

“リアル クリーン パワー” への礎石 —石炭ガス化発電商業プラント見学レポート (上)—

原 晋一*



図1 常磐共同火力(株)勿来 IGCC¹⁾

1. はじめに

昨年まで約10年間続いた地球温暖化の停滞、ハイエタスが過ぎ例年より暖かい昨年末(平成27年12月14日)、それでも寒さを感じながら、常磐共同火力(株)勿来発電所(図1)の空気吹き石炭ガス化発電設備(IGCC)をSCE-Netの総勢18人が見学した。

石炭火力は地球規模の気候変動の緩和の必要性に課題が有る発電手段と称される雰囲気の中、石炭ガス化発電は安定電源かつ高効率で安価な電気を生み出す手段として注目される発電手段と考えられ、その商業設備としての操業の状況と技術を直接目で見話聞くことができることは非常な楽しみであった。

勿来発電所のIGCCは、国産技術として第2次オイルショック後半電力コストの上昇が懸念された昭和58年以来、長年年月をかけて研究・開発・実証化が進められた空気吹き石炭ガス化方式であり、東日本大震災の津波による水没の災難にも4か月という短期間で復旧し、かつ実証設備でありながらひっ迫した電力供給に対し活躍し、災害復旧への重要なグリッドパワー戦力として発電を続けその技術の確かなことを証明した。その後、同じ設備を基に平成25年4月から常磐共同火力(株)勿来発電所において商業設備として運転が行われている。さらに今後、この技術を基にガスタービン最新鋭の技術に替え、更なる高効率発電設備として、540MWの石炭ガス

化発電新設計画が福島県の2カ所で進められており、2020年初頭の運転開始により長年の研究開発の成果が社会的に本格的な形で具現化されようとしている。

地球規模の気候変動緩和の為には排出される炭酸ガスの減少や捕捉・固定化(CCS)が必要だが、それをより効率的に行うことのできる酸素吹きIGCCの実証化開発が来年から広島県の大崎でスタートすべくプラントの建設が進んでいる。その技術も勿来のガス化炉技術をベースとしたもので、CCSにおけるCO₂の高効率回収技術や、燃料電池併設によるさらなる高効率発電技術の開発も進展すると考えられることから、今後のわが国における発電システムにおけるIGCCの主役としての姿が見えて来つつある。

振り返ってみれば長年の技術開発の基に実現したこの勿来IGCCの商業運転による石炭ガス化の技術経験がなければ、安価なコストで電力を供給できる石炭IGCCのさらなる高効率化やCCS技術開発の推進は更に困難を伴っていると考えられる。

ここでは、空気吹きIGCCの位置づけ、開発経緯、プロセスの特徴と商業運転実績および今後の計画、更にはIGCCの火力発電における比較とCCSを含む石炭火力の課題と今後の方向等について述べる。

2. 石炭火力、IGCCの位置づけ

2-1. 安価なベースロード電源

2015年4月に発表されたエネルギー基本計画の策定にあたり行われた各電力コストの検討においても示されているように(図2)、石炭火力発電のコストは、災害対策費等未確定なため幅のあるコスト

*Shinichi HARA: 原 技術士事務所(技術士, 化学部門),
SEC-Net エネルギー研究会
TEL/FAX: 03-5370-2348
E-mail: sharasetsu@yahoo.co.jp

【コスト試算のポイント】

- モデルプラント形式（最近7年間の稼働開始プラント，最近3年間の補助実績等を基に設定）
- CO2対策費用，原子力の事故リスク対応費用，政策経費等の社会的費用も加算。
- 2020年，2030年モデルは燃料費・CO2対策費の上昇，技術革新等による価格減を見込んで試算。

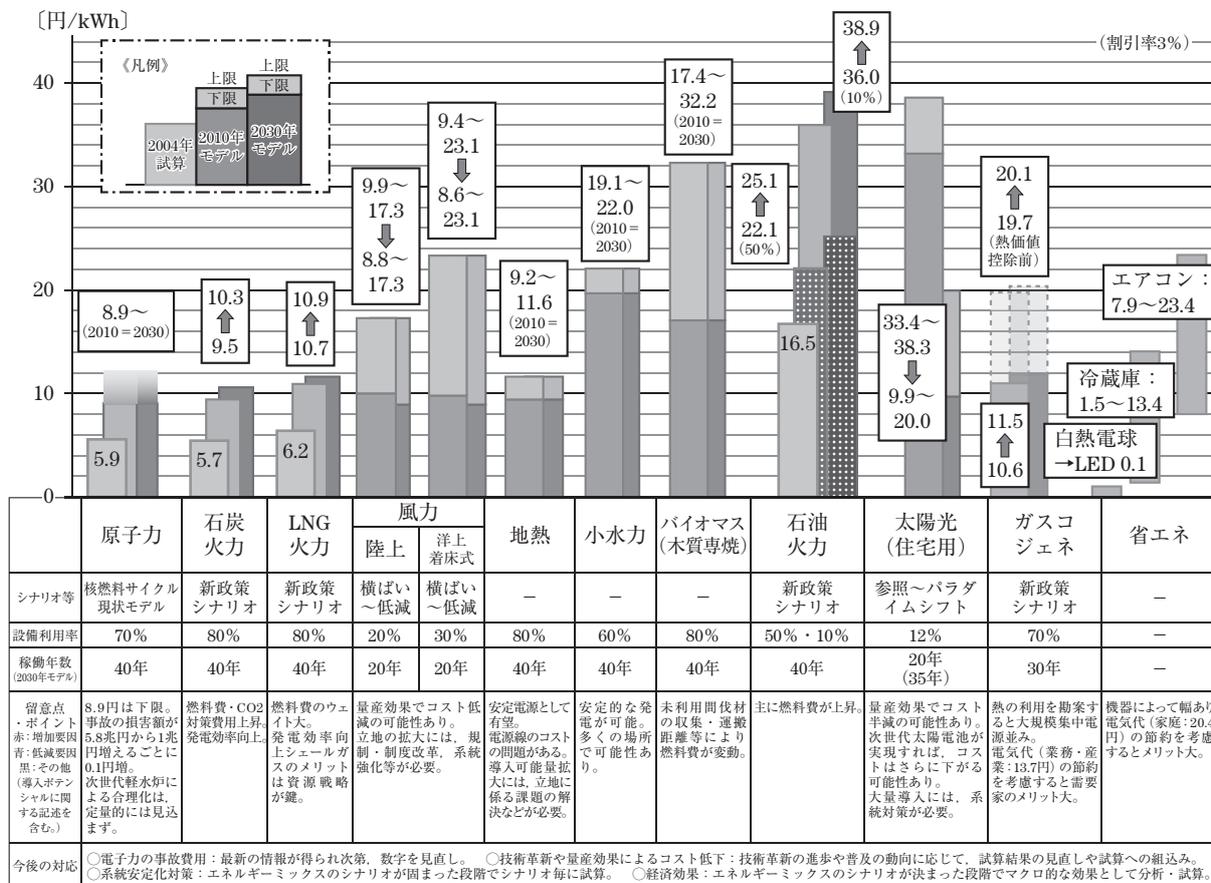


図2 政府検討の各電源コスト²⁾

で示されている原子力発電のコストを除き，最もコストの安い発電方式である。

その理由は，火力発電燃料の内でも価格の安い石炭を燃料にすることと，微粉炭燃焼ボイラー方式では燃料化が困難な亜瀝青炭という石炭の中でも安価な発電燃料を使用できるためである。それはIGCCが，石炭に含まれる無機化合物を多く含有し，その融点が低い種類の石炭を燃焼するにあたり，溶融灰分による装置内の汚れ閉塞を避けつつかつ灰分（粒状スラグ）の排出が容易であり，その排出された灰分の体積が小さくかつ再利用できる形で副産できるプロス特性を持っているからである。

火力発電で使用される各燃料価格の比較と，使用可能石炭の範囲と石炭種別の価格状況を図3，図4，図5に示す。

図3に示す通り，石炭以外の各燃料価格は大幅に下がり，図2のベースである平成22年の価格に対して，発電コストは異なってくるが，燃料部分のコスト順序は変わらない。またエネルギー価格自体も

いずれ高価格状態に価格に戻るだろうと考えられ，将来の価格として考えられるエネルギー価格（原油価格70\$/B程度）での各電力価格については火力発電の各方式比較において検討し，当レポートの（下）で述べる。

石炭火力には，微粉炭燃焼ボイラーの高温化により，IGCCと発電効率をほぼ同等まで上げることのできる超々臨界発電技術が開発中であるが，後述するようにCCSの高コストや前述の原料石炭種の制約から限界があり，またガスタービン発電は運用性に優れる特性からミドル電源としては必須であるが，LNG化し輸入する高コストな天然ガスのためコスト的な限界がある。その中で空気吹きIGCCはガス化発電においては，空気を使用することから，低コストで，安定的な操業が可能な方式である。

2-2. GHG（温暖化ガス）排出対策が必要

地球規模の気候変動の緩和のためには2050年までにCO₂の排出のない発電技術を採用する必要が

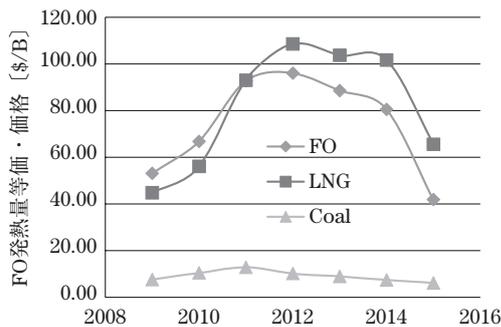


図3 火力発電燃料発熱量等価・価格推移³⁾

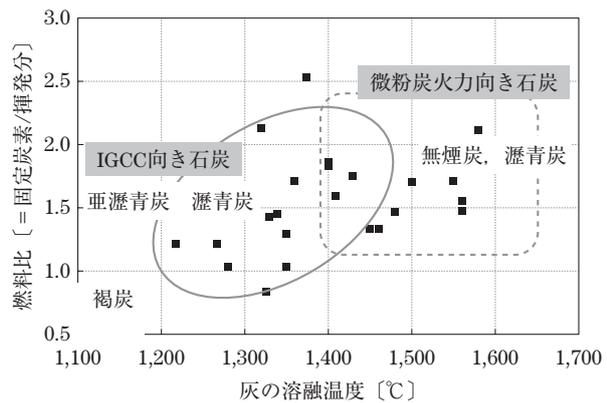
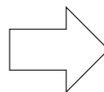


図4 日本使用適応石炭性状⁴⁾

〈亜瀝青炭織り込み前〉

	CIF価格 [円/t]	数量比率 [%]
豪州	10,174	81
インドネシア	9,096	19
合計	9,968	100



〈亜瀝青炭織り込み後〉

	CIF価格 [円/t]	数量比率 [%]
豪州	10,174	81
インドネシア	9,096	14
亜瀝青炭	8,537	5
合計	9,941	100

図5 炭種による価格差⁵⁾

あると昨年末パリで開催された COP-21 で確認されたが、そのためには CO₂ 排出係数の最も多い石炭火力においては特に CCS 技術の開発適用が必要となる。

CCS 技術を適用する場合、空気吹き IGCC は大量の窒素を含有した燃焼排気ガスから濃度の低い CO₂ を分離し回収する必要がある、酸素吹き IGCC において可能な、ガスタービン燃焼前でのサワーシフト実施および高濃度の CO₂ の乾式回収操作はできないので、CCS は酸素吹き IGCC より高コストとなろう。

すなわち、空気吹き IGCC は、低コスト・安定・安全なベースロード電源として、当面 CCS 技術が確立するまでの間、火力発電の中心となるべき発電方式である。

3. 開発経緯

- ・昭和 58 年—平成 7 年：基礎実験
電力中央研究所 2t/日
- ・平成 3 年—平成 8 年：パイロットプラント (勿来)
IGC 組合 200t/日：25MW 相当
- ・平成 10 年—平成元年 14 年：一貫試験設備 (長崎)
三菱重工業 24t/日
- ・平成 19 年—平成 24 年：IGCC 実証機 (勿来)
(社) クリーンパワー研究所 1,700t/日：
250MW
- ・平成 25 年 4 月～：商業稼働 (勿来)

常磐共同火力 実証化設備と同じ

4. プロセスの特徴 (見学知見)

4-1. 主要プロセス事項

- ・タイプ：空気吹き石炭ガス化複合発電プロセス
- ・建設企業：三菱重工業
- ・発電能力・効率 (表 1)
- ・原料石炭

設計：中国新華炭 (内モンゴ)

実証：北米 PBR 亜瀝青炭, インドネシア 亜瀝青炭, コロンビア炭, ロシア炭, インドネシア炭, 北米 Signal Peak 亜瀝青炭, カナダ炭

- ・運転時間

連続運転時間：実証試験：2,039 時間,
商業運転：3,917 時間

運用性：起動時間：15 時間, 最低負荷：
36 %, 負荷変化率：3 %/分

- ・プロセスフロー

勿来 IGCC のプロセスフローシートを図 6 に示す。

4-2. ガス化系

- ・ガス化炉：二室二段噴流方式 (図 7)
- 温度：コンバスター：1,800 °C,
リダクター：出口 1,000 °C (平均：
1,100 °C)

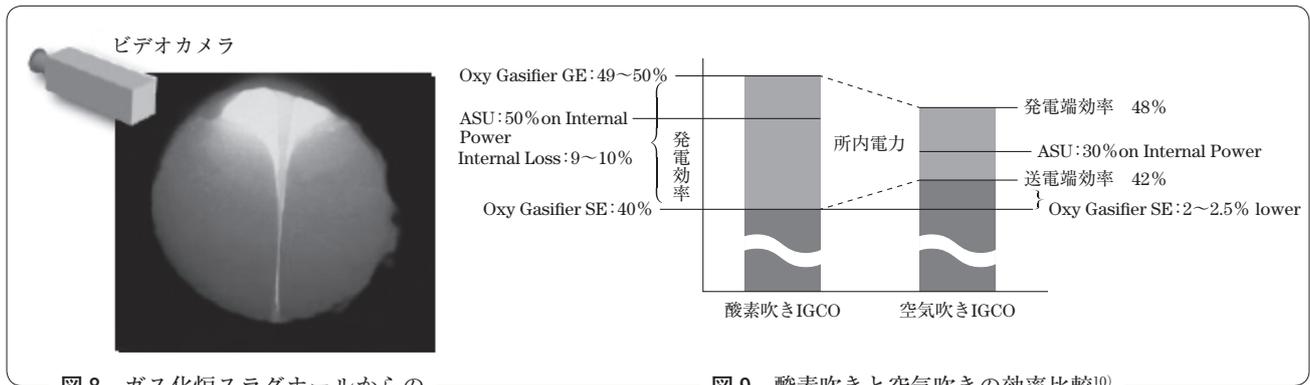


図8 ガス化炉スラグホールからの溶融スラグの流れ

図9 酸素吹きと空気吹きの効率比較¹⁰⁾

のガス化されていない炭化水素（チャー：主として炭素）が含まれており，これを後続のフィルター（メタルフィルター）で捕捉分離し，深冷分離装置で分離された一部の窒素を輸送媒体とすべく設置されたエジェクターを通しコンバスターにて再燃焼されるべくリサイクルされる。

その結果ネットの炭素利用率は：99.9 %。

- ASU：石炭輸送用およびチャーリサイクル輸送用の窒素および，コンバスターバーナー酸素富化空気製造用に設置（所内消費電力の30%を消費）。

4-3. ガス精製系

- COS コンバーターおよびガス洗浄：ハニカム構造のCOS変性触媒を充填した反応塔でCOSのH₂Sへの変換および，飛散灰，HCl，NH₃等の水洗除去を実施。
- H₂S除去：アミン水溶液でH₂Sを吸収除去。
- 回収されたH₂Sは燃焼され硫黄酸化物となり石灰排煙脱硫装置で石膏化される。

4-4. ガスタービン，スチームタービン

- ガスタービン：三菱重工業製 701DA，125MW，1,200℃
- スチームタービン：三菱重工業製，125MW，スチーム条件：11.6MPa/2.98MPa，538℃

4-5. オフサイト

- 貯炭場：21万トン，受け入れ5ビン，払い出し20ビンあり。最大4炭種混合可能（溶融点，発熱量等管理し安価石炭を多く使うための重要設備）
- 灰利用：路盤材，コンクリート骨材等 JIS 化

ワーク中

- 排水処理：中和，COD処理，沈降分離

4-6. その他（質疑等）

- 主要トラブル課題等
 - スラグホール閉塞：ホール径変更
 - SGC—チャーフィルター間ダクトの硫化，エロージョン：材質対応
 - スラグ拔出弁エロージョン
 - 未ガス化タールによるSGCチューブ等汚れ：空気比最適化
 - 溶融物の下流への付着等はない：溶融物はチャーに付着し機壁への付着はない。
- CCS：GT燃焼後でCO₂は湿式回収により可能 所内動力の20%消費
- ガス化炉運転ポイント
 - 空気比：0.43（チャーリサイクル/(H₂+CO)最適化，Tar発生限界コントロール）
 - 溶融スラグのスラグホッパーへの落下状況のITVによる監視（図8）。
- 原料炭選択：灰融点の低い方がガス化は容易だが，褐炭（燃料比≤0.5）は水分が多く，自然発火も起こりやすいので日本での使用は現状では困難。海外の炭鉱隣接サイトでは可能性がある。
- 酸素吹き対比（図9）
 - 発電端 酸素吹き：約2%対空気吹きより高効率
 - 送電端 空気吹き：約2~2.5%対酸素吹きより高効率
 - 所内消費 空気吹き：6%，酸素吹き：9~10%（ASU所内消費割合 空気吹き：約30%，

酸素吹き：約 50 %)⁹)

〈以下、次号へ〉

＜引用資料＞

- 1) NEDO 実用化ドキュメント file:///C:/Users/shinichi%20hara/Documents/ 勿来 / 勿来 (IGCC) _NEDO.html
- 2) 「コスト等検証委員会報告書」平成 23 年 12 月 9 日, エネルギー・環境会議
- 3) 石油は, 原データ, 石炭, LNG は, 世界経済のネタ帳, 石炭価格推移, 天然ガス価格推移; http://ecodb.net/pcp/imf_usd_pcoalau.html http://ecodb.net/pcp/imf_group_ngas.html からグラフ化
- 4) 1) と同じ

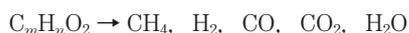
- 5) http://www.hepco.co.jp/price_revise/pdf/examination_s15_6.pdf
- 6) 石橋喜孝 (株) クリニコールパワー研究所, 「石炭ガス化複合発電 (IGCC) 実証機の実証試験終了と商用運転, エネルギーと動力, 2013 春季号
- 7) 1) と同じ
- 8) 林潤一郎 九州大学先端物質化学研究所, “石炭ガス化石炭エネルギーセンター第 4 回 石炭基礎講座”, 2013 年 2 月 10 日, 世界貿易センタービル
- 9) 浅野浩一, 電力中央研究所報告, 「高効率酸素製造技術の動向」, 平成 27 年 6 月
- 10) 図は 1) と同じ. ASU 消費電力の所内消費に占める発電効率の内訳は, 原算出

Column 石炭ガス化発電

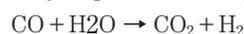
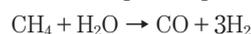
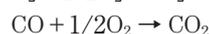
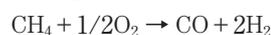
石炭火力は大きく微粉炭発電とガス化複合発電に分けることができる。前者は図 1 に示すように石炭を粉砕してボイラーで 1,400℃で燃焼させ配管に通した水を加熱してスチームを発生させ蒸気タービンを回して発電する。石炭灰はフライアッシュとして回収する。燃焼後の排気ガスは脱硝工程を経て排熱を回収後集塵機を通して SO_x を石灰石で吸収して石膏として回収して脱硫する。

他方ガス化複合発電 IGCC (Integrated Coal Gasification Combined Cycle) は図 2 通りである。ガス化炉内に 200 メッシュ以下に粉砕した石炭を投入し 1,800℃程度の燃焼温度により熱分解して揮発分とチャー (未燃焼炭素と灰分からなる微粒子) になる。石炭灰は熔融状態となり, ガラス質のスラグとして排出される。さらに未燃焼炭素はガス化剤と称する CO₂ や H₂O, O₂ によりガス化される。生成ガス中のチャーは回収されて回収・リサイクルされる。

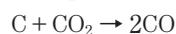
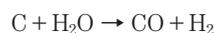
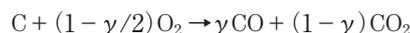
①熱分解



②気相反応



③チャーガス化反応では



ガス化炉は大きく分けて空気吹きと酸素吹きがある。空気吹きではガス化炉内のガス容量が大きく占め, 炉出のガス組成³⁾は, 多くの場合採用される加圧噴流方式の場合, CO 30.5%, CO₂ 2.8%, H₂ 10.5%, CH₄ 0.7%, N₂ 55.5% になる。ガス化炉を出たガスは熱回収後湿式精製工程を経て脱塵, 脱硫して燃焼器を経てガスタービンに導入される。ガスタービンを出た排出ガスは熱回収して蒸気を発生させ蒸気タービンを稼働させガスタービンと蒸気タービン

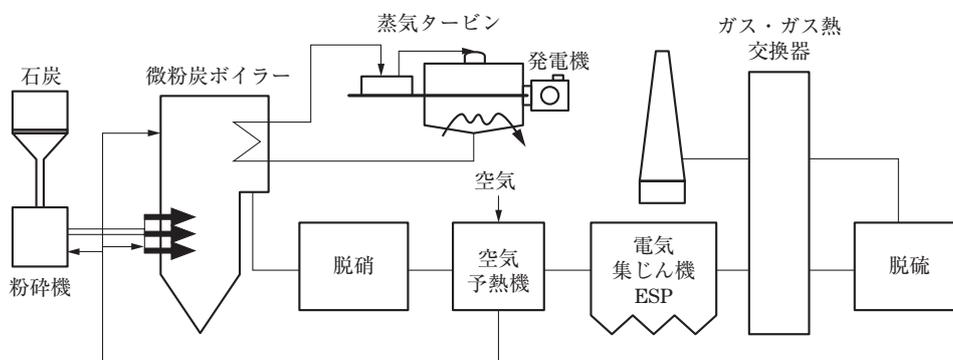


図 1 微粉炭発電¹⁾

の出力は1:1になる。このプロセスを採用することで微粉炭燃焼発電よりも熱効率が2割向上³⁾するといわれている。現在2013年度より25万kW、送電端効率42%の商業プラントが勿来で稼働している。さらに本年度54万kW、送電端効率48%のプラントをおのおの勿来と広野に2020年度操業開始を目指して建設着工する。将来のIGCCを目指した広島県の大崎クールジェンプロジェクト⁴⁾は、地球温暖化の原因となる発生したCO₂を地中に閉じ込め、CO₂を大気に放出させない方針を進めており、空気吹き込み型でなく酸素吹き込み型を採用しておりCO₂の分離の面で経済的に有利であること、さらに燃料電池を組み込むことにより送電端効率をさらに上げ55%以上を目指している(IGFC)。酸素吹きガス化炉では更にガス化炉から出るガスをガスタービンで燃焼する前でCOシフト反応によりCOガスを水素とCO₂に変え(サワーシフト)、乾式CO₂分離回収技術で回収する。この時回収CO₂の一部のCO₂を循環させガス化性能を向上させることが可能である⁵⁾。炉出のガス組成はCO 66%、H₂ 24%、CO₂ 5%となる。ここで燃料電池はより高温型の

MCFC型(溶融炭酸形燃料電池)かSOFC型(固体酸化物燃料電池)が採用される見込みであり本年度内に酸素吹き16.6万kWの実証試験を開始し、その後第2段階でCO₂分離・回収設備を追加し、第3段階で燃料電池を追加してシステム実証を行う計画であると発表している⁴⁾。

IGCCは微粉炭火力では使い難い灰融点の低い石炭を高温で燃焼させ灰成分が溶融スラグとなりガラス化して排出するため廃棄物の容量が小さくなり処理しやすくなり、使用できる石炭種が拡大できる大きなメリットになっている³⁾。

(SCE・Net 松井 達郎)

〈引用文献〉

- 1) 電力中研レビュー46号
- 2) 電力中研レビュー44号
- 3) 長井輝雄 日本ガスタービン学会誌 石炭ガス化複合発電実証プラントの開発 Vol.37, No.2, 2009.3, p.72
- 4) 三菱重工技報 Vol.52 No.2, (2015)
- 5) 日本機械学会誌 2014.10 Vol.117, No.1151

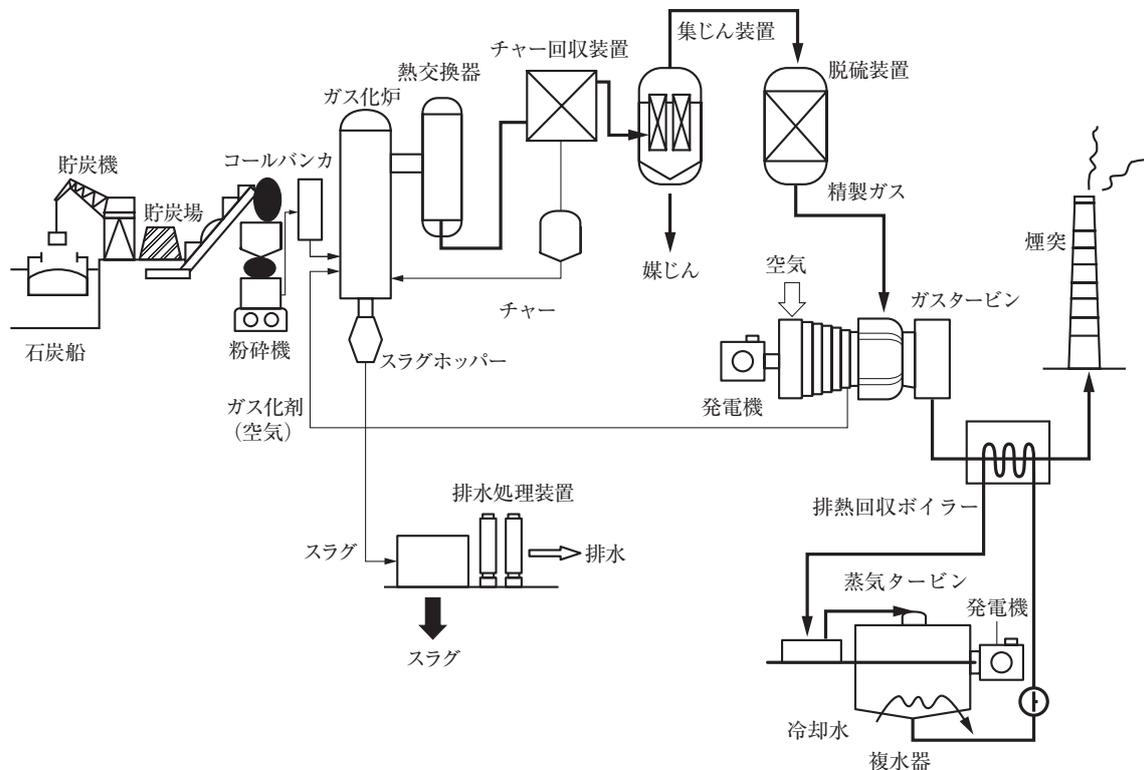


図2 ガス化複合発電²⁾