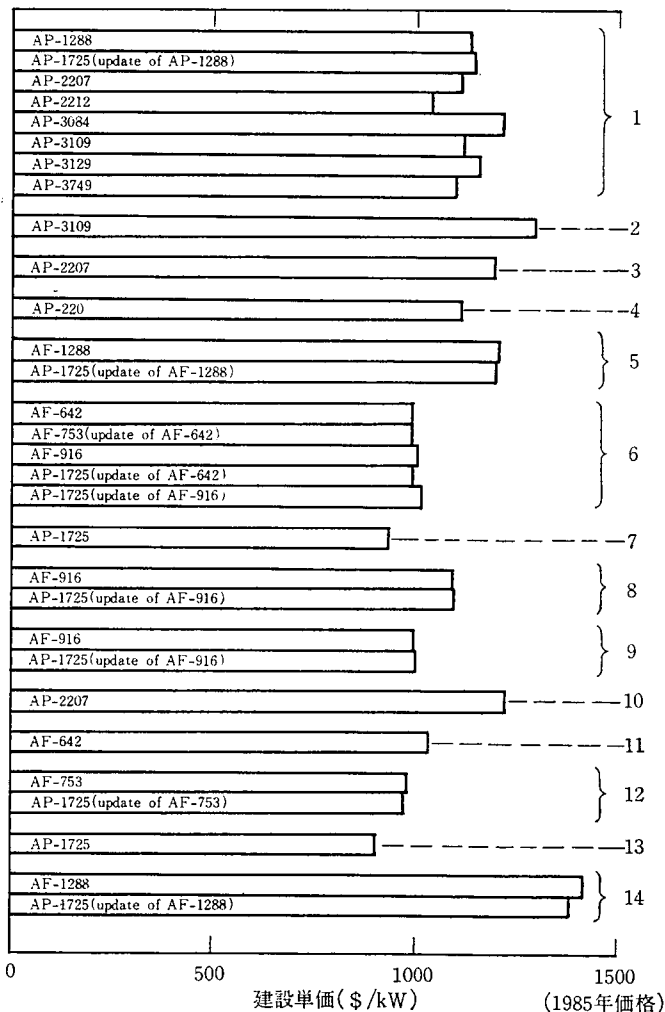


図 4.3 1,000 MW に換算したテキサコ型 IGCC システムの建設費

ることを示している。それによると、STEAGと非再熱サイクルは、再熱サイクルに比べ経済性が悪いことがわかる。再熱サイクルの中でも水消費量を少なくした技術は経済性が悪いが、ガスタービン入口温度を高くした技術は経済性が大幅に向上していることがわかる。この複合サイクルとガスタービン温度の経済性への影響

は、テキサコ方式だけでなく、他の方式でも見られる。しかし、ルルギ方式で経済性を大きく向上させているのは、乾式ガス精製による影響が最も大きく、それはタール専焼ボイラーが不要となるためである。

以上、今まで述べた結果から建設単価の低減は、複合サイクルやガスタービン技術などの違

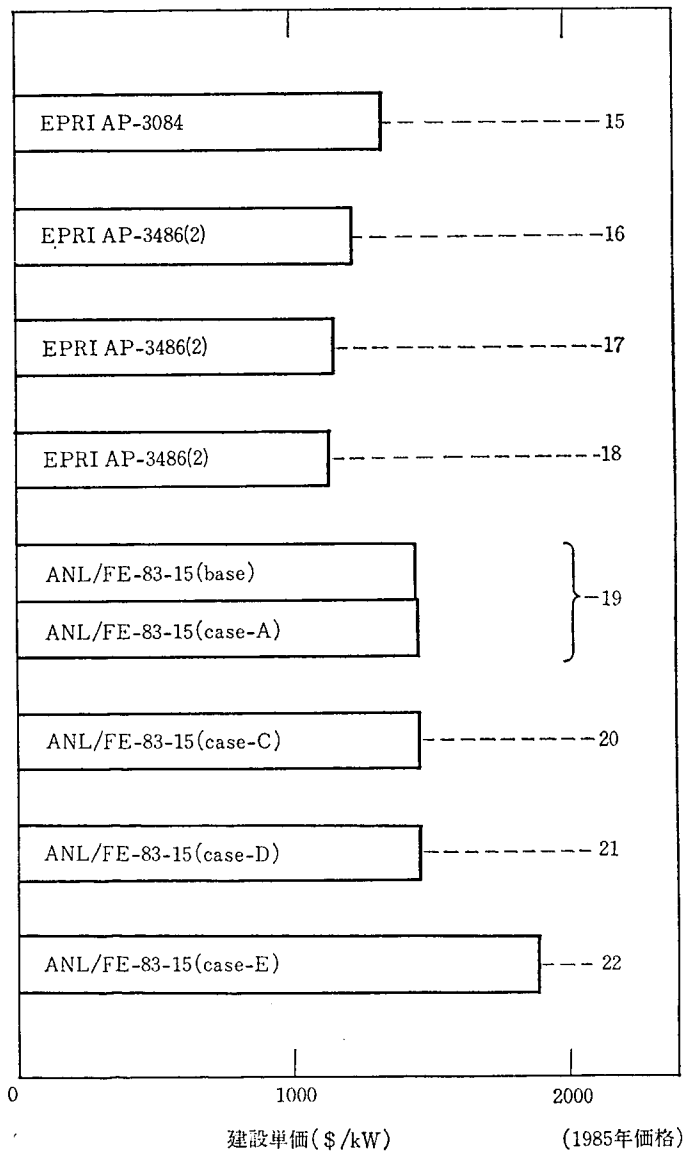


図 4.4 500 MW に換算したテキサコ型 IGCC システムの建設費

いによるものであることが理解できた。しかし、建設費の低減に建設費を構成するどの設備費が最も大きな影響を与えているかはわかっていない。その問題に入る前に、発電効率と発電出力との関係を調べる必要がある。一般に、両者の間には、強い相関があると考えられてい

る。すなわち効率の向上は、プラントへの入熱を一定にとると同種システムでは発電出力が増えたとも理解できる。図 4.6 は表 2.2 の報告書で研究されたすべての技術について、その発電効率と発電出力とをプロットしたものである。図から両者の間にはっきりとした比例関係

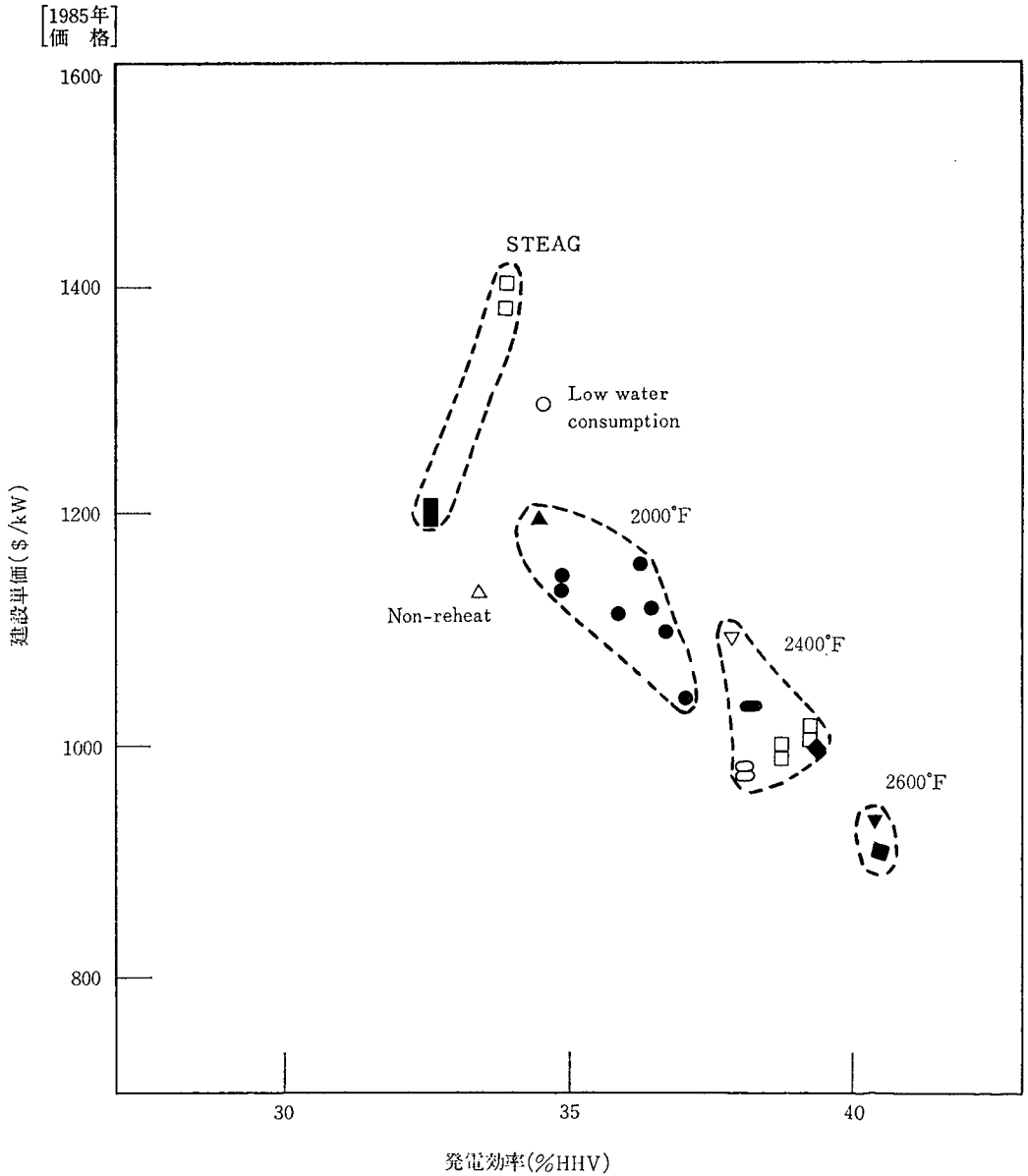


図 4.5 テキサコ型 IGCC システムの発電効率と建設費

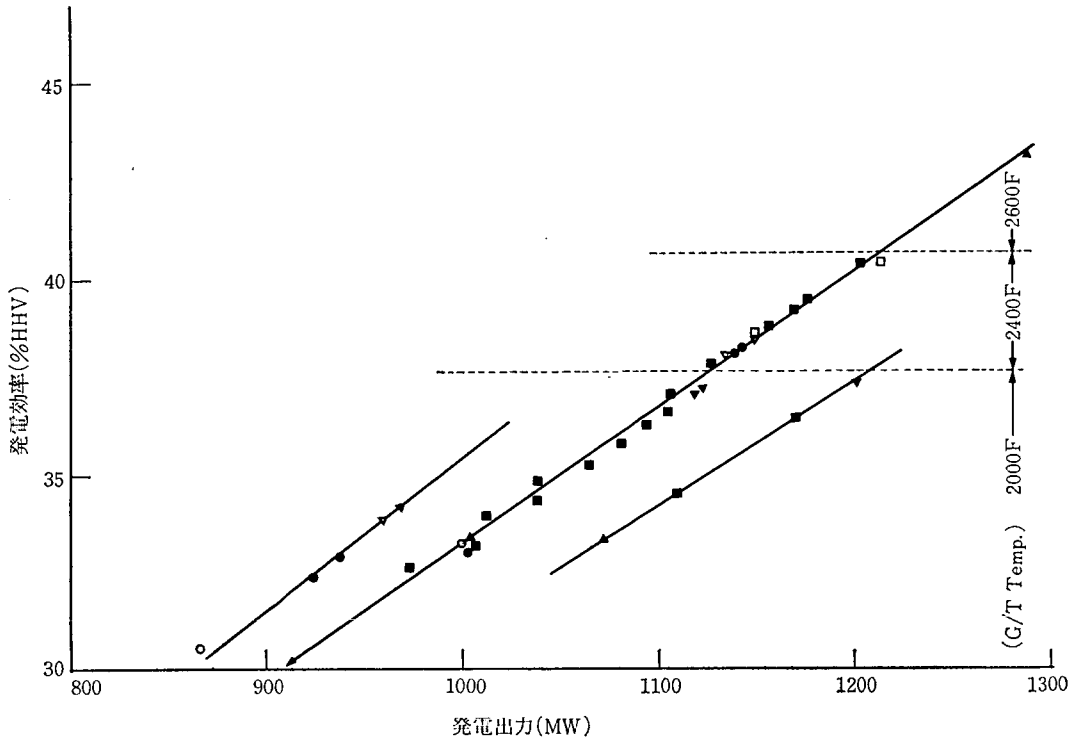


図 4.6 発電出力と発電効率

があることがわかる。比例関係が3つの異なる直線で表わされているのは、炭種すなわち発熱量の違いと燃料の供給速度の違いによるものである。図から今までの報告書の技術は、石炭供給で基本的に3つに分類できることがわかる。この比例関係から効率を発電出力に置き換え、発電出力に対し建設費がどのように変わるかを調べることは興味あることである。

図 4.7 は電気出力 1,000 MW クラスの技術について、各設備単価の比をその技術がもつ正味発電出力に対しプロットしたものである。設備単価の比は、1,000 MW の単価を基準に他の技術の値との比をとったものである。実際には、データは大きくバラツキしており、図の直線は、その平均的傾向を描いたものである。特にデータのバラツキは、石炭取り扱い設備とガス

化設備でその度合いが大きかった。ガス化設備のバラツキの大きい理由は、ガス化炉の配列数が技術により、様々であることによると考えられる。図から、複合サイクル以外は、発電出力の増加に伴い建設単価は大きく減少していることがわかる。その減少傾向が破線 ( $C_1=C_2$ ) より下部にあるということは、発電出力を増す設計にすると、設備費の絶対額が少なくなることを示している。これは、発電出力上昇、すなわち効率向上により、石炭の供給量が減り、設備の小型化が可能になるためと考えられる。すなわち、通常同一技術で考えられるスケール効果(破線  $C_1=C_2$  までの傾き)に比べて、効率向上による設備費の低減効果は非常に大きいことがわかる。その効果が最も大きく現われているのは、ガス化装置、ガス精製および石炭取扱い



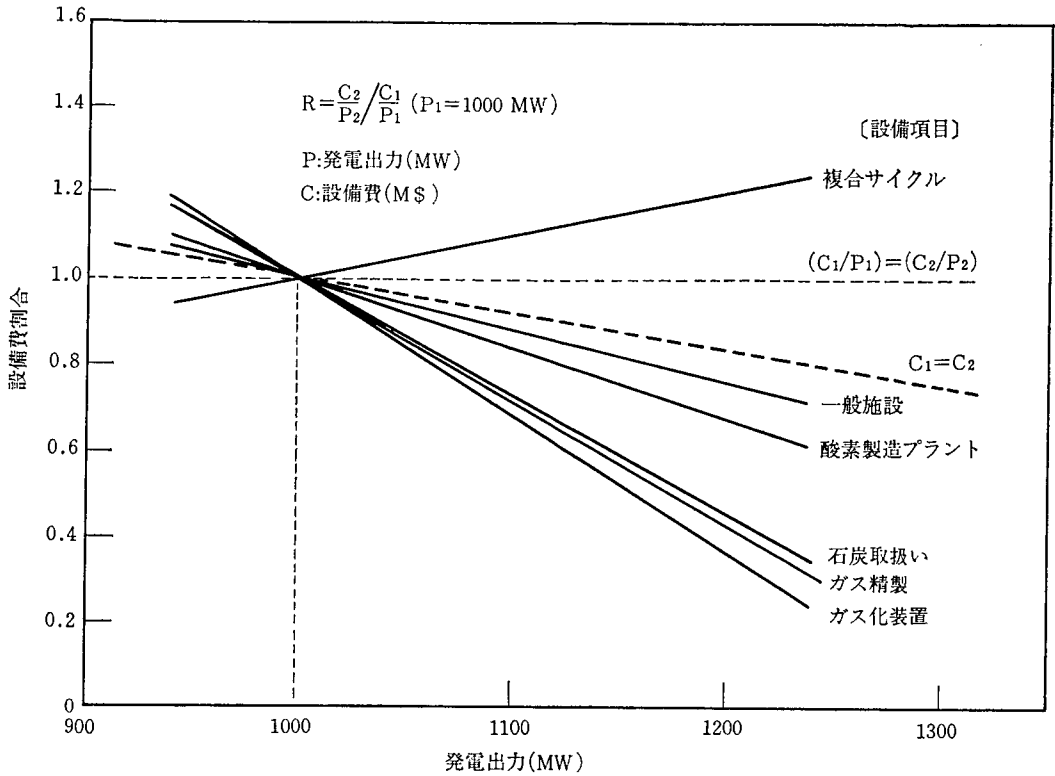


図 4.7 設備費の発電出力による影響

設備である。しかし、効率向上に最も大きく寄与している複合サイクルは、効率の上昇に伴い発生する温度条件の厳しさやシステムの複雑さなどにより、その設備単価を増大させている。複合サイクルの設備費は、通常、建設費全体の25~35%で、その増加割合も他の設備の低減割合に比べかなり小さいため、結果として、プラント全体の建設単価は、図 4.3, 4.4 で示したように効率が向上すると低下することになる。

#### 4.2 個別技術の比較評価

前節では、IGCC システム全体の経済性を扱い、それが、ガス化方式や設計の違いによってどういった傾向を持っているかを検討した。この節では、各技術間の経済性の差を定量的に評価するため、基準技術を選定し、それをもとに

したとき他のガス化方式や設計の異なる技術の建設費と発電効率がどのように変わっているかを調べることにする。基準技術としては、次の設計仕様を持つ第2世代技術のうち最も商用化に近いテキサコ方式である。

基準技術：スラリー供給、酸素吹き、テキサコ炉（輻射型/対流型）、湿式ガス精製、2,000°F ガスタービン入口温度、再熱サイクル、湿式冷却

上記の設計仕様書を持つテキサコ方式は、いくつかの報告書で取り上げられ、その経済性評価が行われている（表 2.3, No. 1）。図 4.8 は、各報告書で基準技術をもとにして、設計の異なる他のテキサコ方式の建設単価と発電効率がどの程度変わっているかを計算し示したものであ

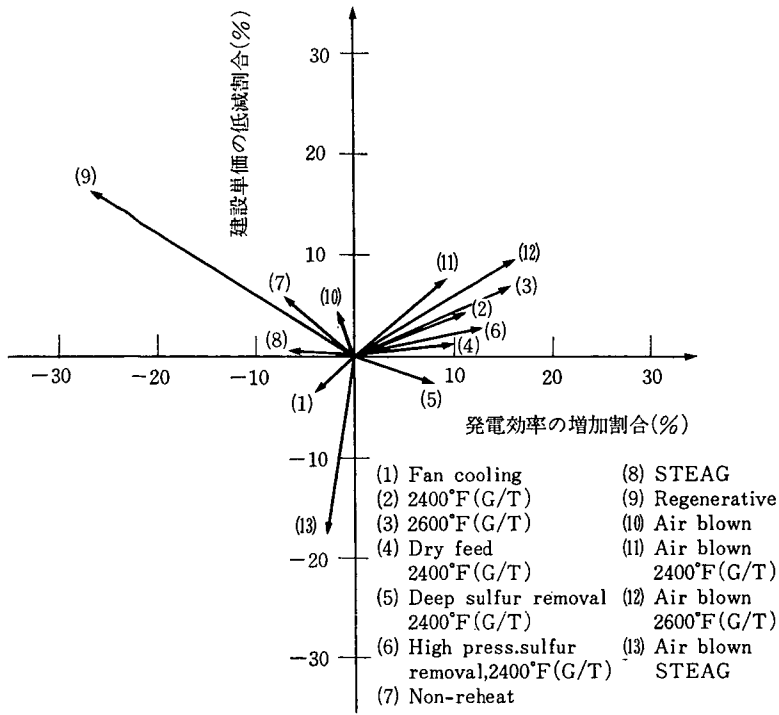


図 4.8 各種テキサコ型 IGCC システムの建設費と発電効率

る。図で、第 1 象限にある技術は基準技術に比べその経済性が優れており、第 3 象限の技術は逆に劣っている。第 2, 4 象限の技術は、発電コストを算定して比較しない限り、その経済性の優劣を判断することはできない。図から、ガスタービン温度を高めた技術はほとんどすべて基準技術に比べ経済性が高いことがわかる。

図 4.8 で取り上げた基準技術は基本的な設計仕様は同じであるが、主要設備の配列数やプラントエンジニアリングの考え方は必ずしも同一であるとは限らない。そこで、ある特定の基準技術を設定し、それをもとに他のテキサコ方式の経済性を比較すると、図 4.8 はどのように変わるかを調べることにする。図 4.9 は、基準技術に、最新の報告書である AP-3749 のものを選び、その建設単価と発電効率をもとに設計仕様の異なるテキサコ方式の経済性を調べた結果

である。この比較を行うには、3.2 (2) で述べた仮定が使われている。図 4.9 が図 4.8 の結果と大きく違う点は、空気吹きが経済性が悪くなっていることである。この理由は次のように説明できる。AP-3749 では、ガス化炉とガスタービンの配列数がそれぞれ 10 基、9 基と非常に大きく、それらの設備費の建設費に占める割合が大きい。このことは、ガス化炉設備費が高い空気吹き方式にとって、その配列設計で建設することは不利になることを意味している。このように、IGCC の経済性は、設計仕様の違いだけでなく、設備の配列数の違いなどにもより影響を受け極めて複雑となっている。

次に、テキサコ方式の経済性に最も影響を与えている複合サイクル技術の違いについてその経済性を調べることにする。図 4.10 は、基準技術に AP-3084 のテキサコ方式を選び、異な

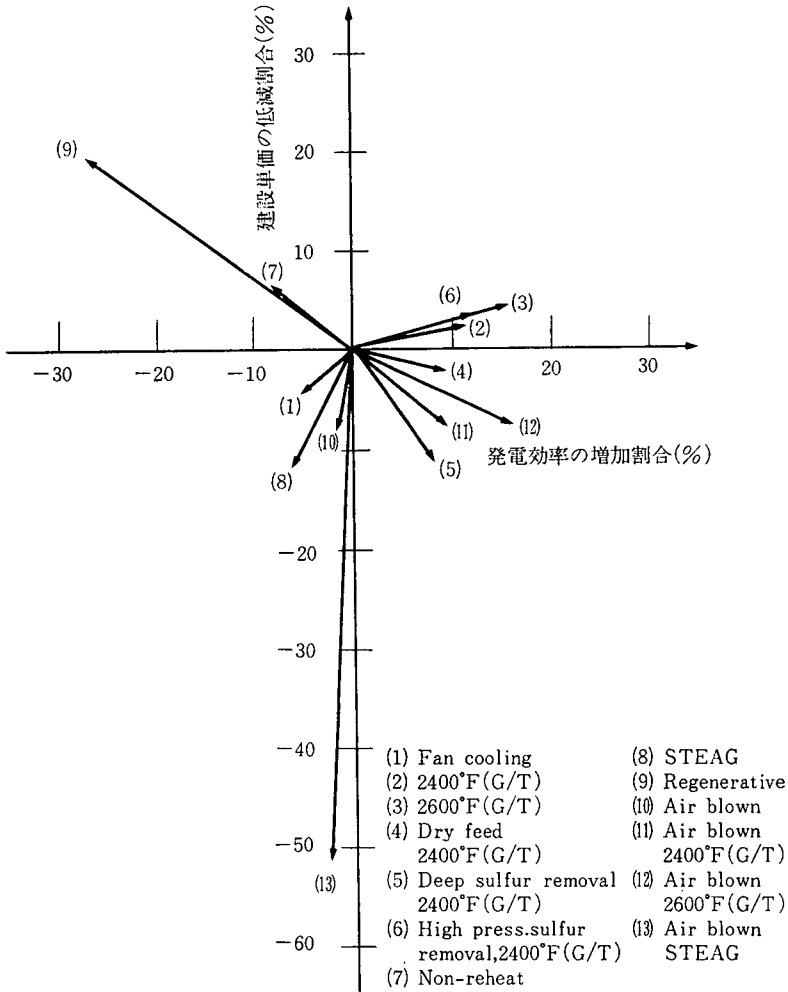


図 4.9 同一基準技術に対する経済性 (テキサコ型 IGCC システム : AP-3749)

る複合サイクル方式の建設単価を表わしたものである。図でガスタービン入口温度を高くしたときの建設費の電気出力に対する低減割合は、通常のスケール効果に比べてかなり大きいことがわかる。その低減割合は、空気吹きより酸素吹きの方が大きく、酸素吹きでも発電出力が小さい 500 MW クラスほど大きくなるのがわかる。中でも、500 MW クラスでガスタービン温度 (2,600°F) の高い IGCC システムの建設単価は、微粉炭火力の値にほぼ近いことがわ

かる。IGCC の発電効率の高さを考慮すると、その経済性は、発電コストを計算せずとも微粉炭火力より優れていることがわかる。

図 4.11 は、テキサコ方式の基準技術と他のガス化方式との経済性をガスタービン入口温度を 2,000°F と 2,400°F とに分けて比較したものである。図から、FW, BGC, Shell, CE 方式は基準技術のテキサコ方式に比べ経済的に優れていることがわかる。しかし、KILnGAS, Lurgi, Tosac 方式に関しては、発電コストを

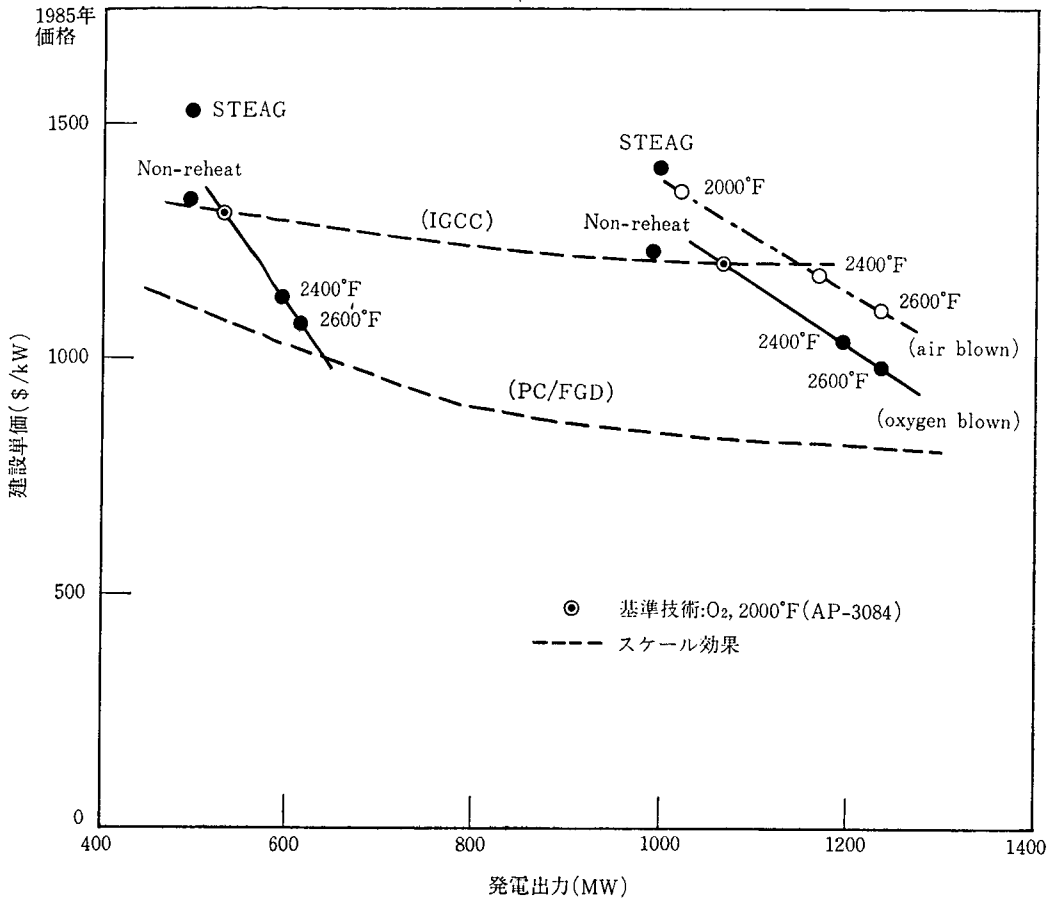


図 4.10 建設費のスケール効果とガスタービン入口温度による影響

計算しない限り、その経済性がどの程度違うかはわからない。

今まで取り上げた建設費は基本建設費でそれには危険費やその他資本費（特許料、運転前調整費、流動資本、etc）が含まれていない。そこで、そういった費用を建設費に含めたときIGCCの経済性はどのように変化するかを次に調べることにする。

表 4.1 は、テキサコ方式の各設備について、プロセス危険費を文献や専門家の意見をもとにまとめたものである。プロセス危険費とは、商用規模の機器に対する技術的特性および費用を定量化するとき、技術の未熟さによる情報不足

を補うリスク費用を表わしたもので、各機器費用に追加される費用である。その費用を見積る方法に、要素機器の開発段階から決める方法がある。開発段階の違いによるプロセス危険費の概略値を示すと次のようになる。

[要素技術の開発段階]	[プロセス危険費]
A 新概念でデータが限られている	40%以上
B ベンチスケールの概念設計	30~70%
C 小型パイロット研究	20~35%
D 実証研究	5~20%
E 商用化段階にある	0~10%

表 4.1 は、上の評価基準をもとにテキサコ方

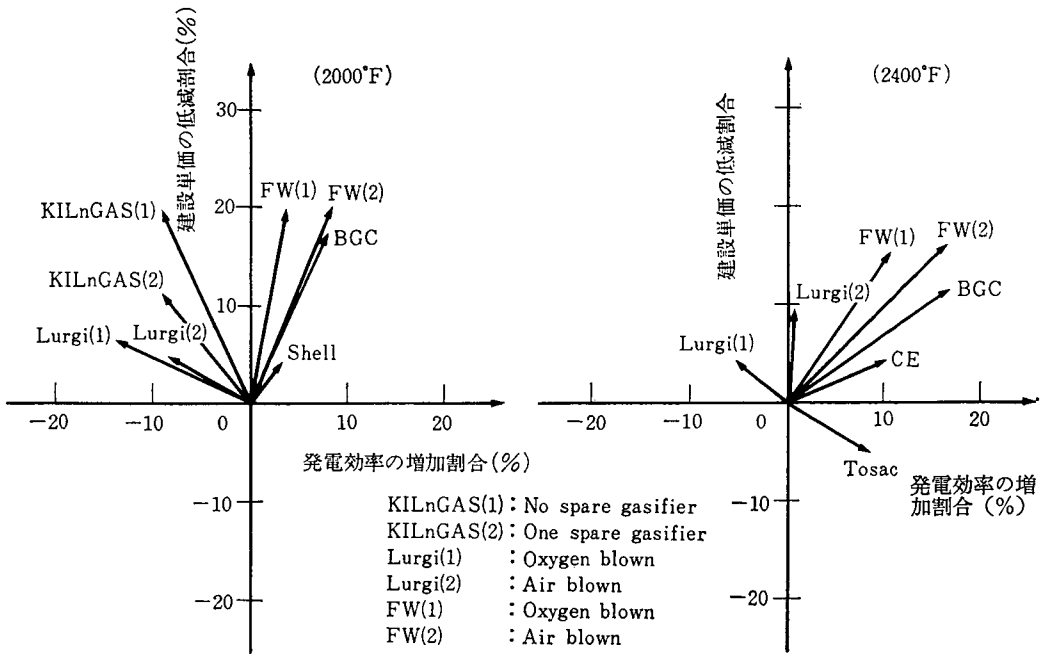


図 4.11 各種ガス化方式の建設費と発電効率

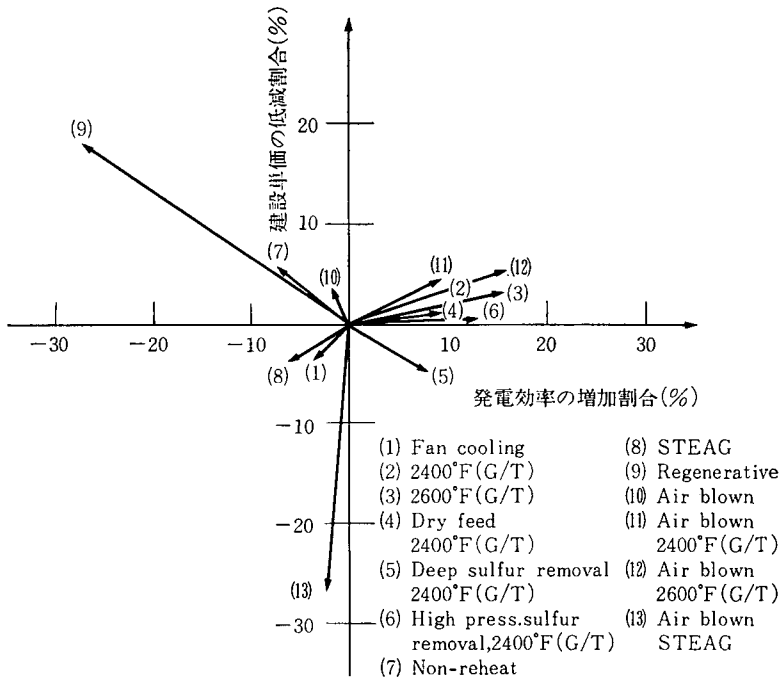


図 4.12 各種テキサコ型 IGCC システムの建設費と発電効率 (危険費を含む)

表 4.1 テキサコ型 IGCC システムのプロセス危険費

設備項目		危険費 [プロセス] (%)		
燃料取り扱い		0		
ガス化炉		15		
灰処理		5		
ガス化システム	ガス冷却システム	輻射型/対流型, 水クエンチ型	15	
		輻射型	20	
		再熱	1,400~1,800(psig)/900~1,000(°F)/900~1,000(°F)	15
			2,000~2,500(psig)/1,000(°F)/1,000(°F)	20
		非再熱	20	
		再生	20	
		STEAG	30	
		熱除去	乾式	20
			湿式	15
		その他		0
ガス精製(湿式)		0		
複合サイクル	ガスタービン入口温度(°F)	2,200 < T ≤ 2,400	5	
		T > 2,400	20	
	蒸気サイクル	再熱	1,400~1,800(psig)/900~1,000(°F)/900~1,000(°F)	0
			2,000~2,500(psig)/1,000(°F)/1,000(°F)	5
		非再熱	0	
		再生	0	
		STEAG	5	

表 4.2 各種ガス化方式のプロセス危険費

		移動床			流動床		噴流床					
		KILnGAS	Lurgi		BGC/Lurgi	KRW	Tosco-dyne	Shell	CE	Foster Wheeler		
			O <sub>2</sub>	Air						O <sub>2</sub>	Air	
燃料取り扱い		0	0	0	0	0	0	5	5	5		
ガス化施設	ガス化炉	35	5	5	15	30	40	15	35	45	50	
	灰処理	5	5	5	5	10	5	5	5	5	5	
	ガス冷却	高温	50	—	—	—	30	15	30	20	10	10
		その他	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ガス精製	湿式	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	乾式	/	30	30	30	/	/	/	/	30	30	

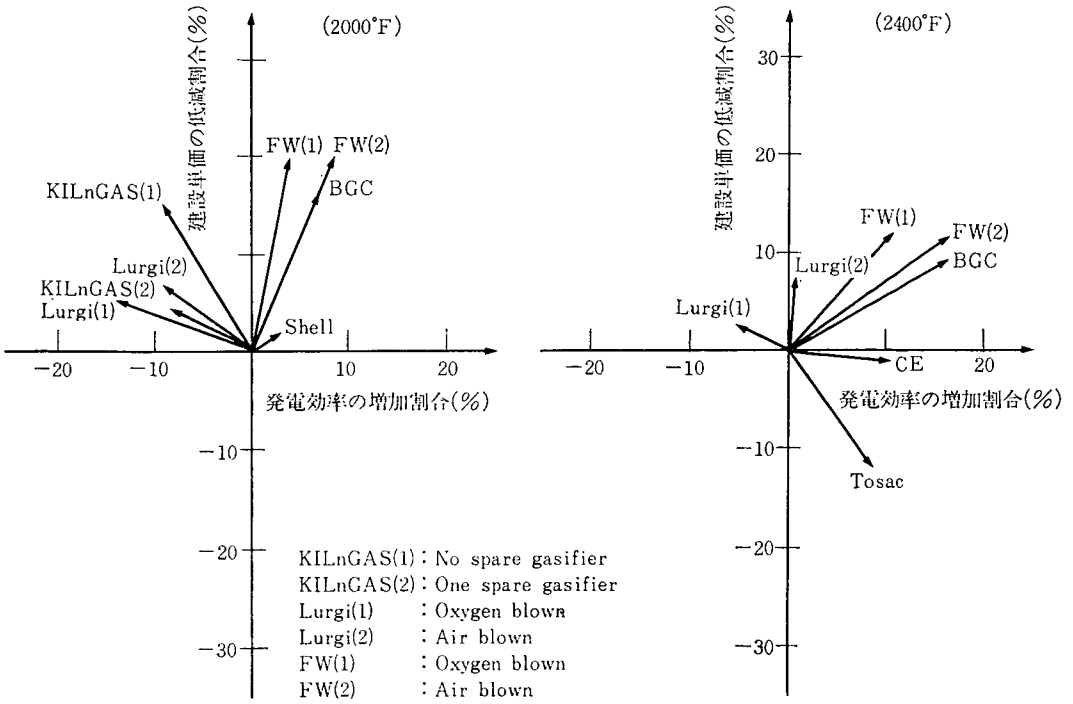


図 4.13 各種ガス化方式の危険費を含めた建設費と発電効率

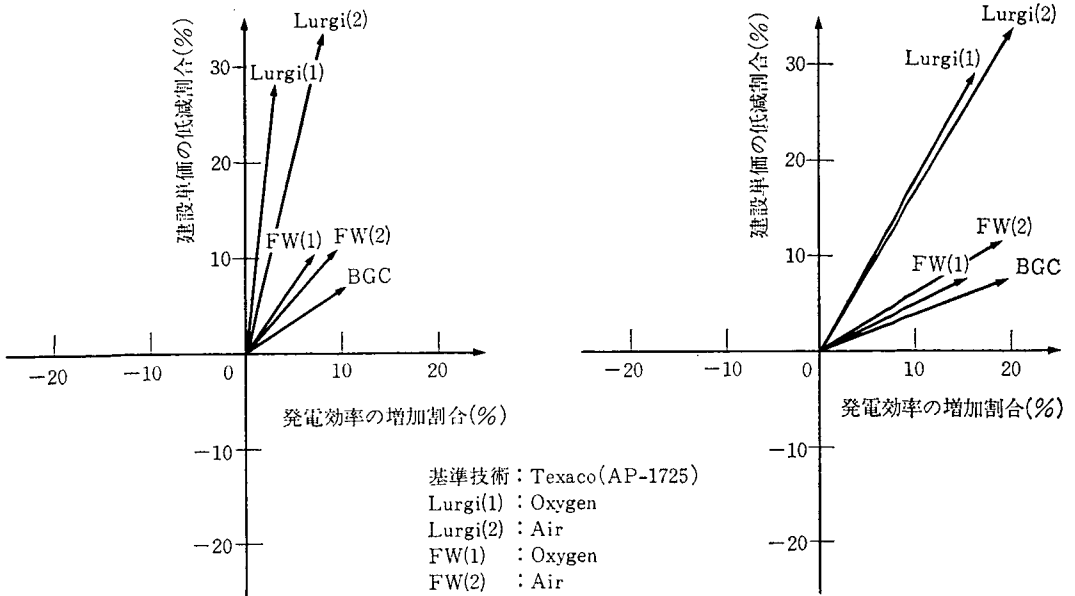


図 4.14 乾式ガス精製にしたときの建設費と発電効率の変化

式の各機器のプロセス危険費を推定したものである。

危険費には上で述べたプロセス危険費とは別にプロジェクト危険費というものがある。これは、実際に詳細な設計で発電プラントを建設したとき、見積り時点では予測できなかった付帯設備の追加費用をいう。この計画の不確実さに対する危険係数は対象プラントの設計と費用見積りの詳細さに依存している。本研究で取り上げた報告書はほとんどが詳細設計をもとに評価したものであるから、プロジェクト危険費の係数として 15% を用いた。

表 4.4 のプロセス危険費と 15% のプロジェクト危険費、それにその他資本費を建設費に加え、基準技術に対する各種テキサコ方式の経済性を調べた結果が図 4.12 である。図 4.12 は図 4.8 に対応しており、両者を比較すると危険費等を加えたときの建設費の低減率は、各方式で小さくなっているが、基準技術に対する優位さは変わっていないことがわかる。

表 4.2 は、テキサコ方式以外のガス化方式について、そのプロセス危険費を表 4.1 と同じ方法で求めたものである。表から、ガス化炉の危険費に関しては、開発段階が初期にある KILn GAS, KRW, ToscoDyne, CE, FW 方式で比較的值が大きいことがわかる。表の値と 15% のプロジェクト危険費、それにその他資本費を建設費に加え、図 4.11 に対応した図を描くと図 4.13 のようになる。図の結果は、テキサコ方式で比較したときの結果と同じようなことが言え、建設単価の低減率は小さくなっているものの、基準技術と比較した経済的優位性は図 4.11 と同様変わっていないことを示している。

図 4.14 は、乾式ガス精製プロセスを採用した各種ガス化方式の経済性を基準技術に対し比

較したものである。図から乾式ガス精製は、効率向上と建設費の低減で大きく貢献できる技術であることがわかる。このプロセスは、経済性を大きく向上させる潜在的な能力をもった技術であるが、問題は、技術が未熟であるためその性能が達成できるようになるまでには、数多くの技術課題を実証しなければならないことにある。

## 5. おわりに

本研究は、石炭ガス化複合発電の経済性評価の第 1 ステップとして建設費と発電効率の分析を行ったものである。分析の結果、設計変更による経済性の変化とガス化炉が異なる各種方式間の経済性の差異が明らかになった。本研究で得られた結果を要訳すると次のようになる。

- (1) IGCC システムの経済性は、設計の違いで大きく変化する。在来型微粉炭火力に比べて経済的に有利になるかどうかは、IGCC システムの設計基準に依存している。移動床、流動床、噴流床の異なるガス化方式間で経済性の差異を区別するのは難しい。
- (2) 発電効率が大きいシステムほど建設単価が小さくなる傾向にある。これは、効率が高いと正味電気出力が大きくなるが、それに対し複合サイクル以外のプラント設備費がほとんど変わらないかあるいは小さくなるため、結果としてプラント全体の建設単価が小さくなることによる。中でも、ガスタービン入口温度の向上は、効率向上と建設単価の低減に大きく寄与することがわかった。
- (3) 空気吹きと酸素吹きとの経済性の差は、ルルギ方式を除いて、他の方式ではほ



とんど見られない。

(4) ガス精製で乾式法は湿式法に比べ熱効率を大幅に向上させるが、建設単価の低減はわずかである。ただし、ルルギ方式に関しては、タール専焼ボイラーが除去できるため建設費の大幅な低減が期待できる。

(5) 酸素吹き、湿式ガス精製、ガスタービン入口温度を同一設計にした各ガス化炉方式の経済性を比較すると、ルルギ、テキサコ、シェル、FW、BGC スラッガーの順に優れていることがわかった。

結論を先に言うと、IGCC システムの経済性を良くするには、発電効率の高い設計システム(ガスタービン入口温度の向上や乾式ガス精製)を選んで、設備の配列数を減らせれば良いことになる。しかし、この場合、たとえ潜在的に高い経済性があったとしても、実際にその性能が得られる要素技術を開発できるかどうかは別問題である。また開発できたとしても、もし、設備配列に予備がないとすると、運転で信頼性のある電力供給が確保できるかは疑問である。このように、経済性と技術の実現性、信頼性とはトレードオフの関係にある。単純な経済性試算だけで、その結果を見て技術を選択することは危険である。このことは技術開発にたずさわる意思決定者は、経済性試算をする際、それがどういった設計基準のもとに行われているかを正確に把握し、技術選択においては経済性のみならず技術的な問題も含めて総合的に判断し、その政策を決めていく必要がある。

今後の作業として、本研究で得られた建設費と発電効率の整合データを基に各方式の運転データを加えて発電コストを算定する必要がある。また、各データの不確実性を考慮したリスク評価を行う予定である。さらに、評価対象の

各種 IGCC システムがわが国において建設された場合、建設費の見積りとそれによって得られる発電コストが合衆国の場合と比べてどのように異なるかを明らかにすることは今後の課題として重要な問題である。現在、合衆国の建設費や運転費のデータを日本円に換算する評価システムを構築中である。

## 文 献

### (IGCC)

- [1] *Comparative Evaluation of High and Low Temperature Gas Cooling for Coal Gasification-Combined Cycle Power Plant Systems*. Palo Alto, California: EPRI, April 1977. AF-416.
- [2] *Economic Studies of Coal Gasification Combined Cycle Systems for Electric Power Generation*. Palo Alto, California: EPRI, January 1978. AF-642.
- [3] *Economics of Texaco Gasification-Combined Cycle Systems*. Palo Alto, California: EPRI, April 1978. AF-753.
- [4] *Effects of Sulfur Emission Controls on the Cost of Gasification Combined Cycle Power Systems*. Palo Alto, California: EPRI, October 1978. AF-916.
- [5] *Economic Study of the ToscoDyne GCC System for Electric Power Generation*. Palo Alto, California: EPRI, October 1978. AF-930.
- [6] *Economic Evaluation of GCC Power Plants Based on the STEAG Combined-Cycle Design and Comparison with a U. S. Combined-Cycle-Based System*. Palo Alto, California: EPRI, December 1979. AF-1288.
- [7] *Economic Evaluation of Coal Gasification for Electric Power Generation (An Update)*. Palo Alto, California: EPRI, February 1981. AP-1725.
- [8] *Economic Evaluation of Gasification-Cycle Power Plants Based on the Air-Blown*

- KILnGAS Process*. Palo Alto, California: EPRI, November 1981. AP-2103.
- [9] *Evaluation of Coal Gasification Combustion Turbine Power Plants Emphasizing Low Water Consumption*. Palo Alto, California: EPRI, January 1982. AP-2207.
- [10] *Economic Evaluation of the Coproduction of Methanol and Electricity with Texaco Gasification-Combined-Cycle Systems*. Palo Alto, California: EPRI, January 1982. AP-2212.
- [11] *Economic Assessment of the Impact of Plant Size on Coal Gasification-Combined-Cycle Plants*. Palo Alto, California: EPRI, May 1983. AP-3084.
- [12] *Coal Gasification Systems: A Guide to Status, Applications, and Economics*. Palo Alto, California: EPRI, June 1983. AP-3109.
- [13] *Shell-Based Gasification Combined Cycle Power Plant Evaluations*. Palo Alto, California: EPRI, June 1983. AP-3129.
- [14] *Cost and Performance for Commercial Applications of Texaco-Based Gasification-Combined-Cycle Plants*. Palo Alto, California: EPRI, April 1984. AP-3486 (2).
- [15] *Coproduction of Methanol and Electricity*. Palo Alto, California: EPRI, October 1984. AP-3749.
- [16] *Evaluation of the British Gas Corporation /Lurgi Slagging Gasifier in Gasification-Combined-Cycle Power Generation*. Palo Alto, California: EPRI, March 1985. AP-3980.
- [17] *Cost and Performance of Kellogg Rust Westinghouse-based Gasification Combined-Cycle Plants*. Palo Alto, California: EPRI, June 1985. AP-40.
- [18] *Study of Electric Plant Applications for Low BTU Gasification of Coal for Electric Power Generation*. Windsor, Connecticut: DOE, August 1978. FE 83-15.
- [19] *Integrated Coal Gasification/Combined Cycle Power Plant With Texaco Gasification Process*. Argonne, Illinois: ANL, June 1983. FE 83-1.
- [20] *Integrated Coal Gasification/Combined Cycle Power Plant With BGC/Lurgi Gasification Process*. Argonne, Illinois: ANL, June 1983. FE 83-16.
- [21] *Integrated Coal Gasification/Combined Cycle Power Plant With Westinghouse Gasification Process*. Argonne, Illinois: ANL, June 1983, FE 85-17.
- (PC/FGD)
- [22] *Coal-Fired Power Plant Capital Cost Estimates*. Palo Alto, California: EPRI, May 1981. PE-1865.
- [23] *Phase VI Update (1983) Report for the Energy Economic Data Base Program—EEDB VI*. Philadelphia, PA: United Engineers and Constructors Inc., September 1984. DOE/NE-0051/1.
- [24] *Capital Cost Estimates and Schedules for Coal-Fired Power Plants*. Palo Alto, California: EPRI, August 1986. P-4542.
- [25] *Pulverized Coal-Fired Power Plant with a Wet-Limestone Flue Gas Desulfurization System*. Argonne, Illinois: ANL, June 1983. FE 83-10.
- [26] *Phase VII Update (1984) Report for the Energy Economic Data Base Program—EEDB VII*. Philadelphia, PA: United Engineers and Constructors Inc., August 1985. DOE/NE-0059/2.

( うちやま ようじ  
経済部  
エネルギー研究室 )