

第 1 章

1

石炭ガス化複合発電
技術開発の経緯と現状

第1章 石炭ガス化複合発電技術開発の経緯と現状 目次

	横須賀研究所 エネルギー機械部 犬丸 淳
	横須賀研究所 エネルギー機械部 原 三郎
1 - 1 技術開発の背景	11
1 - 2 石炭ガス化複合発電の方式と特徴	13
1 - 3 海外における開発経緯と最新動向	16
1 - 4 我が国における開発経緯と最新動向	19
	株式会社クリーンコールパワー研究所 技術部長 石橋 喜孝
	株式会社クリーンコールパワー研究所 技術部 寺田 斉
1 - 5 250MW実証機計画の概要	20
	経済社会研究所 本藤 祐樹
コラム：石炭ガス化複合発電のLCA解析	24



犬丸 淳（1984年入所）
入所より現在に至るまで、石炭ガス化研究に従事。これまで、2トン/日ガス化炉を用いた空気吹きガス化基本技術の開発、ガス化炉内のガス流れ、溶融灰の挙動等に関する研究を行ってきた。この間、IGC組合に出向しパイロットプラント計画に参加。今後も、クリーンコールパワー研究所を強力に支援し、IGCCの実用化・本格導入のために努力していく所存です。



原 三郎（1987年入所）
これまで石炭ガス化に関する研究に携わり、ガス化性能の評価を中心に、さらに、200トン/日パイロットプラントや実証機計画に加わってきました。現在は、石炭ガス化に加え、オリマルジョンや残渣油などの超重質油ガス化についても研究を行っています。今後は、引き続きガス化複合発電の実用化に向けて研究を進めるとともに、低品位炭のガス化技術や化学原料・合成燃料併産型の新しいシステムについての検討も行っていきたい。



石橋 喜孝（1979年東京電力(株)入社）
1990年7月、環境部環境技術課副長。
1993年7月、火力部課長（石炭技術担当）。
1997年7月、火力部火力エンジニアリングセンター石炭グループマネージャー。
1999年2月、エネルギー・環境研究所 石炭技術グループマネージャー。
2001年6月、クリーンコールパワー研究所 技術部長。



寺田 斉（1993年東京電力(株)入社）
1998年東京電力(株)エネルギー・環境研究所 石炭グループ。
2001年6月(株)クリーンコールパワー研究所 技術部。



本藤 祐樹（平成4年入所）
主に環境面および経済面からの技術評価に関する研究に従事。これまでに、発電技術の環境対策コスト分析、LCAによる発電技術の評価、産業連関表を利用したLCA手法およびデータベースの開発などを実施した。

1 - 1 技術開発の背景

資源に乏しい我が国において、エネルギーセキュリティーの観点から、豊富な埋蔵量を有する石炭資源の活用は必要不可欠である。また、地球温暖化問題への対応から、CO₂排出量削減のためできる限りプラントの高効率化を図る必要がある。これらの課題を満足でき、21世紀の石炭利用火力発電の主力を担う発電方式として、高効率で環境性に優れた石炭ガス化複合発電（IGCC：Integrated coal Gasification Combined Cycle）の早期実用化が強く望まれている。

石炭ガス化複合発電は、以下のような特徴を持つ。

- 1) 埋蔵量が豊富で世界中に広く分布する石炭資源を利用できる。特に灰付着トラブル等の観点から、既設の微粉炭火力発電所では困難であった灰融点の低い石炭の利用が可能であるため、エネルギーセキュリティーの確保、利用炭種の拡大に寄与できる。
- 2) 熱効率が高いため、発電電力量あたりの二酸化炭素、硫黄酸化物、窒素酸化物、ばいじんの発生量を低減でき、またプラント出力に対する蒸気タービン出力の割合が小さいため温排水の発生量を低減できるなど、環境性に優れている。
- 3) 石炭中の灰は、ガラス質の溶融スラグとして排出されるため、未燃炭素がほとんど含まれず金属類の溶出がない。また、微粉炭ボイラからのフライアッシュに比べ、埋立て容積が約半分で済む。

さらに、石炭ガス化複合発電が普及すれば、LNGに対する価格牽制力としての効果も期待できる。

石炭ガス化複合発電商用機（600MW級）の送電端熱効率は、46%（HHVベース、湿式ガス精製、1500級GT）～48%（HHVベース、乾式ガス精製、1500級GT）と試算されている。さらに、将来は燃料電池との組み合わせにより50%以上の送電端熱効率も可能とされている。

図1-1-1は、通産省資源エネルギー庁が取りまとめた

高効率発電技術体系である⁽¹⁾。石炭ガス化複合発電は、石炭を利用した高効率発電技術の中でも、今後開発すべき重要な中核技術として位置づけられている。

このような背景のもとで、2010年頃にIGCC技術を確立し、2020年～2030年に石炭ガス化燃料電池複合発電（IGFC）技術を確立することが目標とされている。

当研究所では、21世紀前半の電力需給と各種電源開発をシナリオ的に想定し、発電によるCO₂排出量の試算を行い、CO₂抑制方策の効果を検討している⁽²⁾。本検討では、2010年における新設原子力導入量を電事審計画値の7割と想定し、2030年～2050年で火力発電の効率が現状水準の場合と高効率の新技术を導入した場合について試算を行っている。図1-1-2は、検討で想定した高効率石炭火力発電の導入シナリオを示す。図1-1-3は、2050年までのCO₂排出量の推移をシナリオごとに示したものである。表1-1-1に、想定したシナリオを示す。この結果から、以下のことが言える。

- (1) 火力発電の効率が現状水準のまま推移すれば、いずれの火力構成比でも21世紀中葉のCO₂排出量は、1990年の値を上回る（図1-1-3中、① - ②、⑤ - ⑥）。
- (2) 2030年以降では火力発電の高効率化によるCO₂排出量抑制効果が大きくなり、LNGおよび高効率石炭火力の導入割合に応じて、CO₂排出量を1990年の値以下（図1-1-3中、⑦ - ⑧）、あるいは1990年の値近く（図1-1-3中、③ - ④）まで抑制できる。

この検討結果が示すように、火力発電の高効率化はCO₂排出量抑制の観点から不可欠である。特に、長期的なエネルギーセキュリティーのために石炭火力は必要な技術であり、その高効率化を図るためには石炭ガス化複合発電の導入拡大が最も効果的である。

石炭ガス化複合発電は、現在想定されている石炭火力新技术の中で、将来最も高い効率を狙える技術であり、我が国が保有すべき極めて重要な技術であることは明白である。

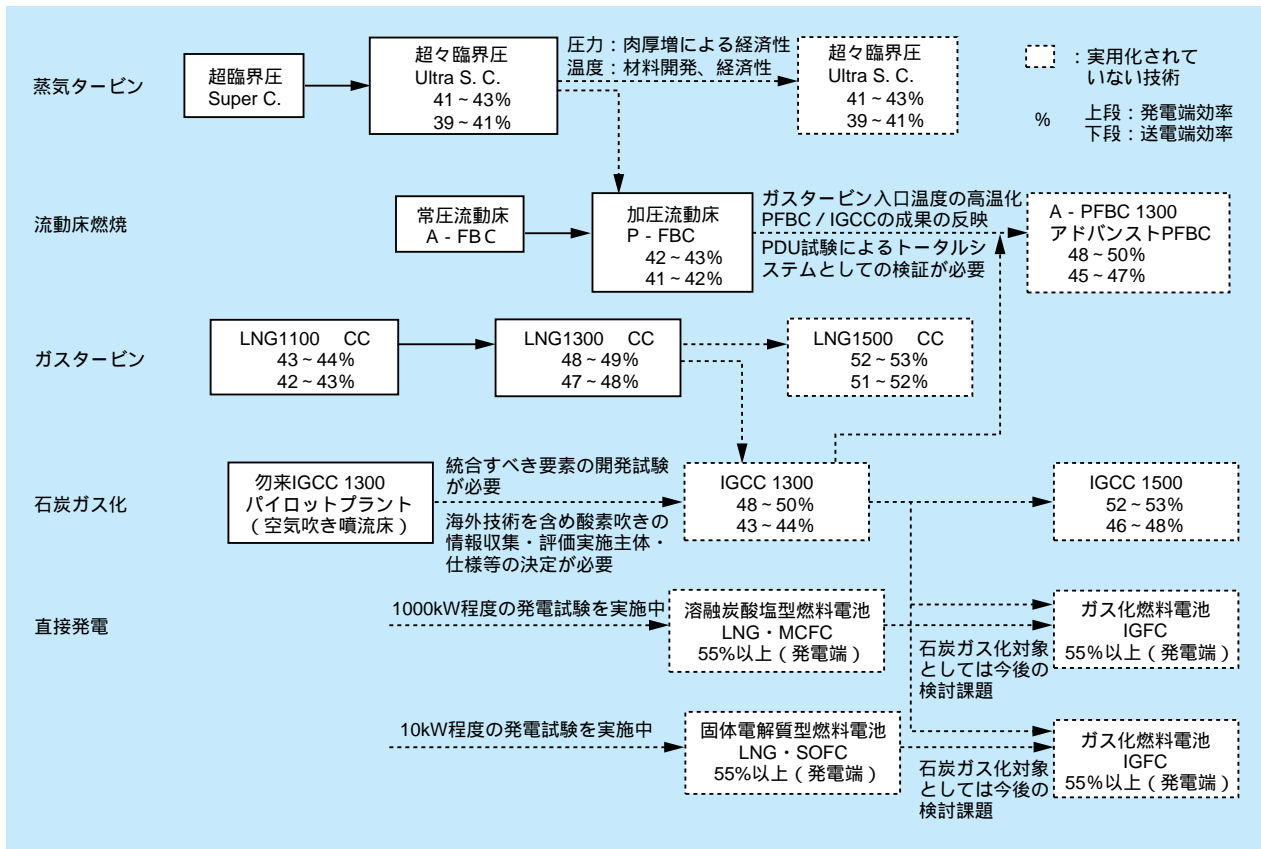


図1-1-1 石炭高効率発電技術体系

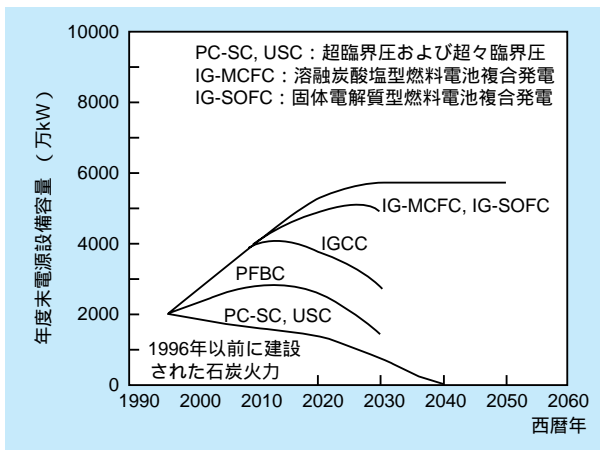


図1-1-2 高効率石炭火力発電の導入シナリオ例

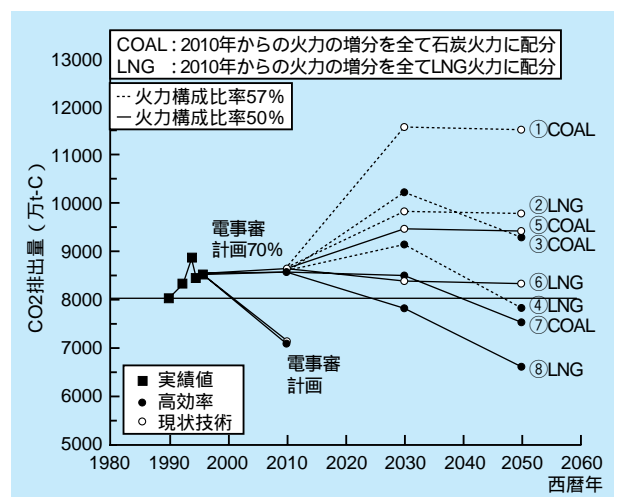


図1-1-3 電源構成の各シナリオにおけるCO₂排出量

表1-1-1 2030～2050年における火力発電の導入量の想定

	2030～2050年	火力発電の効率	2010年からの火力の増分量の配分	図中の番号
火力補填シナリオ	需要に不足する分を全て火力で補填する。(火力構成比57%) 火力設備容量1.7億kW 火力発電量0.65兆kWh	現状水準	全て石炭	①
		高効率	全てLNG	②
	需要に不足する分を全て非化石で補填する。(火力構成比50%) 火力設備容量1.5億kW 火力発電量0.55兆kWh	現状水準	全て石炭	③
		高効率	全てLNG	④
非化石エネルギー補填シナリオ	需要に不足する分を全て非化石で補填する。(火力構成比50%) 火力設備容量1.5億kW 火力発電量0.55兆kWh	現状水準	全て石炭	⑤
		高効率	全てLNG	⑥
	需要に不足する分を全て非化石で補填する。(火力構成比57%) 火力設備容量1.7億kW 火力発電量0.65兆kWh	現状水準	全て石炭	⑦
		高効率	全てLNG	⑧

1-2 石炭ガス化複合発電の方式と特徴

石炭ガス化複合発電は、図1-2-1に示す通り、石炭ガス化設備を中心に、ガス精製設備（脱じん、脱硫）、複合発電設備等、より構成されるが、各構成設備の組み合わせにより種々のシステムが考えられる。IGCC構成設備の代表的な方式とその特徴を以下に示す。

1-2-1 石炭ガス化設備

石炭ガス化設備は、ガス化炉の方式、ガス化剤の種類、石炭供給方式などにより分類される。

(1) ガス化炉方式

石炭ガス化炉は、供給石炭の粒径や炉内での石炭の流動状態、灰の排出形態から、固定床方式、流動床方式、噴流床方式に大別される。発電用としては、大容量化が容易で負荷追従性に優れた噴流床方式が適しており、現在、国内外で開発が行われているIGCCの大部分は、加圧型噴流床方式ガス化炉を採用している。加圧型噴流床方式においても、ガス流れにより上昇流方式と下降流方式、炉形状・バーナ配置により二室二段、一室二段、一室一段に分類される。

(2) ガス化剤種類

ガス化剤としては、酸素や空気を用いるのが一般的で

ある。酸素吹きでは、発熱量 $10.5\text{MJ}/\text{m}^3_{\text{N}}$ ($2500\text{kcal}/\text{m}^3_{\text{N}}$)程度の中カロリーガスが得られる。空気吹きに比べ生成ガス流量が少ないことからガス化炉はコンパクトになるが、空気分離装置の所要動力が大きくなり、送電端効率の面でやや不利となる。また、空気分離装置で副生する窒素をガスタービン燃焼器に噴射して NO_x 発生を抑制するとともに、動力を回収する方式も採用されている。

空気吹きでは、発熱量 $4.2\text{MJ}/\text{m}^3_{\text{N}}$ ($1000\text{kcal}/\text{m}^3_{\text{N}}$)程度の低カロリーガスが得られる。空気吹きの場合でも微粉炭やチャーの加圧・搬送用、シール・パージ用の不活性ガスを製造するための空気分離装置が必要となる。ガス化炉安定運転範囲の拡大や生成ガス発熱量の向上のために、この不活性ガス製造用空気分離装置で副生される酸素をガス化剤空気に混入する、酸素富化空気吹きも採用されている。

(3) 石炭供給方式

ガス化炉への石炭供給方式としては、微粉炭を気流搬送で供給するドライフィード方式とスラリー（CWM：Coal Water Mixture）化して供給するスラリーフィード方式がある。

スラリーフィード方式は、ガス化炉への加圧供給が容易であり、多くの実績がある。しかし、部分燃焼で発生した熱の一部が、スラリー水の蒸発熱として奪われるこ

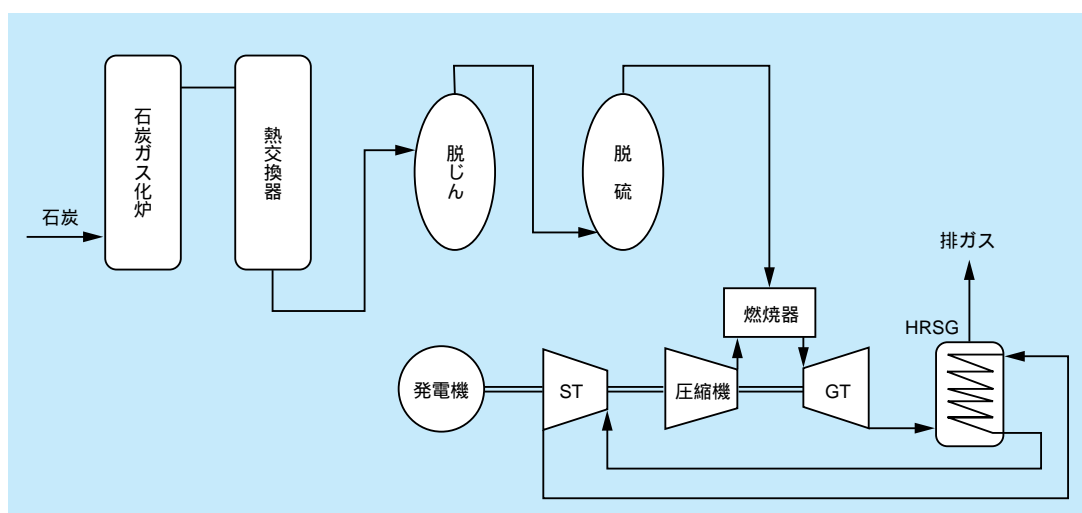


図1-2-1 石炭ガス化複合発電の基本システム構成

と、湿式ガス精製と組み合わせた場合には冷却過程での水蒸気損失が大きいことなどから、熱効率はドライフィードに比べ低くなる。

一方、ドライフィード方式は、熱効率的には有利であるが、微粉炭を加圧するためのロックホッパシステムおよび各バーナへの定量分配システムが必要となり、スラリーフィード方式に比べ設備構成が複雑となる。

国内外で開発が行われている主要な加圧型噴流床方式石炭ガス化炉を表1-2-1に示す。

1-2-2 ガス精製設備

IGCCにおけるガス精製設備（脱じん・脱硫）としては、低温の湿式ガス精製方式と高温の乾式ガス精製方式がある。

(1) 湿式ガス精製方式

水スクラバによる脱じんと化学吸収法、物理吸着法あるいは直接酸化法による湿式脱硫から構成される。湿式ガス精製方式では、生成ガス中のアルカリ金属やアンモニアが除去されるため、ガスタービンの信頼性や環境保全性の面からは有利であるが、ガスの顕熱損失および水蒸気や水溶性ガスの損失により熱効率的には不利である。近年、湿式脱硫とセラミックフィルタあるいはメタルフィルタによる乾式脱じんを併用する方式も採用されている。

(2) 乾式ガス精製方式

セラミックフィルタやメタルフィルタまたは移動床による脱じん、流動床または固定床による脱硫から構成される。さらに脱じんと脱硫を一体化した移動床同時脱硫脱じん技術も開発されている。乾式ガス精製の場合、ガスの顕熱損失が少なく熱効率面では有利であるが、生成ガス中のアンモニアが除去されないため、ガスタービンでのフュエルNOx発生を抑える低NOx燃焼技術が必要となる。

1-2-3 複合発電設備

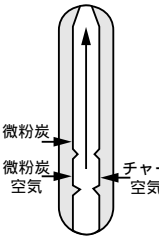
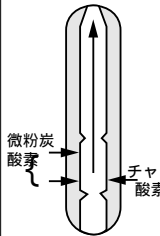
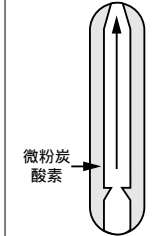
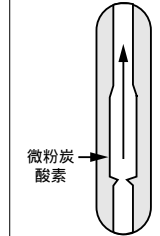
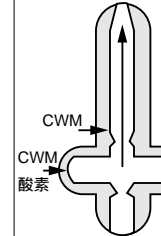
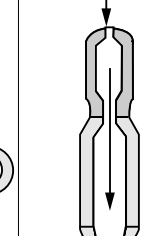
(1) ガスタービン

石炭ガス用ガスタービンは、LNGや軽質油用に開発された高温ガスタービン技術をベースとしている。石炭ガスは発熱量が約4.2MJ/m³_N～10.5MJ/m³_Nの低～中カロリーガスで、LNGの発熱量に比べ5～10分の1と低いため、これに対応した安定燃焼技術が必要である。特に起動用燃料から石炭ガスへの切り替え時の安定性に注意が必要である。また、LNG等に比べ石炭ガスの火災温度は低いため、サーマルNOxの発生量は少なくなるが、石炭ガス中にアンモニアが含まれている場合は、フュエルNOxへの転換を抑制する低NOx燃焼技術が必要となる。

(2) 排熱回収ボイラー（HRSG）、蒸気タービン

HRSGや蒸気タービンについては、既存のLNG複合

表1-2-1 国内外で開発中の主要な加圧型噴流床ガス化炉

	電中研/三菱炉 (IGCC実証機)	日立炉 (EAGLE)	シェル炉	ブレンフロー炉	ダウ炉	テキサコ炉
型式	二室二段	一室二段	一室一段	一室一段	二室二段	一室一段
ガス流れ	上昇流	上昇流	上昇流	上昇流	上昇流	下降流
石炭供給	ドライ	ドライ	ドライ	ドライ	スラリー	スラリー
ガス化剤	酸素富化空気	酸素	酸素	酸素	酸素	酸素
概念図						

発電や汽力発電での技術を適用可能である。IGCCの特徴としては、次節に述べる通りガス化炉後流の熱交換器でも熱回収を行い、複合発電設備側と水・蒸気系のインテグレーションをすることが可能な点である。この結果、ガスタービンと蒸気タービンの出力比は、LNG複合発電ではおよそ2：1であるのに対し、IGCCではおよそ1：1と蒸気タービンの出力割合が高くなる。

また、通常の微粉炭火力と比較した場合、IGCCのプラント出力に対する蒸気タービン出力の割合は約50%程度であることから、プラント出力当たりの温排水量を低減することが可能となる。

1-2-4 インテグレーション技術

IGCCの大きな特徴は、ガス化炉、ガス精製、複合発電設備、空気分離装置等の主要構成機器間で空気や水・蒸気等の物質や熱エネルギーを有機的に結合して高効率を達成していることである。IGCCの主なインテグレーション技術を以下に記す。

(1) 空気系のインテグレーション

ガス化剤である酸素あるいは不活性ガス製造のための空気分離装置への空気供給方法として次の3つがある。

① フルインテグレーション

全ての空気をガスタービン圧縮機からの抽気でまかなう。(図1-2-2(a)で原料空気圧縮機がないもの。)

② パーシャルインテグレーション

空気の一部を別置き原料空気圧縮機から供給する。(図1-2-2(a))

③ インテグレーション無し

全ての空気を別置き原料空気圧縮機から供給する。(図1-2-2(a)で抽気空気がないもの)

また、酸素吹きの場合は、空気分離装置で副生する窒素をNOx発生抑制と動力回収のためガスタービン燃焼器に投入する方式(図1-2-2(a))、空気吹きの場合は、空気分離装置で副生する酸素をガス化剤空気に混入する方式(図1-2-2(b))も採用されている。

(2) 水・蒸気系のインテグレーション

ガス化炉後流の熱交換器、複合発電設備の排熱回収ボイラ等における熱回収方法を最適化するため、水・蒸気系のインテグレーションが行われ、単圧、復圧、3重圧、さらに、再熱・再生の有無などが加わり、多種多様なシステムが構成される。

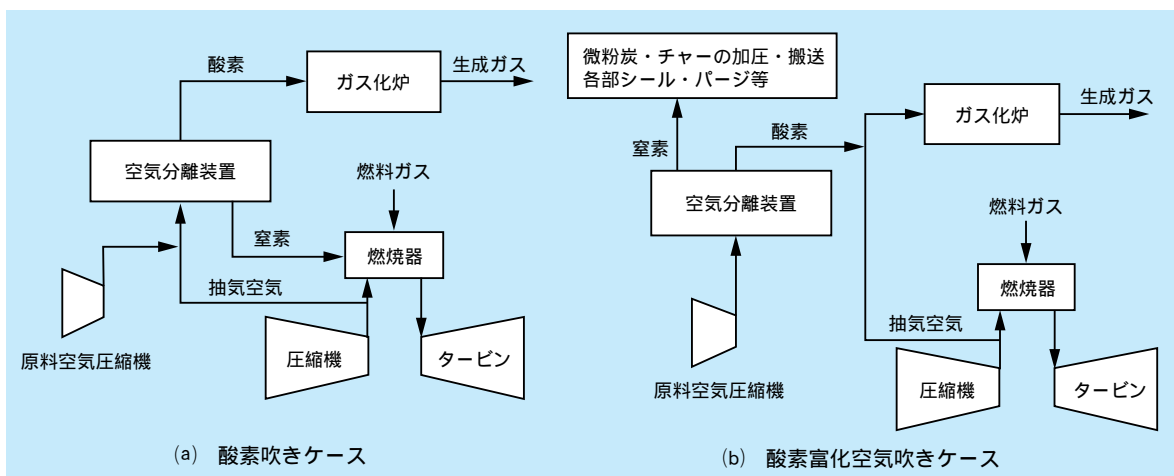


図1-2-2 空気系のインテグレーション

1 - 3 海外における開発経緯と最新動向

石炭ガス化炉の開発の歴史は古く、1920年代に都市ガスや化学原料の製造用として実用化されている。発電用ガス化炉の開発は1970年代より本格化し、西独のSTEAG社が政府の援助のもとに、1972年頃からKellerman発電所で170MWの固定床方式による世界初のIGCC運転を行った。図1-3-1に、IGCC用ガス化炉の開発の歴史を示す⁽³⁾。一般に、石炭処理量が数トン/日規模のベンチプラントによる研究からスタートし、数十～数百トン/日規模のパイロットプラントを経て、千～二千トン/日級の実証・商用炉へと開発が進められている。

近年、IGCC用ガス化炉の開発は噴流床方式が主流となり、本格的な実証計画としては、1984年から5年間運転を行ったクールウォーター計画(米国、テキサコ炉)をはじめとして、現在運転中の、デムコレック(オラン

ダ、シェル炉)、ワバッシュリバー(米国、ダウ炉)、タンパ(米国、テキサコ炉)、プエルトヤノ(スペイン、プレフロー炉)の4大プロジェクトがあげられる。

クールウォーター計画では、噴流床方式ガス化炉による世界初のIGCC実証運転(発電出力120MW)が行われ、熱効率(送電端)は30%前後と低いものの、安定した運転が行えることを実証した。我が国も出資共同体(JCWP:東京電力^(株)、^(株)電力中央研究所、^(株)東芝、石川島播磨重工業^(株)が参加)を組織し、実証試験に参加した。

表1-3-1に、現在運転中の主要な実証・商用プラントの概要および最近の技術動向を示す。

いずれも、ガス化方式には酸素吹き噴流床、ガス精製には湿式が採用されている。これまでの主なトラブルとして、灰付着、セラミックフィルタの破損、ガスタービ

2001年6月現在

ガス化方式	1970	1975	1980	1985	1990	1995	備考
電中研/三菱炉 (IGCC実証機) [空気吹き噴流床]				電中研横須賀 2t/日	勿来 200t/日PP	実証炉FS	2007年に実証炉運転予定
日立炉 (EAGLE) [酸素吹き噴流床]			1t/日炉(日立)		50t/日PP(HYCOL)	若松EAGLE PP	2002年に、EAGLE試験開始予定
CE炉 [空気吹き噴流床]	70年代初頭から発電用ボイラの基礎技術を基に開発に着手	ウインザー 120t/日常圧炉PP		加圧型検討		スプリングフィールド(米) 600t/日DP	スプリングフィールド計画は、経済情勢を理由に中止
テキサコ炉 [酸素吹き噴流床]	モンテペロー 15~25t/日PP 50年代から開発した、重質油ガス化技術を基に開発		オーベルハウゼン 150t/日(プロセスガス供給)	クールウォータープロジェクト(米) 1000t/日DP		タンパ(米) 2300t/日CP	タンパ: 1996年運転
シェル炉 [酸素吹き噴流床]	50年代初頭から開発に着手	アムステルダム(蘭) 6t/日PP ハーブルグ 150t/日PP			ディアパーク(米) 250t/日DP	ブナム(蘭) 2000t/日CP	ブナム: 1998年1月より商用運転開始
ダウ炉 [酸素吹き噴流床]	70年代初頭から開発に着手	ブラクマイン(米) 12~35t/日PP		ブラクマイン(米) 1600t/日DP	ブラクマイン(米) 2400t/日CP	ワバッシュリバー(米) 2600t/日CP	ワバッシュリバー: 商用運転中
プレフロー炉 [酸素吹き噴流床]	40年代から開発に着手されたコッパーストチック法を基に開発	ハンブルグ(独) 150t/日PPでシェルと共同開発		フルステンハウゼン(独) 48t/日PP		プエルトヤノ(西) 2600t/日CP	プエルトヤノ: 1998年運転
HTW炉 [流動床]	20年代から開発に着手されたウィングラー法を基に開発、常圧150t/日規模は56年に試験開始		Freohen(独) 34t/日PP	Berrenrath(独) 720t/日DP		コブラ計画 ケルン(独) 3600t/日CP	コブラ計画は中止。チェコ400MW IGCC計画有り(2003年運転予定)
ルルギ炉 [酸素吹き固定床]	ルーネン(独) 360t/日PP 58年からPP試験開始		ウェストフィールド(英) 350t/日PP	ウェストフィールド(英) 600t/日DP			ケンタッキー(米) BGL 400MW IGCC計画有り(2002年運転予定)

PP:パイロットプラント
DP:実証プラント
CP:商用プラント(補助を受けて建設され、実証運転の後商用運転を行うものも含む)
→:現在でも炉が存在し、試験運転を行っていると思われるもの

図1-3-1 IGCC用ガス化炉開発の歴史

表1-3-1 海外IGCCプロジェクトの最新動向

プロジェクト	Demkolec (オランダ)	Wabash River (アメリカ)	Tampa (アメリカ)	Puertollano (スペイン)
方式	シェル炉 (ドライフィード/酸素吹き) 湿式ガス精製	ダウ炉 (スラリーフィード/酸素吹き) 湿式ガス精製	テキサコ炉 (スラリーフィード/酸素吹き) 湿式ガス精製	ブレンフロー炉 (ドライフィード/酸素吹き) 湿式ガス精製
プラント出力	発電端284MW (送電端253MW)	発電端296MW (送電端262MW)	発電端322MW (送電端250MW)	発電端335MW (送電端300MW)
実施主体	Demkolec	Global Energy, PSI Energy	タンバ電力	Elcogas
スポンサー	・オランダ発電事業者連合SEPにより設立されたデムコレック社	・Global EnergyとPSI Energy ・DOE(CCT-IV)から50%の補助金 (最終的には41%補助)	・タンバ電力 ・DOE(CCT-III)から50%の補助金 (最終的には26%補助)	・EUの共同プロジェクトとして設置されたエルコガス社 ・ECから約9%の補助金
スケジュール	1990年 着工 1994年1月 実証試験開始 (GT不具合により実証試験1年延長) 1998年1月 商用運転開始	1990年9月 着工 1995年8月 石炭ガス化開始 1995年11月 実証試験開始 (試験期間3年間)	1994年7月 着工 1996年7月 ガス化運転開始 1996年9月 実証試験開始 (試験期間4年間)	1993年4月 着工 1996年10月 天然ガス炊試運転開始 1997年11月 石炭ガス化開始 1998年3月 石炭ガスでGT運転開始
運転状況	(主要なトラブル) ・大塊スラグによるスラグ取出口の閉塞 ・GT燃焼器の燃焼振動 ・セラミックフィルタの破損 (運転実績) ・総運転時間: 15000時間 (H10/12月末) ・最大連続運転時間: 1050時間 (H11/10月末) (その他特記事項) ・低品位炭や石炭コークスによる低コスト化を検討中	(主要なトラブル) ・シンガス熱交換器管の塩素濃縮と部材の初期残留応力による応力腐食割れ発生 ・セラミックフィルタの破損 ・精製ガス中の塩素によるCOSコンバータ触媒の劣化 ・GT燃焼器ライナーにクラック (運転実績) ・総運転時間: 14275時間 (H11/10月末) ・最大連続運転時間: 2200時間以上 (H12/10月末)	(主要なトラブル) ・GGHチューブリークによるGT損傷があり現在GGTを全て撤去 ・スクラパー出入口部の生成ガス配管エロージョン ・シンガス熱交換器の灰詰まり (運転実績) ・総運転時間: 10010時間 (H10/12月末) ・最大連続運転時間: 1250時間 (石炭ガス&LNG) ・ガス化炉累計運転時間: 1278時間 (H11/10月末) ・ガス化炉最大連続運転時間: 1154時間 (H12/10月末)	(主要なトラブル) ・GT燃焼振動により燃焼器バーナ全数取り替え ・GTバーナのオーバーヒートが発生 (運転実績) ・総運転時間数: 593時間 ・最大連続運転時間: 100時間 ・ガス化炉累積運転時間: 1278時間 ・ガス化炉最大連続運転時間: 182時間 (H11/10月末)
送電端効率	・計画 41.1% (HHV) ・実績	・計画 39.7% (HHV) ・実績 37.5% (HHV)	・計画 37.8% (HHV) ・実績 39.7% (HHV)	・計画 41.5% (HHV) ・実績

ン燃焼器の燃焼振動等が報告されている。これらのプラントは、運開後まもないプエルトヤノを除き、現在は概ね順調な運転が可能となりつつある。しかしながら、種々のトラブル報告や連続運転時間の伸び悩み等から推察すると、直ちに我が国へ商用機として導入できる状況にはないものと考えられる。表1-3-2に、これらのプラントでの主なトラブル経験とそれらに基づく実証機への反映事項を整理して示す。

なお、乾式ガス精製については、プラント熱効率の2ポイント程度の上昇が期待できるため、将来必要な技術として我が国が先行的に開発を進め、勿来200トン/日パイロットプラントにおいて、流動床方式(200トン/日規模)、固定床方式(20トン/日規模)等の運転研究が終了している。海外でも米国を中心に開発・運転計画が進められているが、詳細な報告は未だない。主要なIGCC用ガス精製方式の概要を表1-3-3に示す。なお、タンパにおける乾式ガス精製試験は中止が決定している。IGCC用ガスタービンについて、メーカーごとに比較す

る。プナム発電所に採用されたシーメンス社は、タービンロータ軸を対象として両側にサイロ型燃焼器を2筒配置し、それぞれの燃焼器にはデュアル燃料タイプのハイブリッドバーナを複数本配置している。ノズルの中心には、天然ガス用バーナを配置し、その外周に空気およびガス化燃料用の旋回羽根を持つ。一方、アルストーム社では、EVバーナを用いて旋回空気中に中カロリー燃料を噴射して急速に希釈混合し、サーマルNOxを抑制する燃焼方式について研究がなされており、アニュラー型燃焼器構造を採用している。また、GEではマルチキャン・マルチバーナ型燃焼器を採用しており、同時に、窒素、水蒸気等の希釈ガスを燃焼器のヘッドエンドから燃焼用空気中に噴出させる研究もなされている。このように、主要なガスタービンメーカーのシーメンスウェestingハス、アルストーム、およびGE各社は従来から保有する天然ガス焼きガスタービンの構造の相違から、それぞれ異なった特徴を有するガスタービンを開発してきている。

表1-3-2 海外プラント運転実績と実証機への反映事項

ガス化炉概念図		運 転 実 績	実証機への反映事項	
ブフナム (オランダ)		ガス化炉設備	・塊状、針状スラグ堆積によるスラグ払い出し不良発生 出口弁大口径化	・シミュレーション、試験炉による事前検証 ・スラグクラッシャー大型化
		ガス精製設備	・セラミックフィルタの割れ発生 フィルタ固定構造の変更	・フィルタ支持・固定構造の適正化 ・破損時の早期検知とバックアップ対策
		複合発電設備	・ガスタービン燃焼振動発生 燃焼器・バーナ設計変更	・実圧実寸燃焼試験実績の検討・評価
		全体システム	・フルインテグレーション (ASU-GT) での制御不良 起動用空気圧縮機設置	・空気分離装置 (ASU) は別置き空気圧縮機により、単独運転
ワバッシュリバー (アメリカ)		ガス化炉設備	・SGC入口部に灰堆積発生 流路形状、流速変更 ・塩化物濃縮によるSGC伝熱管の腐食・応力腐食割れ SGC補修	・シミュレーション、試験炉による事前検証 ・スーツプロアの設置 ・温度管理の徹底による塩化物濃縮防止
		ガス精製設備	・塩化物によるCOS転換触媒の劣化 上流にスクラバー設置、触媒種変更 ・セラミックフィルタの割れ メタルフィルタに変更	・耐ハロゲン性触媒の採用 ・フィルタ支持・固定構造の適正化
		複合発電設備	・ガスタービン燃焼器ライナーにクラック 燃料ノズル・ライナー交換	・実圧実寸燃焼試験実績の検討・評価
タンバ (アメリカ)		ガス化炉設備	・輻射型ガス冷却器上部シール部リーク 設計変更、運転手順確立 ・対流型冷却器でガス温度低、結露により灰付着 輻射型冷却器設計変更 ・石炭性状変化によるスラグトラブル 一部設備改造	・シール部設計の適正化 ・監視計測手法の検討 ・熱交換器設計の適正化 (パイロット炉実績、基礎試験、シミュレーション) ・炭種による影響の事前評価
		ガス精製設備	・ガス熱交における腐食、灰堆積・ガス流速上昇・エロージョンによりガスリーク 設計変更検討中	・温度管理 (起動、停止、部分負荷) の徹底 ・ガス熱交設計の適正化
		複合発電設備	・ガス熱交の腐食・粗ガスリークによるタービン翼損傷 熱交バイパス、フィルター設置	・タービン翼デポジット特性の解明

表1-3-3 国内外におけるガス精製技術の開発動向

プロジェクト名	ガス化炉形式	集じんプロセス	脱硫プロセス
デムコレック (オランダ)	乾式給炭 酸素吹き 一段噴流床	サイクロン+ セラミックフィルタ+ 湿式スクラバ	湿式：化学/物理吸収 スルフィノールM法
タンバ (アメリカ)	スラリー給炭 酸素吹き 一段噴流床	湿式 (ガス量100%) スクラバ	湿式 (ガス量100%) MDEA法
		乾式 (ガス量10%) サイクロン+ メタルフィルタ	乾式 (ガス量10%) 移動床
ワバッシュリバー (アメリカ)	スラリー給炭 酸素吹き 二段噴流床	メタルフィルタ+ 湿式スクラバ	湿式：化学吸収 MDEA法
プエルトヤノ (スペイン)	乾式給炭 酸素吹き 一段噴流床	セラミックフィルタ+ 湿式スクラバ	湿式：化学吸収 MDEA法
ピニオンパイン (アメリカ)	乾式給炭 空気吹き 流動床	サイクロン+ セラミックフィルタ	乾式：流動床
200トン/日パイロット プラント (福島県いわき市)	乾式給炭 空気吹き 二段噴流床	乾式 (ガス量100%) グラニューラベッド	乾式 (ガス量100%) 流動床
		乾式 (ガス量10%) ポーラスフィルタ	乾式 (ガス量10%) 八ニカム固定床

1 - 4 我が国における開発経緯と最新動向

1-4-1 I G C C 開発経緯

我が国で事業用IGCCとして開発が進められている噴流床方式石炭ガス化複合発電技術について、その開発経緯を記す(図1-4-1)。

噴流床石炭ガス化複合発電については、1980年12月に中電協技術開発推進会議の小委員会として石炭ガス化専門部会が設置され(～1986年9月)さらに、火力新技術研究会(1981年12月～1983年7月)火力新技術調査委員会(1982年3月～1983年9月)での検討の結果、大容量化、炭種適合性、環境保全性、負荷応答性等に優れた噴流床方式の石炭ガス化複合発電技術開発を官民一体となって進めることとなった。

こういった流れの中で、当研究所は中電協からの依頼を受け、石炭ガス化複合発電技術調査及びパイロットプラントの概念設計を実施した(1981、82年度)。引き続き、当研究所はNEDOからの委託を受け、パイロットプラント基本計画策定のためのフィージビリティ・スタディ(FS)を実施した(1983～1985年度)。

このFSの結果を受け、NEDOは、「パイロットプラントの基本計画」を1985年度に取り纏め、総合エネルギー調査会石油代替エネルギー部会石炭ガス化委員会及び産業技術審議会新エネルギー技術開発部会石炭ガス化特別委員会に諮問し、噴流床石炭ガス化複合発電パイロットプラント計画を実行に移すこととなった。

1986年6月に10電力会社と当研究所から成る石炭ガス化複合発電技術研究組合(IGC組合)が設立され、勿来200トン/日パイロットプラント計画を開始した。ガス化炉については、1982年度より当研究所と三菱重工業(株)が2トン/日炉により開発を行ってきた空気吹き加圧二段噴流床方式が、ガス精製については、夕張40トン/日パイロットプラントで開発を行ってきた流動床脱硫・移動床脱じんが採用された。

当研究所は、1982年度～1995年度に2トン/日ガス化炉の運転を行い、空気吹き加圧二段噴流床ガス化炉の基本技術を確立した⁽⁴⁾。20銘柄(約40種)のガス化特性を確認するとともに、フラックス添加や混炭による高灰融点炭の融点降下方策を開発し、高灰融点炭を高性能でガス化できることを確認した⁽⁵⁾。また、2トン/日ガス

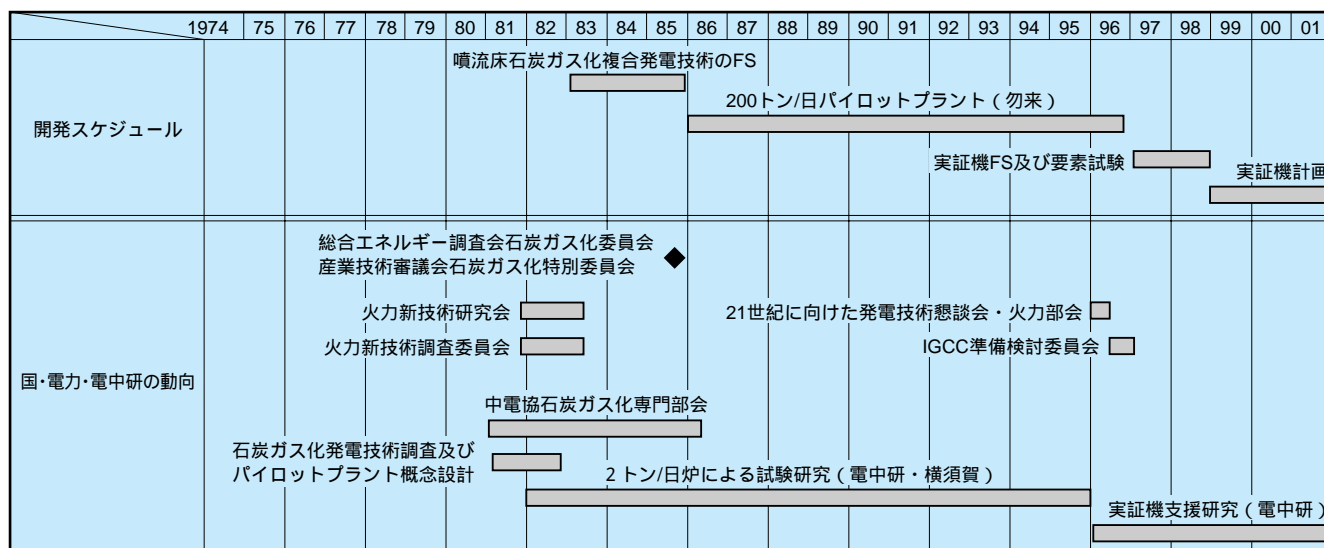


図1-4-1 我が国における噴流床石炭ガス化複合発電技術の開発経緯

化炉を活用し、パイロットプラントのガス化炉設計データを取得した。以下の10項目の研究成果が、パイロットプラントの設計および運転に反映された。

①ガス化炉形状（炉内流動試験）、②水冷スラグホール、③電気集塵機（EP）、④ガス化炉材料選定、⑤チャーの生成ガス搬送、⑥微量ガス成分把握、⑦パイロットプラント候補炭の事前検証、⑧熱交換器伝熱特性、⑨遮断弁の耐久性、⑩スラグホッパ水の水質調査

パイロットプラントは、1991年度より運転が開始され、スラッキングトラブルに苦しんだものの、最終的にはこれを克服して789時間の連続運転時間を達成し、1996年度に成功裏に終了した⁶⁾。

勿来パイロットプラントの成果を踏まえ、実証機計画に関する検討が行われ、1996年6月に21世紀に向けた発電技術懇談会・火力部会の中間報告として、IGCCの位置づけ、開発の重要性が取り纏められ、1997、98年度に実証機FSを実施することとなった。また、IGCC準備検討委員会（1996年8月～1997年3月）において、実証機FSの位置づけの再確認と前提条件等の検討が行われた。

実証機FSは、NEDOより東京電力(株)に委託されたが、10電力会社及び当研究所が共同研究契約を締結し、東京電力(株)に各法人からの出向・派遣者が集結し、実施された。本FSの結果、勿来方式ガス化炉（酸素富化空気吹き加圧二段噴流床方式）と湿式ガス精製（MDEA）の組み合わせが最も高い評価を受けた。

1999年度より、上記の電力共同研究として実証機計画がスタートした。1999年度～2000年度は東京電力(株)が、2001年度以降は(株)クリーンコールパワー研究所が

実施主体となり計画を推進している。

1-4-2 その他の開発動向

(1) 噴流床方式多目的ガス化技術

サンシャイン計画において、1983年度より噴流床方式多目的ガス化技術に関する検討が行われた。その検討結果に基づき、1986年度に石炭利用水素製造ガス化技術の開発が開始され、(株)日立製作所が1981年度より開発を行ってきた酸素吹き加圧二段噴流床方式ガス化炉を採用した50トン/日パイロットプラントが袖ヶ浦に建設され、1991年度から1993年度にかけて運転が行われた（HYCOL計画）。引き続き、1995年度より燃料電池用石炭ガス製造技術として本ガス化技術の開発（EAGLE計画）が進められており、電源開発(株)の若松総合事業所において、150トン/日パイロットプラントの運転が2002年度より開始される予定である。

(2) 加圧CPC

25トン/日、2MPa、空気または酸素富化空気吹きガス化炉の開発が、石炭利用総合センター（CCUJ）、川崎重工業(株)、中部電力(株)、電源開発(株)により電源開発(株)若松総合事業所において行われ、1999年度をもって終了した。

(3) 多目的石炭転換技術

100トン/日、0.3MPa、酸素吹きガス化炉の開発が、CCUJ、新日鐵(株)他7社により北九州市の新日鐵(株)八幡製鉄所において行われ、2000年度をもって終了した。

1-5 250MW 実証機計画の概要

2001年6月、(株)クリーンコールパワー研究所が電力共同出資により設立され、国からの補助を受け事業主体としてIGCC実証機プロジェクトを実施することとなった。空気吹きIGCC開発の最終段階に入った、実証機プロジェクトの概要と計画について以下に述べる。

1-5-1 実証プラント試験の概要

実証プラントの概要を表1-5-1に示す。

表1-5-1 実証プラントの概要

出力 (石炭使用量)	250MW級 (約1700トン/日)
方式 ガス化炉 ガス精製 ガスタービン	空気吹き噴流床ドライフィードガス化 湿式ガス精製(吸収液MDEA)、石膏回収 1200 級
目標熱効率	発電端48% (LHVベース)、46% (HHVベース) 送電端42% (LHVベース)、40.5% (HHVベース)

(1) 出力規模

出力規模は、パイロットプラントから実証プラントへのスケールアップ比率と、実証プラントから商用プラントへのスケールアップ比率の双方を鑑み、適正な値を選定する必要がある。

パイロットプラントから実証プラントへのスケールアップ比率は、海外プラントの実例(4～10倍程度)を参考として約8倍、実証プラントから商用プラントへのスケールアップ比率については、過去の電力プラントのスケールアップ実績(最大2.12倍)を参考にして2倍程度を選定し、結果として実証プラントの出力規模を250 MWとした。

(2) 方式

方式としては、空気吹きガス化炉と湿式ガス精製の組み合わせを採用する。1997年度に実施された実証試験

に向けたフィービリティスタディ(FS)において選定された方式である。

パイロットプラントでは、より高効率を得られる乾式ガス精製を採用した。試験において目標性能は達成したものの、実証プラントに採用するには機器信頼性・環境性に課題が多く、IGCC実証プラントを確実に成功させる狙いから、実証プラントには比較的技術課題の少ない湿式ガス精製を採用することとした。ガスタービンは出力を250 MWに抑えるため、1200 級を採用することとした。

(3) 熱効率

目標熱効率は1200 級ガスタービンでは高効率化には限界があるが、新鋭大容量微粉炭火力と同程度の送電端効率40.5%を設定した。実証試験でIGCCの総合的な検証がなされれば、商用段階では1500 級ガスタービンの採用により、送電端効率で46～48%を達成できると見込んでいる。

IGCCシステムの構成を図1-5-1に示す。

1-5-2 実証プラントの目標

実証プラントとして達成すべき目標を表1-5-2の通り定めた。表1-5-3に示すIGCCの商用化時点で求められる信頼性、熱効率、環境性、炭種適合性、経済性の水準

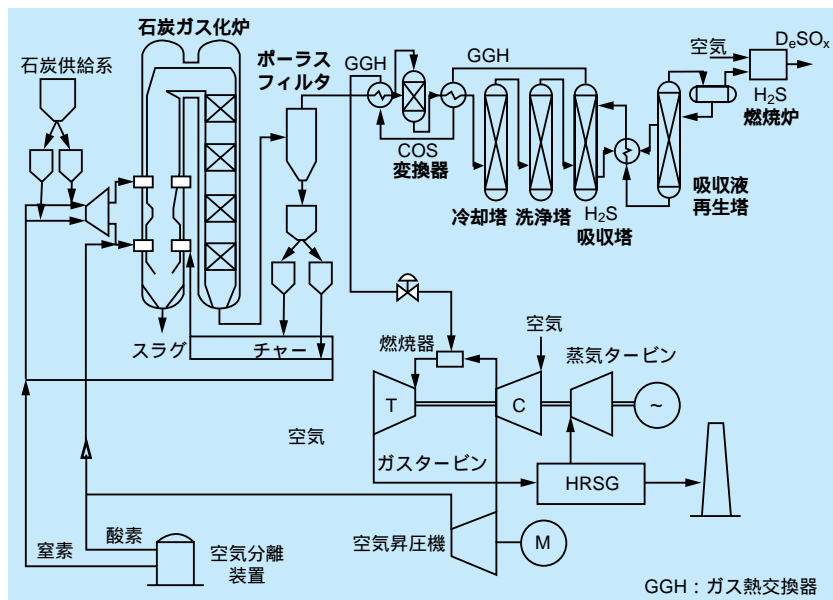


図1-5-1 IGCCのシステム構成

表1-5-2 実証プラントの達成目標

指 標	水 準
信頼性	年利用率70%以上の見通しが得られること
熱効率	送電端効率 42% (LHV) 40.5% (HHV)
環境性	SOx : 8 ppm (16%O ₂ 換算) NOx : 5 ppm (16%O ₂ 換算) ばいじん : 4 mg/m ³ N (16%O ₂ 換算)
炭種適合性	微粉炭火力に適合しにくい灰融点の低い石炭(灰溶融度1400 以下)を使用し、安定運転ができること
経済性	発電原価が微粉炭火力と同等以下となる見通しを得ること

表1-5-3 商用化時点で求められる水準

指 標	水 準									
信頼性	年利用率70%以上									
熱効率	<table border="1"> <tr> <td>発電端</td> <td>送電端</td> <td></td> </tr> <tr> <td>51%</td> <td>46%</td> <td>1500 級ガスタービン/湿式ガス精製の場合 (HHV)</td> </tr> <tr> <td>53%</td> <td>48%</td> <td>1500 級ガスタービン/乾式ガス精製の場合 (HHV)</td> </tr> </table>	発電端	送電端		51%	46%	1500 級ガスタービン/湿式ガス精製の場合 (HHV)	53%	48%	1500 級ガスタービン/乾式ガス精製の場合 (HHV)
発電端	送電端									
51%	46%	1500 級ガスタービン/湿式ガス精製の場合 (HHV)								
53%	48%	1500 級ガスタービン/乾式ガス精製の場合 (HHV)								
環境性	SOx : 8 ppm (16%O ₂ 換算) NOx : 5 ppm (16%O ₂ 換算) ばいじん : 4 mg/m ³ N (16%O ₂ 換算)									
炭種適合性	瀝青炭に加えて、亜瀝青炭等の灰融点の低い、より低質な石炭を利用して安定運転ができること									
経済性	発電原価が微粉炭火力と同等以下									

を基に設定された。

(1) 信 頼 性

実証プラントは、商用プラント並の信頼性を検証するという趣旨から、ベース電源として必要な年利用率を確保できることとした。

(2) 熱 効 率

実証プラントにおいては、規模が比較的小さいこと、ガスタービン性能が商用規模のものより劣ることを勘案すると、送電端効率 40.5% 程度となる。それでも 1000MW 級大容量微粉炭火力の送電端効率とほぼ同等であり、妥当な水準と考えられる。

実証プラントで IGCC の総合的な検証がなされれば、商用段階では大容量で高性能な 1500 級ガスタービンの採用により、高い熱効率が達成されると見込んでいる。

(3) 環 境 性

SOx、NOx、ばいじん等の排出濃度が最新鋭の微粉炭火力と同等で、熱効率の向上により発電電力量あたりの排出量が低減されることを目標とした。

(4) 炭種適合性

商用段階では幅広い炭種適合性が求められるが、微粉炭火力向けの炭種によるガス化はすでに勿来パイロットプラントで検証済みである。

実証プラントでは主として、微粉炭火力に不向きであり IGCC に適していると考えられる、低灰融点炭を使用することとする。

(5) 経 済 性

今後大規模電源においても、競争入札による導入の決定が行われていく所である点も踏まえ、少なくとも既存の超々臨界圧微粉炭火力 (USC) と同等程度の経済性の確保が必要である。

1-5-3 実証プラント試験スケジュール

現在計画中の実証プラント試験スケジュールを表 1-5-4 に示す。実証プラント試験は 1999 年度から 2009 年度までの 11 年間で計画され、「事前検証試験」と「実証試験」の 2 つの工程に大別される。

今後は事前検証試験の成果を反映して、2001 年度より実証プラントの基本設計・詳細設計に入り、実証プラ

表1-5-4 実証プラント試験スケジュール

年度	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
事前検証試験		事前検証試験									
実証試験			基本設計・詳細設計				建設			運転試験	
環境アセスメント			環境アセスメント								

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としている。建設に先立ち環境アセスメントを行う必要があり、実証プラントの設計と並行して実施する計画としている。図1-5-2に実証プラントの完成予想図を示す。

1-5-4 研究開発の実施体制

実証プラント試験の開発体制を図1-5-3に示す。IGCC実用化に至る最終段階として、民間主導の開発体制を構築するため、電力9社および電源開発(株)が出資する(株)クリーンコールパワー研究所が設立された。出資10社と(助)電力中央研究所および(株)クリーンコールパワー研究所の12法人は共同研究契約を締結し、実証プラント試験を推進していく。

(株)クリーンコールパワー研究所は、実施主体として、30%を国からの補助金及び、残る70%を参加電力11法人からの分担金を基に実証プラント試験を推進している。また研究員は、各法人からの出向者および派遣者により構成されている。

実証プラント試験の開発計画は、いよいよ本格的な段階に入った。事前検証試験の成果など、実証プラントの信頼性向上に向けたデータも確実に収集されつつあり、今後の実証プラント設計に生かしていくこととしている。

空気吹き噴流床IGCCは、既に十余年をかけて開発を進めてきた我が国独自の石炭の高効率発電技術である。12法人が一丸となり、日本の電力に適用しうる高効率、高信頼性で、かつ経済性に優れたIGCCの早期実用化に向けて、全力を挙げていく計画である。

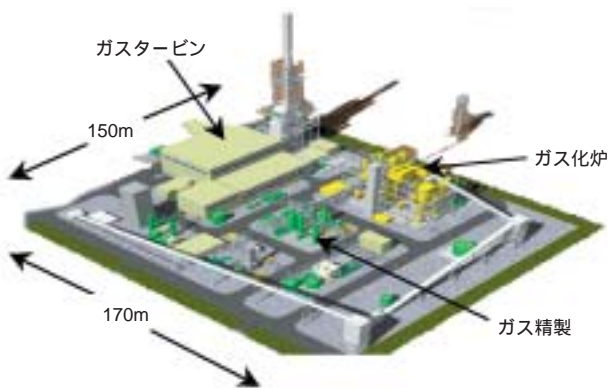


図1-5-2 実証プラントの完成予想図

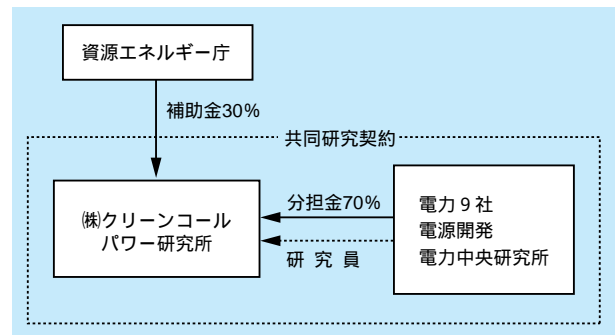


図1-5-3 実証プラント試験の研究開発体制

コラム：石炭ガス化複合発電のLCA解析

1. はじめに

石炭火力は、供給および価格の安定性に優れていることから、ベースもしくはミドル供給力を担う電源として期待されている。しかし、石炭はその燃焼に伴う熱量あたりの大気汚染物質の排出量が他の燃料と比較して多いという問題点がある。とりわけ、温室効果ガスの排出は重大な問題である。

当研究所では、2010年頃の技術確立を目指して研究開発が進められている石炭ガス化複合発電（IGCC）を取り上げ、現在利用されている平均的な微粉炭火力と比較してどの程度のCO₂削減効果があるのか、また、地球温暖化の観点からみて石油火力やLNG火力と比べて十分な競争力を持つか否かについて検討した。

2. ライフサイクルアプローチ

発電に伴うCO₂排出量を考えるとき、発電燃料が燃焼する際に排出されるCO₂のみを思い浮かべてしまいがちである。しかし、実際には、発電燃料の生産や輸送、発電所の建設などに伴いCO₂は排出されていることにも着目すべきである。一般に、資源の採取から、製造、使用、廃棄に至るすべてのプロセスを踏まえて環境負荷を評価する方法は、広くはライフサイクルアプローチ（LCA）と呼ばれている。

地球温暖化という観点から発電技術を評価する場合には、1 kWh（送電端）あたりのライフサイクルCO₂排出量（式1）が、指標として有効である。これは、発電所の耐用年間に於いて排出される温室効果ガス量を、その期間中の総発電量（送電端）で割ることで求められる。CO₂以外の温室効果ガスは、GWP（地球温暖化ポテンシャル）を用いてCO₂量に換算される。ライフサイクルにわたり排出される温室効果ガスは、発電燃料の燃焼による直接排出、設備建設、設備運用、設備解体に伴う間接排出の4つに大きく分けられる。このうち、発電所などの設備建設に伴うCO₂排出量の推計が最も煩雑である。一般に、ライフサイクルからの排出量を推計するためには、そのライフサイクルに含まれるプロセスをひとつずつ検討する手法（積み上げ法）が採用される。しかし、発電システムのように多種多様な製品で構成されている設備の製造および建設のプロセスをひとつずつ把握するのは極めて困難である。そこで、設備の製造および建設に伴うCO₂排出量については、産業連関

表を用いて推計する手法（産業連関法）が有効である。本研究では、積み上げ法と産業連関法の長所を生かした融合手法を利用して、ライフサイクルにわたるCO₂排出量を推計している。なお、分析手法の一般論の詳細については文献(1)を参照されたい。

ライフサイクルCO₂排出原単位 [g-CO₂/kWh(送電端)]

$$= \frac{(\text{発電燃料} + \text{設備建設} + \text{設備運用} + \text{設備解体})[\text{g-CO}_2]}{\text{耐用年間の発電電力量(送電端)}[\text{kWh}]}$$

式1（1 kWhあたりのライフサイクルCO₂排出量）

3. 検討対象とライフサイクルの定義

表1に、検討対象とした石炭ガス化複合発電（IGCC）プラントと従来型微粉炭火力発電プラントの仕様を示す。

IGCCと従来型いずれも、図1に示す範囲をライフサイクルとして設定した。発電燃料となる石炭は、海外炭と国内炭を利用するとし、その比率は近年の実績に基づき想定した。海外炭は複数の国から輸入しており、その輸入比率も近年の実績に基づいた。海外炭は、炭鉱から積出し港までディーゼル機関車で輸送し、そこから、コールセンターなどを經由せずに発電所へ船舶輸送されるとした。国内炭は炭鉱近くの港から発電所までの船舶輸送のみを考慮した。発電所で発生した石炭灰は、

表1 検討対象とした発電プラント

	IGCC	従来型
設備容量 (MW)	643	643
利用率	70%	70%
発電効率 (発電端)	51.0%	39.6%
所内率	9.9%	6.9%
耐用年数 (年)	30	30

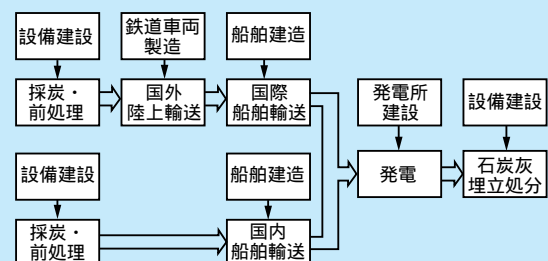


図1 石炭火力のライフサイクル

有効利用することなくすべて埋立て処分されるとした。

4. 結果

4.1 従来の微粉炭火力との比較

IGCCのライフサイクルにおけるCO₂排出量は779g-CO₂/kWhと、従来型の965g-CO₂/kWhに比べて、186g-CO₂/kWh少ない(図2)。効率改善による発電用石炭の燃焼に伴う直接排出量の減少が大きく効いている。他方、間接排出量は見かけ上ほとんど変化はない。ただし、内訳をみると、IGCCでは、発電時に必要とされる水酸化ナトリウムなどの消耗資材の増加により、発電運用時のCO₂排出量は従来型に比べて4g-CO₂/kWh多い。逆に、IGCCでは発電効率の向上により、従来型微粉炭に比べて必要とされる発電用石炭量が少なく、石炭の採掘や輸送に伴うCO₂排出量が4g-CO₂/kWhほど減少する。その結果、間接排出量は増加分と減少分が打ち消しあい、見かけ上ほとんど同じとなる。また、石炭採掘時に漏洩するメタン量は、従来型に比べてIGCCは必要となる石炭量が少ないため、IGCCが9g-CO₂/kWh少ない。

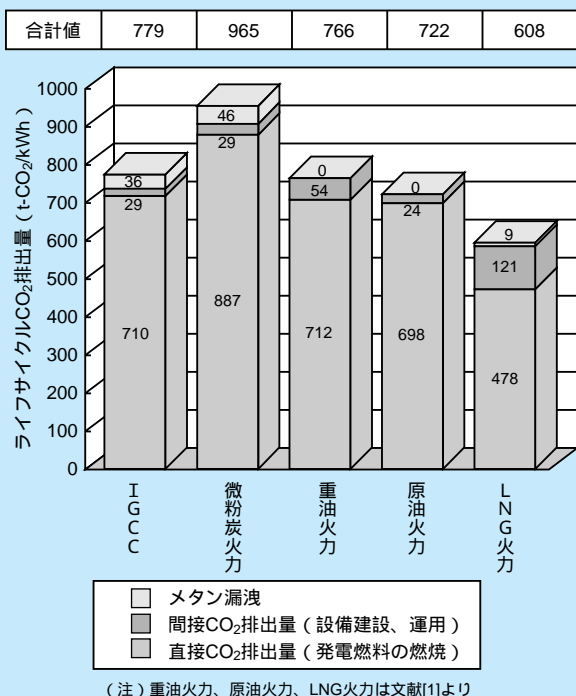


図2 火力発電技術のライフサイクルCO₂排出量

1 本研究の従来型のライフサイクルCO₂排出量が、文献(1)における石炭火力の値と異なるのは、発電用石炭の熱量が異なるためである。

IGCCと従来型とでは、それぞれに適した石炭が異なるため、その性状、輸入国、採炭時の漏洩メタン量などが異なる可能性もある。ただし、これらの前提条件が異なっても、表1で示された設計どおりの技術特性が実現されるならば、IGCCの大きな優位性は変わらない。

4.2 他の火力発電技術との比較

地球温暖化の面からみたIGCCの環境特性は、LNG火力には及ばないが、現状の平均的な重油火力とほぼ同程度であると認められる(図2)。直接排出量は、IGCCと重油火力とでほぼ同じである。他方、石炭採掘時に漏洩するメタンが原油採掘時に比べて多いために、メタン漏洩量についてはIGCCの方がやや多い。漏洩メタンの回収および有効利用が確立されれば、IGCCの間接排出量は減少する可能性がある。なお、発電燃料の性状の違いによるCO₂排出係数の差異、そして、発電燃料の輸入国の想定、などに結果が依存することを踏まえる必要がある。

以上のことから、設計通りの送電端効率が達成されるならば、IGCCは現状の平均的な重油火力技術と比べて十分競合できるものであるといえる。

5. まとめ

石炭は、供給安定性や価格安定性の面から優れているにも関わらず、環境面からダークなイメージを持たれる傾向があることは否めない。しかし、CO₂(メタンを含む)排出量に関しては、IGCC技術と現状の平均的な重油火力技術との間にほとんど差は無い。IGCCは、CO₂排出量が多いという石炭の短所を最小限にとどめ、上述した長所を生かすための技術であると言える。

資源小国である我が国は、特定の電源に依存することは避けねばならず、経済、安全保障、環境などの様々な制約の基に最適な電源構成を組む必要がある。環境制約を満たしつつ、電源選択の幅を広めるために、今後、IGCC技術はじめとしたクリーンコールテクノロジーの研究開発が期待される。

参考文献

- (1) 本藤祐樹、内山洋司、森泉由恵、「ライフサイクルCO₂排出量による発電技術の評価」、電力中央研究所報告Y99009、(2000)