

3. ガス化複合サイクル発電

(Integrated Gasification Combined Cycle)

石橋喜孝*¹・太田一広*²
(Y. Ishibashi) (K. Ohta)

山口健志*³・佐々木孝*⁴
(K. Yamaguchi) (T. Sasaki)

1. はじめに

1973年のエネルギー源別の電源構成比は、原子力3%、石油火力57%、LNG火力6%、石炭火力7%、水力27%であり、大きく石油に依存していた。その後、二度のオイルショックの経験により、わが国のような資源に乏しい国でエネルギーセキュリティーを守るためには、電源のベストミックスが何よりも重要であり、原子力、LNG火力、石炭火力の導入を進めた結果、1999年度末には、原子力20%、石油火力22%、LNG火力27%、石炭火力11%、水力20%となり、バランスの取れた構成比となってきている。

また、オイルショックを契機として、省資源、省エネルギーの重要性が認識され、LNG火力と石炭火力を中心に、高効率化が図られた。LNG火力については、初めは汽力発電方式（ボイラ・タービン方式）が導入されたが、1984年に東新潟火力および1986年に富津火力で1,100℃級のコンバインドサイクル方式のLNG火力が導入されて以降、その効率の高さと経済性から、コンバインドサイクル方式のLNG火力が積極的に導入された。現在建設されているLNG火力は全てコンバインドサイクルとなっている。コンバインドサイクルは、採用するガスタービンの燃焼温度の向上と共に、出力と効率が向上し、結果として発電コストの低減が図られる。現在のガスタービン燃焼温度は1,300℃～1,400℃が主流であり、近々1,500℃級のLNGコンバインドサイクルが、運

開する予定になっている。送電端効率は飛躍的に向上し、汽力発電方式では44%程度（LHVベース）であったものが、1500℃級コンバインドサイクルでは55%（LHVベース）を超えようとしている。

一方、石炭火力の高効率発電技術としては、超々臨界圧ボイラ（USC: Ultra Super Critical）、加圧流動床複合発電（PFBC: Pressurized Fluidized Bed Combustion）と石炭ガス化複合発電（IGCC: Integrated coal Gasification Combined Cycle）の3つがある。USCについては、既に主蒸気温度600℃、再熱蒸気温度610℃のプラントが稼動しており、送電端効率は42%程度（LHVベース）と世界のトップクラスの熱効率を達成しているが、蒸気条件の向上ではこれ以上の効率向上は望めないのが現状である。PFBCについては、すでにわが国で商用機が3機稼動しており、技術的には確立しつつある。送電端効率44%（LHVベース）程度の達成が可能であるが、PFBCの場合には、ガスタービンの温度が原理的に800～900℃程度であり、これ以上の高効率化はやはり難しい。

石炭IGCCについては、石炭を一旦ガス化し、LNG火力で開発の進んでいるコンバインドサイクルに適用する技術であり、将来的に1,500℃級のガスタービンが適用できれば、送電端効率で48～50%（LHVベース）が実現できる技術である。わが国では、空気吹き石炭IGCCの開発を、9電力会社、電源開発および電力中央研究所が共同で、国からの補助を受けながら開発を進めてお

*¹株式会社 クリーンコールパワー研究所
(Clean Coal Power R&D Co., Ltd.)

*²三菱重工業株式会社
(Mitsubishi Heavy Industries, Co., Ltd.)

*³日石三菱精製株式会社
(Nippon Mitsubishi Petroleum Refining Co., Ltd.)

*⁴日揮株式会社
(JGC Corporation)

り、1986～1996年度の間、200t/日規模(25MW相当)のパイロットプラント試験を実施し、成功裏に終了した。現在は、商用化に至る開発の最終段階として、電力共同で株式会社クリーンコールパワー研究所を2001年6月に設立し、250MW級実証機計画を開始した段階にある。

海外では既に300MW級の石炭IGCCの大型プロジェクトが進んでいるが、いずれも酸素吹きガス化である。酸素吹きはガス化は容易であるが、酸素製造に多くの所内動力を要するため、必ずしも送電端効率は高くない。また、いずれの海外プロジェクトも天然ガスが使用可能であるため

か、石炭専焼での信頼性も十分な状況でない。わが国では、より高効率、高信頼性の空気吹き石炭IGCCの確立に向けて、開発を進めている。海外プロジェクトの概要を表1に示す。

また、石油業界においては、世界的に残渣油IGCCの導入が増えてきている。残渣油を汽力発電方式のボイラで焚く場合には、硫化腐食の対応、高効率の排煙脱硫装置が必要となるが、IGCC技術を導入することによって、硫黄分の高い残渣油を、経済的にかつ環境にやさしく使うことができる。世界の残渣油IGCCプロジェクトを表2に示す。わが国では日石三菱精製が根岸製油所にIPP

表1 世界の石炭IGCCプロジェクト

プロジェクト	ブフナム (オランダ)	プエルトヤーノ (スペイン)	ワバッシュリバー (アメリカ)	タンパ (アメリカ)
ガス化炉方式	酸素吹き ドライフィード シェル炉	酸素吹き ドライフィード プレフロー炉	酸素吹き スラリーフィード ダウ炉	酸素吹き スラリーフィード テキサコ炉
出力 (適用GT)	284MW (1100℃級GT)	335MW (1300℃級GT)	296MW (1300℃級GT)	322MW (1300℃級GT)
実施主体	電力会社4社で 会社設立	電力会社8社と メーカ3社	エネルギー会社と 電力会社	電力会社単独
信頼性 (最大連続運転時間)	推定2,000時間	約200時間	1,305時間	1,250時間
実証試験開始時期	1994年1月	1997年11月	1995年11月	1996年9月
使用燃料	・豪州炭等数種 ・天然ガス	・地元炭 ・石油コークス ・天然ガス	・地元炭(高硫黄) ・石油コークス ・天然ガス	・地元炭(高硫黄) ・石油コークス ・天然ガス

表2 世界の残渣油IGCCプロジェクト

プロジェクト	Pernis (オランダ)	Plioro (イタリア)	Falconara (イタリア)	SARLUX (イタリア)	根岸 (日本)
ガス化炉方式	シェル炉	テキサコ炉	テキサコ炉	テキサコ炉	テキサコ炉
出力 (適用GT)	127MW (GE6B) 水素285t/d	512MW (シーメンスV94.2K)	233MW (Alstom13E2)	545MW (GE9E) 水素87t/d	342MW (三菱M701F)
実施主体	シェル	ISAB Mission	API ABB	SARAS ENRON	日石三菱精製
運転開始時期	1997年10月	1999年7月	1999年8月	2000年3月	2003年6月予定
使用燃料	Vis Break Residue	Rose Aspht	Visbreaker Tar VR	Visbreaker Tar VR	VR

として残渣油 IGCC を建設中である。

石炭 IGCC と残渣油 IGCC では、その位置付けの考え方が異なる。石炭 IGCC の最大の狙いは高効率であり、石炭を利用した CO₂ 排出量の低減にある。一方、残渣油 IGCC は、経済性と環境性に優れた残渣油の活用である。残渣油 IGCC のほとんどが高温のガスを水で冷却するクエンチタイプのガス化炉であり、ガスの洗浄には有効であるが、熱回収は十分ではないため、効率は必ずしも高くない。石炭 IGCC の場合には、石炭が残渣油に比べるとガス化しにくい燃料であることに加え、熱回収のためのガス冷却器を設置し効率の向上を行っている。

以下に、石炭 IGCC および残渣油 IGCC の特徴、開発動向等について述べる。

2. 石炭 IGCC

石炭 IGCC は、欧米で 1990 年代後半から実証機の開発が進められている。欧米の石炭 IGCC は、化学原料製造用に開発された酸素吹きガス化炉を発電用に適用したもので、酸素製造動力が大きく送電端熱効率が低い傾向にある。これに対し、わが国ではより高効率かつ高信頼性を目指し、所内動力が少ない空気吹きガス化炉を採用した独自の空気吹き石炭 IGCC 技術が推進されている。

2.1 空気吹き石炭 IGCC の特徴

空気吹き石炭 IGCC は、図 1 に示す空気吹き乾式給炭二段噴流床石炭ガス化炉を用いる。空気吹

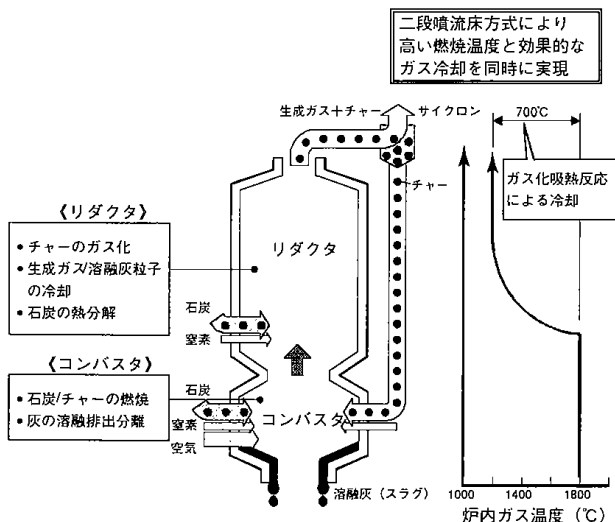


図 1 空気吹き二段噴流床石炭ガス化炉の原理

表 3 石炭 IGCC の性能

項目	酸化剤		給炭方式		ガス精製		送電端効率 (%、絶対値)
	空気	酸素	乾式	湿式	乾式	湿式	
空気吹き	○		○		○	○	ベース (湿式脱硫)
欧州 A		○	○			○	(ベース) -1.5
米国 B		○		○		○	(ベース) -3.5

き石炭 IGCC は酸素吹きに比べて酸素製造動力が少なく送電端効率が低い。また、乾式給炭は石炭スラリーによる湿式給炭方式に比べ水分の潜熱ロスが少ない。更に、生成ガスの顕熱ロスがほとんどない乾式脱硫と組合せると非常に高い送電端効率の石炭 IGCC が実現できる。

石炭 IGCC の性能比較を表 3 に示す。

① 高い発電効率

石炭 IGCC 商用機の送電端効率は 48~50% (LHV ベース) で、現状の微粉炭火力に比べて約 20% の効率向上が可能である。これにより CO₂ の排出原単位を石油火力並にできる。

② 広い炭種適合性

石炭 IGCC は微粉炭火力で使い難い灰融点の低い石炭が適しており、わが国全体の利用炭種の拡大が図れる。

③ 高い環境特性

高効率化により SO_x, NO_x, ばいじんの排出原単位の低減が可能である。更に、複合発電のため微粉炭火力に比べ温排水量が約 30% 低減できる

④ 優れた石炭灰処理

石炭灰は溶融スラグとして排出されるため図 2 の通りフライアッシュに比べて、容積がほぼ半減

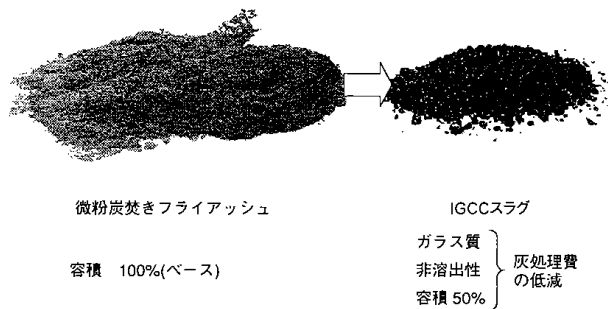


図 2 石炭 IGCC スラグの特徴

し、また、微量物質の溶出がほとんど無い。

空気吹き石炭 IGCC は純国産技術に基づくもので、国内のみならず、海外協力に資する有力な技術であり、例えば中国等に導入した場合にはわが国への酸性雨防止にも寄与できると考えられる。

2.2 空気吹き石炭 IGCC システム

IGCC はガス化炉、脱硫設備、複合発電および空気分離装置が有機的に組み合わせられたシステムであり、①発電システムの観点から各主機仕様を決定し、システムとしての最適化および②系統の簡素化による経済性と信頼性を追求する必要がある。このため、空気吹き石炭 IGCC はボイラ、ガスタービンおよび排煙脱硫等のこれまでの火力発電技術等に基づき、プラント計画を行っている。図 3 にシステム構成図を、表 4 に基本要目を示す。

(1) ガス化炉

二段噴流床空気吹きガス化炉は、灰の熔融安定排出が可能な高温燃焼を行うコンバスタ部（燃焼部）とその高温ガスによってガス化反応を行うリダクタ部から構成される。機能の分離により、空気で石炭灰の熔融とスラグ安定排出に必要なガス温度とガスタービンの安定燃焼が可能なガス発熱量を得ることができる。また、生成ガス中に含まれる熔融灰粒子を石炭のガス化吸熱反応により効果的に冷却できるので、大型の輻射熱交換器や低温ガスによる冷却（クエンチ）システムが不要で、ガス化炉をコンパクトにできる利点がある。

表 4 空気吹き石炭 IGCC 基本構成

項目	要目
ガス化炉	空気吹き二段噴流床方式
石炭供給方式	乾式給炭
脱塵設備	ポーラスフィルタ
脱硫設備	湿式 MDEA 脱硫/乾式脱硫
ガスタービン	1200℃～1500℃ 級
空気分離装置	深冷分離方式

ガス化炉後流の熱交換器では、ガス化炉からの生成ガスおよび未反応炭素を含むチャーを所定温度まで冷却し、生成ガスおよびチャーの顕熱を高圧蒸気として回収する。海外の酸素吹き石炭 IGCC では、熱交換器に石炭灰が付着し、長時間晒され焼結・固化し、熱交換器伝熱性能の低下およびプラントの運転制限が生じている。酸素吹きガス化炉に比べて、空気吹きガス化炉で発生するチャーは炭素割合が高く、チャー中の石炭灰が焼結しにくい特性があり、除煤装置で容易に除去できる特徴がある。

(2) ガス精製装置

① 脱塵設備

生成ガス中のチャーはサイクロンおよびポーラスフィルタで分離され、ガス化炉のコンバスタ部にリサイクルされる。ポーラスフィルタではガスタービンの許容ダスト濃度以下迄精密脱塵を行う。

② 脱硫設備

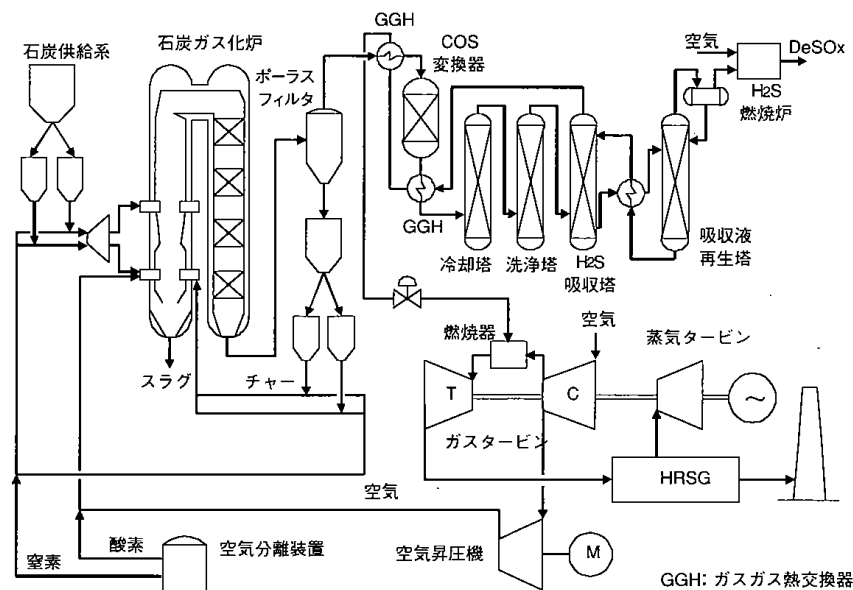


図 3 空気吹き石炭 IGCC のシステム構成例 (湿式脱硫)

脱硫方式は乾式脱硫および湿式脱硫のいずれの方式も可能である。実証機向けに湿式脱硫方式を主体に検討を進めている。

湿式脱硫設備は、COS 変換器、洗浄塔、H₂S 吸収塔およびS 回収設備から構成される。

脱硫設備では、脱塵設備からのガスをまず H₂S 吸収塔で除去できない COS を H₂S に変換し、水洗浄により NH₃、ハロゲンおよび重金属等を除去し、H₂S 吸収塔で実績があり CO₂/H₂S 選択性の高い MDEA 法により硫黄分を除去する。

除去された硫黄は危険物の対象とならない石膏として回収し、有効利用を行う。

海外の石炭 IGCC では COS 変換触媒の被毒による性能低下が生じている。これに対応し写真 1 に示す 250~400℃ の高温域で活性が高くかつ耐ハロゲン性の高い触媒を開発している。

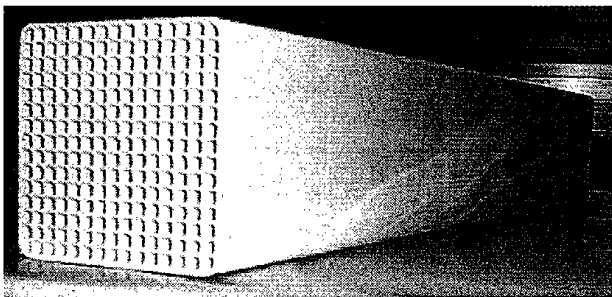


写真 1 COS 変換触媒

(3) ガスタービン

石炭ガス化ガスは LNG に比べ発熱量が約 1/10 の低カロリーでばいじんおよびアルカリ金属を含むガス燃料である。表 5 に LNG、石炭ガス化ガスと低カロリーガス焼きガスタービンの代表燃料である増熱高炉ガス (BFG) の性状例を示す。

石炭ガス化ガスの場合、発熱量が低く、燃焼性が悪いと思われがちであるが、水素が多く、LNG および BFG に比べて可燃範囲が広い。湿式脱硫を採用した IGCC システムの石炭ガス化ガス性状は、高炉ガスと類似しており、BFG 焼きガスタービンを基に石炭ガス化用ガスタービンへの対応が可能である。

湿式脱硫では、燃料ガス中のアンモニアを除去できるのでフェューエル NO_x はほとんど発生しない。

また、空気吹きガス化炉の燃料発熱量は約 1000

表 5 ガスタービン燃料ガス性状の比較

項目	燃料	LNG	高炉ガス (BFG)	石炭ガス化ガス
HHV	(kcal/m ³ N)	10,810	970	1,060
LHV	(kcal/m ³ N)	9,750	940	1,010
主成分	(vol%)			
	CO	—	23.6	25.7
	H ₂	—	5.1	9.1
	CO ₂	—	20.8	2.9
	H ₂ O	—	3.0	3.5
	N ₂	0.1	46.5	58.0
	Ar	—	—	0.7
	CH ₄	88.8	0.9	0.04
	C ₂ H ₆	5.6	0.0	—
	C ₃ H ₈	3.7	0.1	—
	C ₄ H ₁₀	1.8	—	—
理論燃空比	(kg/kg)	0.059	1.29	1.08
可燃範囲 (上限/下限比)		3.18	4.45	8.66

kcal/m³N (LHV) であり、サーマル NO_x の発生も少ない。一方、酸素吹きガス化炉は燃料発熱量が約 2500kcal/m³N (LHV) であり、CO を多く含むため理論燃焼温度が上昇しサーマル NO_x の発生が多い。この対策として、空気分離装置で製造される窒素をガスタービンの燃料ガスへ混入させる方法がある。窒素の希釈により、燃料ガスの発熱量は約半分に低下し、空気吹きガス化炉のガス発熱量とほぼ同じとなり、ガスタービンでの燃焼時に発生する NO_x が低減される。

図 4 に空気吹き石炭 IGCC システムと酸素吹き石炭 IGCC システムの比較を示す。

(4) 空気分離装置

空気吹き石炭 IGCC の場合、石炭等の粉体ハンドリングに使用する窒素を製造するため、小容量の空気分離装置を設置する。この際に副生する余剰酸素をガス化炉へ投入し再利用することで、ガス化炉からのスラグ排出が更に安定し、生成ガス発熱量の増加が可能となり、プラントの運転裕度が向上する。

空気分離装置の原料空気源として、ガスタービン圧縮機からの抽気空気と別置きの空気圧縮機がある。空気吹き石炭 IGCC では別置きの空気圧縮機から供給を行い、プラントの運転性を改善する

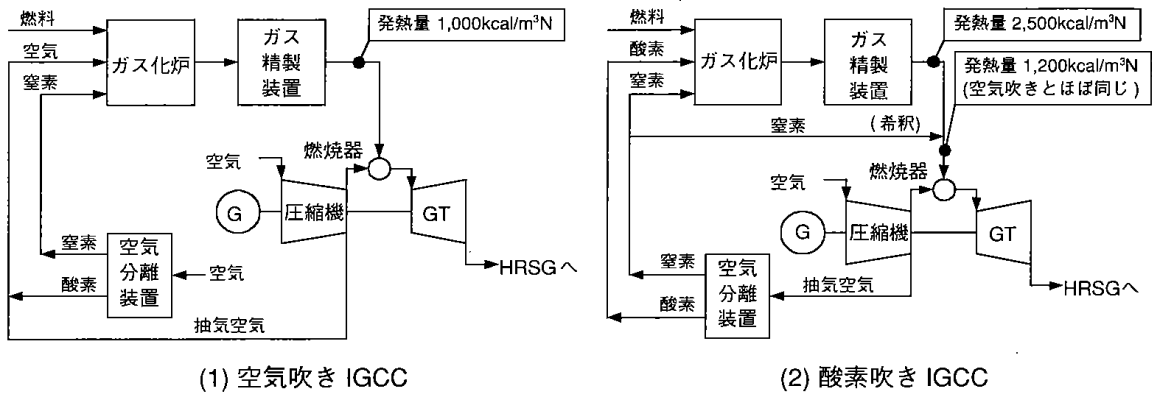


図4 空気吹きと酸素吹きの石炭IGCCシステムの比較

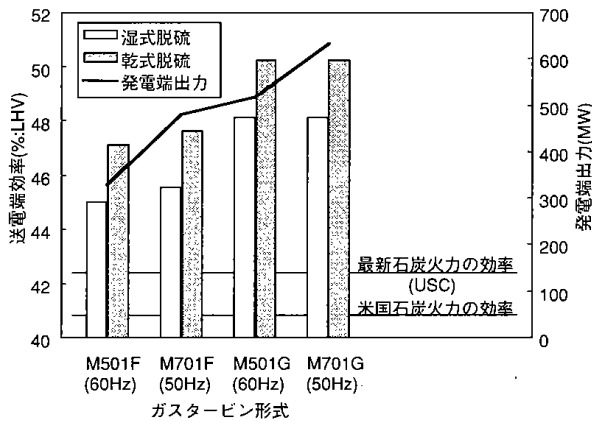


図5 空気吹き石炭IGCCのプラント性能

とともに出力の増大を図っている。

(5) プラント性能

1500℃級ガスタービンと組み合わせた空気吹き石炭IGCCの送電端効率は、湿式脱硫との組み合わせで48%、乾式脱硫で50% (LHVベース) が得られ、単機出力は500~600MWである。ガスタービン形式とプラント性能の関係を図5に示す。

2.3 石炭IGCC実証機の計画

石炭IGCCの実用化に至る最終段階として、国の30%補助金を得て、株式会社クリーンコールパワー研究所が実証機の計画を進めている。

(1) 実証機の概要

実証機の方式は空気吹きガス化炉と湿式脱硫の組み合わせが採用された。パイロットプラントではより高効率が見られる乾式脱硫が採用されたが、機器信頼性・環境性に課題があり、実証機には、比較的技術課題の少ない湿式脱硫が採用された。

実証機の出力は、商用機の約1/2規模の250MW (石炭使用量約1700t/日) で、1,200℃級ガスタービンが採用されている。

目標プラント効率は、1,200℃級ガスタービンでは高効率化に限界があるため新鋭大容量微粉炭火力と同程度の送電端効率42% (LHVベース) である。また、SO_x, NO_x, ばいじん等の排出量は、日本の新鋭微粉炭火力と同等以下となっている。なお、実証機の立地点は、パイロットプラントと同じ常磐共同火力(株)勿来発電所構内を計画している。

実証機の概要を表6および完成予想図を写真2に示す。

表6 石炭IGCC実証機の概要

出力(石炭使用量)	250MW級 (約1700t/日)
ガス化炉	乾式給炭 空気吹き加圧二段噴流床
ガス精製	湿式ガス精製 (吸収液 MDEA) + 石膏回収
ガスタービン	1200℃級
目標プラント効率	発電端 48%, 送電端 42% (LHV ベース)

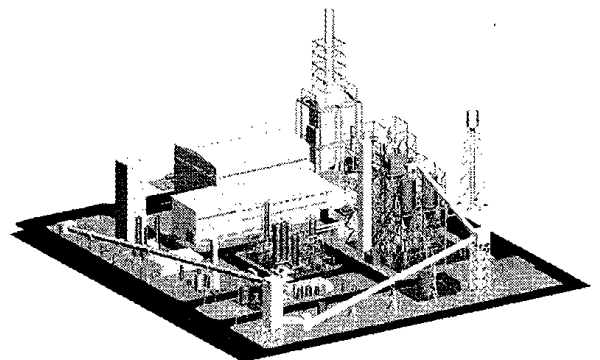


写真2 石炭IGCC実証機完成予想図

表7 石炭IGCC実証機のスケジュール

年度	1999	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09
スケジュール	事前検証試験/設計研究			設計・製作		建設・据付工事		実証試験			
			アセス								

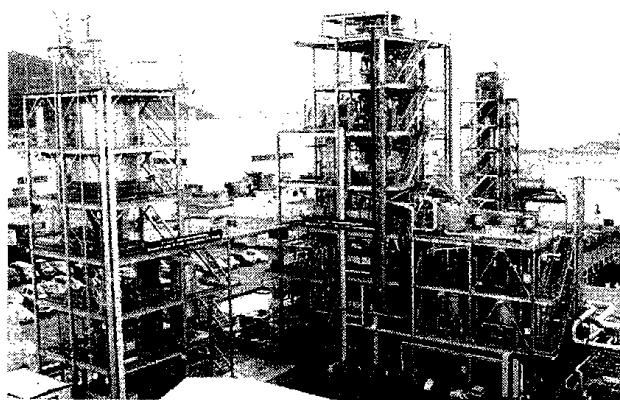


写真3 加圧24t/日ガス化試験設備

(2) スケジュール

現在計画されている実証機のスケジュールを表7に示す。実証機の信頼性向上のため、写真3に示す試験設備等を用いガス化炉、脱硫設備およびガスタービンの事前検証を1999年から実施している。2001年度より事前検証で得られたデータを基に、実証機の基本設計・詳細設計および環境アセスメントの手続きを進め、実証プラントの建設を2004年度から、運転試験を2007年度から開始する計画である。

3. 残渣油IGCC

3.1 残渣油IGCCの背景

わが国の一次エネルギー供給に占める石油の割合は、石油危機以降約77%（1973年度）から55%（1999年度）へと激減しているが、2001年7月の経済産業省総合資源エネルギー調査会の長期エネルギー需給見通しでは、2010年度における石油の割合は45%程度と依然として最大のエネルギー供給源と予測されている。

一方、日本エネルギー経済研究所は1999年2月に2010年度、2020年度の長期エネルギー需給および石油製品の内需を予測している。

その結果の一部を表8に示す。2010年度および2020年度においても現状維持ケース、構造改革ケースの石油供給量（原油、製品輸入、LPG）は、3.16～3.36億klであり1996年度の3.29億klとほぼ同じである。

この中で、①ガソリンの需要は今後も伸びる②LPG、ナフサ、灯油、軽油、A重油の需要は現状程度③C重油に関しては減少傾向と予測されている。石油会社にとってC重油需要の激減は大きな経営課題であり、①軽質原油の輸入量を増加する、②重質油の分解能力を増加するなどのコスト負担となる。

C重油の需要の実績と見通しを表9に示す。2010年度と2020年度の予測は日本エネルギー経済研究所の構造改革ケースから引用した。C重油の需要は直近の2000年度実績である33,487千klから2020年度には28,718千klまで減少し、その差は4,769千klと予測されている。この差は82,000バレル/日の余剰に相当するため、今後石油会社はその有効活用を行う必要がある。

その有力な対応策として残渣油IGCCが期待さ

原油換算（億kl）	1996年度	2010年度		2020年度	
		現状維持ケース	構造改革ケース	現状維持ケース	構造改革ケース
最終エネルギー	3.93	4.39	4.16	4.48	4.43
1次エネルギー総供給 （石油供給量）	5.93 (3.29)	6.76 (3.36)	6.48 (3.16)	6.93 (3.31)	6.94 (3.20)

表8 最終エネルギー需要と1次エネルギー供給の推移
日本エネルギー経済研究所（1999年2月）

最終エネルギーの原油換算には9250kcal/lの高位発熱量を使用した。

表9 近年のC重油需要の推移と将来見通し

日本エネルギー経済研究所 (1999年2月, 構造改革ケース)

単位(千kl)	1996年度	2000年度	2010年度	2020年度
C重油需要	37,600	33,487	30,146	28,718

れる。石油会社の残渣油とは減圧蒸留後の残渣 (Vacuum Residue: VR) で非常に粘度が大きく、硫黄分が高いので単独ではC重油としては使用できない。現在、粗軽油と調合してC重油として製品化しているが、自社の工場でIGCCの燃料とした場合はVRをそのまま使用できる。

C重油の余剰量がVR余剰量に等しくはならないが、年間4,769千klは発熱量=9800kcal/l, 発電効率=40%、利用率=80%とすれば発電設備容量310万kWとなり50万kW IGCCが6基分の燃料に相当する。

3.2 残渣油IGCCの特徴

残渣油IGCCを石油会社で推進する場合の特徴を次に示す。

- 石油会社平均での残渣油の得率は原油の12~15%程度で、発電燃料の供給が安定してかつ燃料タンク等のインフラを利用できる。
- IGCCのガス化設備は化学プロセス装置から構成されるが石油会社にとっては安全対策、装置運転、装置保守などの点で経験を有効に活用できる。
- IGCCは硫酸化物、窒素酸化物、煤塵の排出濃度が極めて低く、温排水量も少ないため環境性に優れている。
- ガスタービンや空気分離装置の性能と容量が年々向上しているため、スケールメリットによる経済性(kW当りの建設費)を向上できる。

このような背景から各国で残渣油IGCCプロジェクトが進められており、特にイタリアでは表2に示す3プロジェクトが既に商業運転を開始している。

国内では日石三菱精製(株)根岸製油所のIGCCプロジェクト(以下根岸IGCCと呼ぶ)が建設中である。2000年10月から土工事を着工し、2003年6月から商業発電運転を開始する予定である。

3.3 根岸IGCCの概要

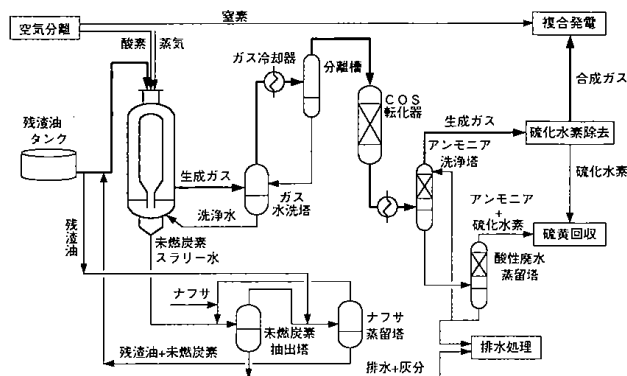


図6 残渣油IGCCの概要図

根岸IGCCの概要図を図6に示す。

燃料である残渣油をガス化炉で部分酸化し、 H_2 とCOを主成分とするガスを生成する。生成ガスには H_2S 、COS、 NH_3 、未燃炭素(スーツ)、灰分などの不純物が含まれるため先ずガス水洗塔でスーツ、灰分を除去する。次にCOSを加水分解反応により H_2S に転化し、 NH_3 を洗浄塔で吸収した後で、硫化水素除去設備で H_2S を除去する。精製されたガスは合成ガスと呼ばれガスタービンの燃料となる。

ガス化プロセスはテキサコ法水クエンチ方式であり1,300~1,400℃の生成ガスをガス化炉下部の水急冷室とガス水洗塔で冷却し、同時にスーツ、灰分を除去する。スーツと灰分を含んだスラリー水はリサイクルナフサと原料の残渣油の一部で抽出されてガス化炉に戻されるため、スーツは系外に排出されることが無い。灰分は排水側に洗い出され排水処理設備で凝集沈殿法により固形物として回収され、資源回収の原料となる。

酸性廃水蒸留塔では NH_3 、 H_2S が放散され、硫化水素除去設備からの H_2S と一緒に硫黄回収設備で単体の高純度液体硫黄に回収され硫酸など化学原料となる。

ガス化炉に必要な高純度酸素は空気分離装置で深冷分離法により製造され同時に高純度窒素も製造できるのでガスタービンの燃料希釈用に利用される。

ガスタービンはタービン入口温度1350℃の高効率型であり、合成ガスは2,670kcal/Nm³(LHV)の低カロリー燃料であるが H_2 、COで燃焼温度が高くなるため空気分離装置からの N_2 で燃料を

希釈してNO_xの発生を低減する。更にガスタービン下流の排熱回収ボイラ(HRSG)に脱硝装置を組み込んでNO_xを減少する。HRSGでは約460 t/hの蒸気を発生し蒸気タービンで発電する。蒸気タービン下流の復水器には冷却塔からの冷水を使用する。

根岸IGCCの設備概要を以下に示す。

- 発電端出力 : 431,450kW
- 送電端出力 : 342,000kW
- ガス化容量 : 252,000Nm³/h (乾ガス)
- 空気分離装置 : 63,000Nm³/h (酸素)
216,000Nm³/h (窒素)
- 硫黄回収設備 : 110t/d (液体硫黄)
- 冷却塔設備 : 47,000m³/h (冷却水)
- ボイラ・HRSG : 460t/h (蒸気)
- 設備敷地面積 : 34,000m²

根岸IGCCの特色は残渣油を燃料にして環境に充分配慮しながら安定した電力を製造することにある。IGCC集合煙突からの排ガス(HRSG排ガスと硫黄回収設備/テールガス処理設備排ガスの合流)ではSO_x濃度は4.8ppm以下、NO_x濃度は2.9ppm以下、煤塵濃度は1.5mg/Nm³以下に抑制できる。

3.4 残渣油IGCCの発電効率の向上

残渣油IGCCの経済性向上のためには発電設備費用を増加せずに発電量を向上することが重要であるため、発電効率の向上が検討されている。

ガス化プロセスには水クエンチ方式の他に生成ガス冷却器方式がある。ガス化炉出口の高温ガス(1,300~1,400℃)を熱交換器で熱回収して高圧蒸気(10MPa)を発生しHRSGの蒸気に合流して蒸気タービンの出力を増加することが出来る。しかしスーツリサイクル方式ではこの熱交換器の汚れが速いためイタリアや根岸IGCCでは採用していない。今後はスーツ処理法の改良により生成ガス冷却方式の進歩が期待される。この方式では送電端効率が2~3%向上できる。

根岸IGCCでは、タービン入口温度1,350℃の最新鋭ガスタービンを採用しているが、タービンの入口温度は年々向上されて1,500℃級が開発さ

れている。これを残渣油IGCCに応用出来るようになれば送電端効率を3~4%向上できる。

残渣油IGCCの所内率は15~20%程度で、主な所内動力は空気分離装置(ASU)の空気圧縮機である。しかし、ガスタービンの空気圧縮機から15%の空気を抽気して空気分離装置に供給すればASU空気圧縮機が不要となる。海外ではこの方式の石炭IGCC実証設備が稼動している。ガスタービンは空気を抽気されるため出力は低下するが、IGCCの送電端効率は4%向上する。

以上の改良項目を全て適用出来るようになれば、残渣油IGCCの発電効率は48%(LHVベース)を期待でき、発電効率の向上によるkWh当りの発電単価の低減が可能となる。

残渣油IGCCは将来に渡って石油会社の石油製品の需給バランスを改善し、石油製品の安定供給と安価な電力の安定供給に貢献できる21世紀の日本のエネルギー環境に適した発電システムである。

4. まとめ

IGCCは、石炭および残渣油を燃料として、高い効率で発電ができ、かつ優れた環境特性を有する。

海外では既に数プラントが稼動しているが、国内では現在、計画・建設段階にあり、信頼性が高く、運用性および経済性に優れたIGCC技術の確立並びに普及を望む次第である。

参考文献

- (1) 佐藤ほか：火力原子力発電 Vol.44 No.10 (1993)
- (2) 金子：日本機会学会誌 Vol.99 No.930 (1996)
- (3) 火原協会講座 25 複合発電 (改訂版) (1998)
- (4) 太田：火力原子力発電 Vol.50 No.10 (1999)
- (5) 石橋：月刊エネルギー Vol.33 No.9 (2000)
- (6) 石橋：第4回石炭利用国際会議 (2001)
- (7) 木船, 石田：エネルギー経済 Vol.25 No.2 (1999)