

米国における石炭利用の現状と展望

Current Status of U.S. Coal Utilization Technologies and Prospects

Chunshan Song*・Harold H.Schobert*・Alan W.Scaroni*

翻訳者 野村 正勝・貴博名 甲・小久保 研**

1. 序論

現在世界の年間総エネルギー消費量は約 351×10^{15} BTUで、原油換算で596億7000万バレルに相当する。石炭は三大化石燃料資源の一つで、全消費エネルギーの26%を占めており、年間石炭消費量は51億200万トン（本文では米国のShort ton（米トン）という単位を使用しており、1米トンは0.907metric tonまたは907kgに相当する。以下全てこの米トンである）にのぼる[EIO IEO, 1993]。現在、中国、米国、それに旧ソビエト連邦が三大産炭国であり、この三国が1991年には世界の総石炭の58%を生産し、その55%を消費している[EIA IEO, 1993]。米国では石炭が最も豊富な化石燃料で、米国の確認化石燃料資源の約90%に当たる[DOE, 1990]。それ故、石炭は電力業界によって使用される主要な燃料であり、これからこの状況が続いてゆくものと思われる。

本論文は、米国のエネルギー、特に石炭の需給を概観し、米国の石炭利用技術の現状と展望を紹介する。本論文のエネルギー関連の統計データは米国エネルギー省(US DOE)エネルギー情報局(Energy Information Administration)が公表した最近のレポートから引用したものである[EIA IEO, 1993; AER, 1993; AEO, 1993; MER, 1993; IPP, 1992]。

米国では普通英国のエネルギー単位が使用されるが、国際的にはSI単位が広く使われているので、末尾に単位換算表を掲げておく。異なった形態のエネルギーの生産と消費を論議する時、BTU (British Thermal Unit) という熱エネルギー単位や原油換算のバレルを使用するのが一般的であるので、これらも末尾に示しておく。

2. 米国におけるエネルギー需要の概観

全てのエネルギー源の中でも、三大化石燃料が米国の国内エネルギー生産の大部分を占めており、1992年には67Quad (1Quad (Quadrillion BTU) = 原油1億7000万バレル) に達している[EIA AER, 1993]。化石燃料の総生産量は57.5Quadで、内訳は石炭22Quad, 天然ガス18Quad, 原油15Quad, 天然ガスプラントでのコンセントレート (NGL) 2.4Quadである。原子力発電は6.7Quadという記録的なレベルに達している。また、水力発電は2.5Quadである。輸入によるエネルギーは19.5Quadでそのうち石油が13.2Quadを占める。

表1は1960~92年の米国の年間エネルギー消費量を示す。1970年、米国の年間エネルギー消費量は66.4Quadであり[EIA AER, 1993]、原油換算で3180万バレル/日であった(内訳は原油44.4%, 天然ガス32.8%, 石炭18.5%, 水力4.0%, 残り原子力と再生可能資源)。これが、1990年にはエネルギー消費量は81.3Quadに増大し、原油換算で3920万バレル/日であった(原油41.3%, 天然ガス23.8%, 石炭23.5%, 原子力7.6%, 水力3.6%, 残りは再生可能資源)。1992年には最大のエネルギー消費量(82.4Quad)を示した。

1973年から1988年にかけて米国のエネルギー使用は、年0.5%で増加した。比較のため、GNPから経済活動の伸びを見ると年平均で2.6%であった[DOE, 1990]。電力需要は基本的にGNPとほぼ同じ2.7%の伸びを示した。電力需要の最大の伸びは家庭—事業部門で見られた。自動車全般の燃料利用の効率が向上したため、輸送用燃料の需要はわずかに年平均で0.7%

* Research Associate • Associate professor • Professor
Fuel Science Program, Department of Materials Science
and Engineering, The Pennsylvania State University

209 Academic Project Building, The Pennsylvania State
University, University Park, Pennsylvania 16802, USA
** 大阪大学工学部応用化学教室

表1 米国におけるエネルギー消費構造変化 (1960-1992)

エネルギー源	1960	1970	1980	1985	1990	1992
年間消費量 (10 ¹⁵ BTU) ^a						
石炭	9.84	12.26	15.42	17.48	19.10	18.89
天然ガス	12.39	21.79	20.39	17.53	19.30	20.34
石油	19.92	29.52	34.20	30.92	33.55	33.51
原子力	0.01	0.24	2.74	4.15	6.16	6.65
水力	1.66	2.65	3.12	3.40	2.95	2.81
その他	<0.005	-0.04	0.08	0.20	0.21	0.22
全消費量 ^a	43.83	66.43	75.96	73.98	81.26	82.42
原油換算量 (100万バレル/日) ^b						
石炭	4.58	5.71	7.18	8.14	8.90	8.80
天然ガス	5.77	10.15	9.50	8.30	8.99	9.47
石油 ^c	9.80	14.70	17.06	15.73	16.99	17.01
原子力	0.0047	0.11	1.28	1.93	2.87	3.10
水力	0.77	1.23	1.45	1.58	1.37	1.31
その他	0.0023	-0.019	0.037	0.093	0.098	0.10
全消費量	20.93	31.89	36.51	35.79	39.21	39.79

a) 出典: DOE/EIA

1991年までは1992年度エネルギーレビューを参考にした
1992年のデータは月間レビューを参考にしたb) EIAによれば10¹⁵ BTUは1億7000万バレルの原油に相当する

c) 実際に消費した原油の量

増加した [DOE, 1990]. 1988年には工業、運輸、家庭—事業部門でそれぞれ全消費量の約1/3ずつを占めた [DOE, 1990]. 発電、送電および配電が全一次エネルギー需要の35%を占める [DOE, 1990]. 電力消費の約2/3は家庭—事業部門で、石油は運輸部門のエネルギー消費の97%を供給し、この部門での石油消費は米国での石油消費の60%を占める [DOE, 1990]. 工業部門は、石油消費の25%を占め、天然ガスは約1/4のエネルギーを供給している。ただし、天然ガスは家庭で使用されるエネルギーの約半分を供給している [DOE, 1990].

3. 電気事業のエネルギー源

1991年末の数字であるが、米国では総計6億9300万kWの発電能力があり、10,260基の発電施設を含む3450カ所の発電所がある。電力業界による純発電量は1992年には2.8兆kWhに達したが、これは1990年の水準より1%低下している [EIA AER, 1993]. 化石燃料、特に石炭は発電用燃料として使用され、内訳は石炭が1.6兆kWh、天然ガスが2640億kWh、また原油の価格低下にもかかわらず、1992年の石油火力発電は1991年に比べ21%の減少を示し、880億kWhであった [EIA AER, 1993]. 石炭火力の発電施設の数も全発電施設の12%に当たるが [EIA IPP, 1992], 電力の約56%は石炭火力の蒸気発電機に由来する [EIA

AER, 1993]. 1960年から1992年にかけて、電力事業における石炭の消費は天然ガスや石油の消費よりもずっと速く伸びている。BTU基準で見ると、1970年では化石燃料の全消費の54%を石炭が占め、1980年には65%、そして1992年には81%に達している。1992年度の電力事業における石炭消費量は原油一日当たり750万バレルに相当するのである。

原子力エネルギーは111カ所の発電所が、全米で電力の22%を供給している [Nixon, 1991; EIA IPP, 1992; EII AER, 1993]. 米国社会の多くの分野では原子力に対する否定的な見方や敵意を含んだ見方さえあるので、原子力エネルギーが米国の電力供給源として石炭に次ぐ地位を占めていることは一般に認識されていない [DOE, 1990]. 1978年以来新しい発電所は建設されていない。原子力エネルギーに対する人々の根強い反感は徐々にほころびつつあるように見受けられるが、電力事業が今後10年間に新しい原子力発電所を建設するかどうかについては疑問視する向きが多い。

いわゆる再生可能なエネルギー源は全米の電力の12%を供給している [DOE, 1990]. 主として水力があり、その他に地熱、太陽エネルギー、薪の燃焼や風力などによる寄与がわずかであるが存在している。地熱発電は1960年カリフォルニアでスタートし、毎年増加しており、1987年には108億kWhの最高値を記録し、その後徐々に減少し、1992年には81億kWhに落ちて

いる [EIA AER, 1993].

4. 石炭利用に対する米国の政策

米国エネルギー省 (US DOE) は1977年に現在の組織になった。1977年の米国エネルギー計画の主要な政策の目標の一つは石油や天然ガスからの石炭や原子力エネルギーへの移行であった [EERC, 1991]。当時石油や石油製品の年間輸入量は全消費の47%にも達していた。1980年のエネルギー保安法 (Energy Security Act) の一部分として合成燃料公社 (Synthetic Fuel Corporation, SFC) が創設された。しかしながらWashingtonの行政府が変わったので、1981年にはSFCへの援助が突然打ち切りとなった。1989年7月に制定された現在の米国国家エネルギー戦略の1991/1992年の執行要旨には石炭に関する次の記述が見られる [DOE, 1991]。「もし我々米国民が豊富に存在する安価な石炭資源から将来利益を得るつもりなら、次に述べる様々な努力が必要であろう：新しいクリーンコール技術を発展させ、実現させる；環境規制における不確かさを除き、米国で消費される石炭の4/5以上を使用する発電所が1990年の大気清浄法修正案への対応において運転上最大限のフレキシビリティを発揮できるようにする；新クリーンコール技術の実用化に伴う財政的なリスクを相殺するような援助制度を設ける；石炭から液体燃料を製造する価格、設備投資のリスクおよび環境負荷を抑制する；石炭使用に伴うCO₂排出を抑制する要請に対処する。

1985年、エネルギー省のクリーンコールテクノロジー (CCT) 企画の一期分 (Round 1) に援助が認可された。この企画は工業界からの相当額の出資を求めて

おり、その目的は石炭利用に伴う環境への負荷を抑制しないし、緩和させる技術の徹底的な研究開発である [Watkins, 1991]。この企画は1987年に拡張され、1992年夏までに連邦基金の27億5000万ドルが割り当てられた。本企画の総援助額は連邦基金や私企業の協賛金を含めておよそ600億ドルを越えると思われる [PETC, 1992]。本企画は42件の研究を有し、1992年5月の初めには14件のクリーンコール研究が本企画の実行段階 (operational phase) に向け既にスタートし、一部は終了している。この企画の全貌はPittsburghエネルギー技術センター (PETC) により公表されている [PETC, 1992]。

1990年の大気清浄法修正案は1980年の水準に比べ、SO₂排出の制限を一層きびしくして、2000年までに年間890万トンまでに抑制することを求めている。1995年1月1日までに111カ所の最も大きな発電所はSO₂排出量を100万BTU当たり2.5ポンドにまで減少させることを要求され、さらに2000年の1月1日までは100万BTU当たり1.2ポンドのSO₂量に制限される。

米国環境保護局 (EPA) は1992年5月15日までに既存の石炭火力発電所に対し、NO_x排出の限界値を設定するよう求められた (設定値は、タンジェンシャルボイラーに対して100万BTU当たり0.45ポンド、底部燃焼、壁面燃焼ボイラーで0.5ポンド)。1997年1月までにEPAは全ての発電用ボイラーに対し、NO_xの年平均許容量について標準規制値を設定することになっている [Baldwin et al., 1992]。

エネルギー政策法 (Energy Policy Act) は1992年10月24日に成立し、エネルギーマーケットの再編が可能となった。新法は効率の高いエネルギー利用技術

表2 1991年の世界の石炭埋蔵量と消費量 (100万米トン)

国	瀝青炭 無煙炭	亜瀝青炭 リグナイト	全可採 ^a 埋蔵量	1991年の ^b 石炭消費量
世界 (合計)	574,632	570,622	1,146,526	5,102
アメリカ合衆国	124,196	140,977	265,173	888
旧ソビエト連邦	114,608	150,974	265,582	725
中華人民共和国	68,544	57,365	126,179	1,192
オーストラリア	49,965	50,251	100,216	110
ポーランド	32,619	12,783	45,402	205
統一ドイツ	26,359	61,877	88,236	404
カナダ	4,969	4,534	9,503	56
イギリス	3,637	551	4,188	115
日本	911	19	930	127

a) 出典：DOE/EIA全可採埋蔵量および石炭消費量は1992年度エネルギーレビューより

b) DOE/EIAより1米トン=0.907トン (メートル法トン)

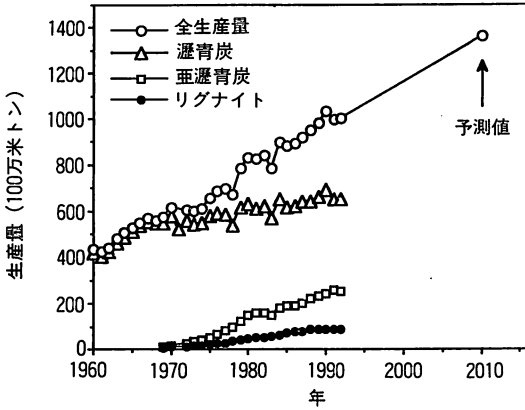


図-1 1960～1992年の米国石炭生産量
(1米トン=0.970トン)

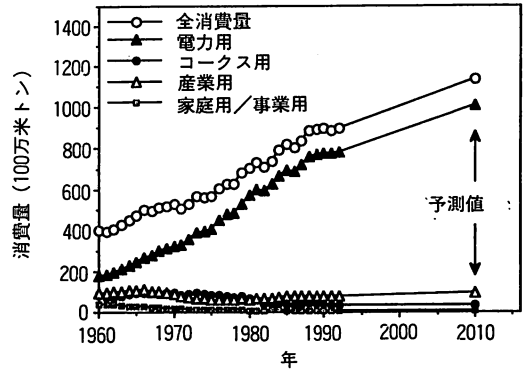


図-2 1960～92年の米国における石炭消費量

の使用を促進し、さらに設備投資や製造税の減額などにより再生可能エネルギー資源、例えば太陽、地熱、風力、バイオマスそれにエタノール燃料や石炭液化油の使用を奨励している。[EIA AER, 1993; AEO, 1993].

5. 石炭の生産と消費

表2は世界エネルギー評議会 [EIA AER, 1993] による石炭の可採埋蔵量と世界の石炭年間消費を示す [EIA IEO, 1993]. 1992年の初めのデータでは米国の石炭推定埋蔵量は4760億トンで、その56%が経済的に採炭可能と推定されている [EIA AER, 1993]. 米国は全世界の埋蔵量の約23%の石炭を有しており、表2から世界の総石炭資源量の70%以上が米国、旧ソビエト連邦、中国、オーストラリア、ポーランド、およびドイツに埋蔵されていることがわかる。1991年の消費レベル (8億8800万トン/年) で進むと国内炭は約300年の使用が可能である。

図-1は1960年～92年の米国での石炭生産のプロフィールを示している。瀝青炭が最大のシェアを占め、残りが亜瀝青炭、リグナイトそれに無煙炭である。1966年以降、低ランク炭、特に亜瀝青炭の生産が著しく伸びている。鉱区で見るとMississippi川の東部で生産される石炭が多いが、西部地区のシェアは1965年以来毎年増加している。一般に西部の炭田は低硫黄で低ランクの亜瀝青炭とリグナイトに富む。1992年にはMississippi川の東部と西部の石炭生産量は各々59%、41%であった。無煙炭はPennsylvania州の東北部に産するが、そのシェアが年々減少しており、1960年には石炭総生産量の4.3%であったものが、1992年では0.3%

に落ちている。採炭は露天掘りと坑内掘りの両方があるが、露天掘りの方が生産性が良く、ほとんど例外なく西部地区に見られる。1992年、石炭総生産量は約10億トンとなり [EIA MER, 1993], 石炭輸出量は1億250万トンで全生産量の約10%に当たる。1950年代以来石炭は米国の重要な輸出エネルギーで、現在カナダ、日本、ヨーロッパが主要な輸出先である。

米国のエネルギー消費に対する石炭のこのような貢献は1973年のオイルショックに起因する。1973年以降の米国のエネルギー需要の内容を見ると石油から他の燃料へとシフトしている。1973年から82年の10年間で石炭の消費は53%も増加した [NCA, 1984]. 国内炭の生産量は1980年代には一時横ばい状態になっていたが、1973年から88年までの期間で48%も増加している。1960年から88年までの間の石炭利用の年平均増加率は2.6%であった [DOE, 1990]. 現在石炭は米国の総エネルギーの23.5%を供給し、石油、天然ガスに次いで第3のエネルギー源となっている (表1参照)。

1978～88年の10年間を見ると、電力部門における石炭利用の年平均増加率は3.1%であった [DOE, 1990]. この時期は次の2つの事柄で特徴付けられる。即ち環境に対する関心が増大したことと輸入依存性が高いため米国の石油価格上昇に対する脆弱性が明らかになったことである。1973年の第一次オイルショック後、米国の総エネルギー消費は頭打ちになったが、石炭生産は成長を続け、1980年代後半には8億トンを越えた (図-1)。大気汚染への関心の高さが西部地区の石炭産業に特に影響を与えた。何故なら西部炭は硫黄含量が低いからである [EERC, 1991]. 西部炭の生産は米国の石炭総生産量に対して1965年でわずか5%であったものが、1992年には41%にまで拡大している。

最新のデータ [EIA MER, 1993] では1992年の石炭生産量は10億トンであり、石炭産業において採炭とコールクリーニングで14万人、マネジメント、マーケティング、販売および関連分野で2万人が働いている [DOE, 1990]. 1991年には露天掘りの生産効率は、鉱夫1時間当たり6.5トンで、坑内掘りは2.7トン、平均すると全炭坑で4.1トンになる [EIA AER, 1993].

図-2には、1960~92年にかけての経済部門における石炭消費の推移を示しているが、1992年（8億9500万トン）の石炭消費量は1960年（3億9800万トン）の2倍以上にもなっている。電力業界が主たる消費者で、上記期間でその消費量は1億7700万トンから7億8000万トンに伸びている。事実、1961年以降は電力業界が石炭を主として使用し、コークス工業や他の工業部門は1960年代中頃から減少している。1992年にはコークスプラントと他の工業部門は各々3400万トンと7500万トンを消費している [EIA AER, 1993]. 1992年の国内消費の分布を見ると電力業界87.2%、工業界8.4%、コークスプラント3.8%、家庭用および事業用0.6%となる。1992年に電力業界で使用した燃料の80%を石炭が占める。

6. 米国の石炭利用技術の現状

6.1 コールクリーニング

コールクリーニングは高ランク炭に対し、その灰分とパイライト硫黄を除くため、例外なく行われている。米国では1989年に416カ所のコールクリーニングプラントがあり、そのほとんどが東部地区にある。これは高ランク炭のほとんどが東部地区にあり、西部炭より硫黄含量が高いからである。コールクリーニングプラントの約40%が循環型浮遊選鉱で微粉炭の回収をおこなっている [Hucko, 1992].

6.2 石炭燃焼

1991年12月時点で、1248カ所の石炭火力発電施設があり、ほとんど微粉炭 (PC) を燃焼させている [EIA IPP, 1992]. 各発電所の違いは、バーナーのレイアウト (例えば、タンジェンシャル燃焼や対向壁面燃焼) にあり、用いる石炭の性状 (カロリー値やスラッキングやファウリングによる灰分の付着傾向) によって規模が異なっている。大規模発電所用の微粉炭ボイラーに代わるものとしてはサイクロン式ボイラーがある。しかしながら、このようなボイラーはNO_xの排出が多く、NO_x低減技術が開発されなければ、将来発電所のボイラーに使用されなくなろう。大部分の石炭火

力発電所の規模は500~1000MWである。

流動層燃焼 (FBC) は重要な技術 (全体の10%程度) で、主として独立系発電業者 (自分で電力をつくり自社で使用するか電力業界に売る) により用いられている。発電能力は多くのものが20~200MWであり、このFBC基盤ボイラーは増加傾向にある [Sadhukhan and Bradford, 1993; Makansi, 1992]. 本技術の特徴として次の2点が上げられる。第一に高灰分の石炭 (75%までの灰分) を燃焼できることで、コールクリーニングプラントから廃棄される燃料が使用出来る。第二にFBCは炉床でのSO₂捕捉が可能なことである。このような低品位の燃料の利用価値は、電力が非常に安価であることと、政府が私企業にこの種の燃料の使用に対し税制上の優遇措置を与えていることが挙げられる。

循環流動層燃焼技術 (CFBD) と気泡式流動層燃焼技術 (BFBC) は最近5年間、固体燃料特に廃棄燃料燃焼を利用する民間企業体のプロジェクトで特に頻繁に使用されている。[Smock, 1993]. しかし、電力業界からは必ずしも受け入れられなかった。ABB燃焼エンジニアリングセンターによる市場調査によると、石炭は1987年から1991年の間に設備投資された新規容量の43 GWの26%を占め、この11.3 GWのうち、CFBCは40% (約5 GW) で当然全てのCFBCは民間企業体によって建設されている [Smock, 1993].

最近完成したTexaco New Mexico 電力会社の150 MWの2基の常圧流動層燃焼 (AFBC) は国家の助成を受けない最初の発電所である [Smock, 1993]. Kentucky, Minnesota, North Dakota および Colorado 4州のいくつかの電力会社は成功裏にこのFBC技術の実証試験を行った [EERC, 1991]. 流動層燃焼は微粉炭燃焼に比べ、低温で稼動できるので、NO_xが低減でき、炉内脱硫でSO_xも捕捉できるのである。

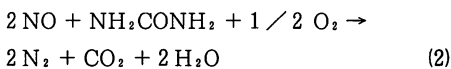
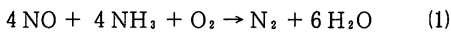
6.3 発電所の排ガス制御

電力業界で消費する化石燃料の80%は石炭だが、石炭からのSO₂排出は1991年で96%に達する [EIA ARE, 1993]. 石炭燃焼に起因するSO₂排出は硫黄含量の低い石炭の使用と排煙脱硫により低減できる。石灰を用いたスクラバーにより90%以上の硫黄分を捕捉できる。1985年から1991年の間にこの装置を取付けた石炭火力の出力は7000kWに達した (23%増)。現在米国にはこのSO₂除去スクラバーを取り付けた石炭焚ボイラーは229基ある [EERC, 1991]. 本技術の信

頼性及価格の問題が、なお巷間で指摘されているが、1976年以来発電所からのSO_x排出は石炭の消費が2倍以上に増加したにもかかわらず、30%も低減していることは重要である [EERC, 1991].

石炭はまた灰分の主たる源でもあるが、集塵器により大気中への排出が抑えられている。ほとんど全ての石炭火力発電所(3億1900万kW)は1991年にこの集塵器が設置された [EIA AER, 1993]. 静電集塵器が主として使用されているが、これらの装置は一般に設備投資費が高く運転も熟練者を必要とする。より簡単に運転の容易な方法は、ろ布によるろ過 (Fabric Filtration), いわゆるバグハウスである。1989年までに101基のバグハウスが石炭焚ボイラーに設置された [EERC, 1991]. バグハウスは静電集塵器より集塵性能がよく、灰の組成、粒子サイズ、ガス組成やガスの濃度にあまり影響されない利点がある。発電所のボイラーで生成する灰やスラグの28%は他の用途、即ち主としてセメント代替品に使用される [EERC, 1991].

排煙ガスからNO_xを除去するのはSO_x除去よりも困難である。NO_xの中身はNOとNO₂であり、空気中のN₂と燃料中の窒素分が燃焼する過程で生成する。NO_x除去技術は三段階の技術水準に分割できる：第一水準は低NO_xバーナーの使用 [Baldwin et al., 1992]; 第二水準はNO_xをN₂に還元するために、アンモニア (式1) や尿素 (式2) を用いる選択的な無触媒還元 (SNCR); 第三水準は選択的接触還元 (SCR) である。SCRプロセスでは、板状ないし、ハニカム型セラミックスに成型したV, Pt やTi 系の触媒を315~400℃で使用する [Barcikowski et al., 1992].



SCRは、既にカリフォルニアで使用されている [Armor, 1992]. 1990年に成立した大気清浄法 (Clean Air Act) は米国におけるSCRの使用を促進したと言える。SO_xとNO_x除去に対する化学と技術の現状について、最近Smith [1992], Armor [1992] およびRuthら [1993] により総説が書かれている。

6.4 乾溜と熱分解

製鉄用コークス製造のため、乾溜 (一種の熱分解) が行われているが、その技術はよく知られたものである。1970-92年の間にコークス需要は著減した。1992

年のコークスプラントで消費された石炭は、3350万トンである。製鉄用コークス製造以外の熱分解は米国ではほとんど行われていない。Wyoming州のKemmererのプラントは亜瀝青炭の熱分解によりいわゆるフォームコークス (Form Coke) を製造している。これはリン酸の製造に利用される。熱分解チャーは熱分解により得られた液状成分と混合し硬化させ、シャフトキルンでコークスにする。North Dakota州のDickinsonにあるHuskyプラントはリグナイトからバーベキュー用豆炭を製造している。

6.5 ガス化

米国における最も著名な石炭ガス化技術はNorth Dakota州BeulahにあるDakotaガス化プラントである。このプラントは合成ガスを製造する固定床Lurgiガス化炉を用いるもので、合成ガスは代替天然ガスに変換される。このプラントにメタノール合成装置を付設する案が提案されている [EERC, 1991]. 噴流床Texacoガス化炉は現在Tennessee州Eastman石炭一化成品変換プラントで工業規模運転されており、最終製品は無水酢酸である。このTexacoガス化炉はCool WaterのIGCC (ガス化複合発電) プラントの心臓部でもある。Dow社のガス化炉も噴流床方式で、Texacoとは2段階法の点で異なる。Dowガス化炉は、電力とスチームを発生するコージェネ用にLouisiana州のPlaquemineで運転されている。

6.6 石炭液化

石炭液化の工業プラントは直接液化も間接液化も今のところ米国にはない。米国では1970年代後半から1980年代のはじめにかけて次の3つの直接液化プロセスが大規模に試験された：Washington州TacomaでのSRC-IIプロセス (溶剤精製炭); Texas州Bay TownのEDSプロセス (エクソドナーソルベント); そしてKentucky州のCatlettsburgのH-Coalプロセス (200トン/日) [Lumpkin, 1988]. これらの一段階プロセスは1980年代初期に終了し、石炭から2段階で石油代替品を製造する2段階法に取って代わられた。この方法だと高価な水素の消費を抑え、ガス生成を最小に抑えることができるのである。

1982年にEPRI (電力研究所) とDOEがAlabama州のWilsonvilleで5.5トン/日の装置を用いる2段階液化プロセスの開発と検証をスタートした。このパイロットプラントは元来石炭からボイラー用クリーン燃料を製造するためSouthern社によって建設されたものである [Lumpkin, 1988; McBurl et al., 1993].

Wilsonvilleの液化はより経済性のある沸騰床反応器を2つ連続につなぎ、液状生成物からの灰分や未反応炭を除くためCritical Solvent Deashing 装置が装備された。1983年以来このWilsonvilleの装置が唯一石炭液化の検証プラントとなったが、1992年に運転が中止された。HRI社 (Hydrocarbon Research Inc.) が、今New Jersey州のLawrencevilleで接触2段階液化 (CTSL) の2.7トン/日の装置を動かしており、DOEの支援をえてコンセプト検証用 (Proof-of-concept: POC) 規模で直接液化プロセス開発を続けている [McGurl, 1993]。

WilsonvilleのプロセスとHRIのCTSLプロセスは米国の直接液化技術開発の代表的なものである。二段階液化プロセスの中でHRIは第一段を低温、第二段を高温で運転するが、Wilsonvilleプラントは処理温度の順序が逆になっている [Gray et al., 1993]。CTSLプロセスは、連続につないだ2槽の等容量の沸騰床反応器からなっており、粉炭をリサイクル油でスラリーにして最初の反応器に加圧下装入する [Gray et al., 1993]。沸騰床は触媒が均一な動きを出来るようにした三相等温反応器である [Mac-Arthur, 1993]

液状物は下から上方へ送られ、触媒層を抜け、ガス、液体、触媒が反応器中で均一に混合される設計になっている。反応熱がスラリーを予熱するようになっており、熱効率を上昇させている。生成物は、軽質油、ガス、重油、固体に分離される。軽質油は蒸留で分離され、重油は未反応炭、灰分を分離して石炭スラリーをつくるためリサイクルされる。1980年初期のH-CoalプロセスがIllinois 瀝青炭から3バレル/トンの収率を上げたのに対し、CTSLプロセスは5バレル/トンの液化油を製造するのに成功している。Wyoming 亜瀝青炭では3.1バレル/トンから4.3バレル/トンまで上昇している [MacArthur, 1993]。

7. 石炭利用技術の展望

7.1 石炭火力発電

発電に消費される一次エネルギーのシェアは1970年から1990年の間に24%から36%に増大し、2010年には39%に達すると予測されている。電力需要は1990年代には年率2-3%の成長が見込まれるが、これは予測されている経済成長率に匹敵する。3%の成長だと年間に2000kW、丁度100万kWの発電所が20カ所必要となる計算である [Ruth, 1992]。石炭は、ベース負荷を賄う大半の発電所の火力であるが、2010年には総

発電量の約半分を賄うと予測される [EIA AEO, 1993]。1990年から2005年の15年間は新発電所の多くは天然ガスによる複合サイクルタービンを有し、ピーク需要に対処することになる [Smock, 1993; EIA AEO, 1993]。1991年に2基の石炭火力発電設備 (79万2000kW) が運転を開始した。1992年から2001年には27基の石炭火力発電設備の建設が計画されている [EIA IPP, 1992]。2005年後には電力事業者や他のサプライヤーが新しい石炭火力のベース負荷用発電機を建設することになる [EIA AEO, 1993]。これらの多くは、微粉炭火力や天然ガス複合サイクル発電が用いられよう。EPRIやDOEは最高技術水準の発電所建設や燃焼2000開発計画を通して微粉炭燃焼の技術革新を進めている [Smock, 1993]。

最近DOEのPittsburghエネルギー技術センター (PETC) は、燃焼2000と呼ばれる計画をスタートさせ、21世紀の最初の10年間の発電は石炭の高効率クリーン使用で行くと表明している [Ruth, 1992]。この目標は、次の2つの技術開発により可能になると考えられる: 1つは低エミッションボイラーシステム (LEBS)、もう1つは高効率発電システム (HIPPS) である。LEBSの主要課題はSO₂とNO_xの排出を現行の新排出源実行基準 (NSPS) 下での許容値の1/3に抑え、パーティキュレートを規制値の半分に減らすことである。燃焼と排ガス精製技術の最新の進歩はこのLEBS計画に組み込まれよう。HIPPSは更に挑戦的である。その最終目標は、最新技術を用いて47%以上の熱効率を達成し、SO_x、NO_xおよびパーティキュレートを現行のNSPS値の1/4に抑制することである。この高い熱効率のためCO₂排出は著減することになる。現在開発中のIGCCやPFBCの先端発電システムに比べ、燃焼2000計画で開発下の発電システムは現行の微粉炭発電所システムの構成に近いものであり、それ故LEBSとHIPPSは企業体にとってより受け入れやすい技術と言える。

現在開発中の先端発電システムにはIGCC (複合ガス化発電) と加圧流動層燃焼 (PFBC) がある。IGCCは世界の何ヶ所かで開発中でその中にCalifornia州のBarstowのCool Water発電所がある。石炭ガス化では石炭中の硫黄をH₂Sへ転化する。現在のガス精製技術はこのH₂Sを燃焼時に99%除去できる [Fulker-son et al., 1990]。石炭からのこの合成ガスは燃焼室で燃焼されガスタービンを回転させる。高温のガスタービン排出ガスは次にスチームの発生に使用されスチー

ムタービンを動かす。総括熱効率は、約42%となり、現行の微粉炭焚発電機の熱効率34-37%を大幅に改善できる [Fulkerson et al., 1990]。このIGCC技術は米国西部地区に多量に賦存する低ランク炭を利用する上で特に興味深い早期実現可能技術と言える [Sondreal et al., 1993]。IGCCプラントはまた東部の瀝青炭にとっても魅力的な技術である。1990年から2008年にかけてPennsylvania州での新規発電量の約半分はIGCC発電所からくることになる [Loper, 1991]。

Dow Chemical社は、1987年4月に世界最大の石炭ガス化複合サイクル発電所 [いわゆるLouisiana Gasification Technology社 (LGTI)] を立ちあげた [Roll, 1993]。このプラントは、Dow社の子会社 Destec Energy社により運転されている：亜瀝青炭2400トン/日と1500トン/日の酸素を使用し、300億BTU/日の合成ガスを製造し、上記発電所に供給している。発電量は16万kWである [Roll, 1993]。Dow社はこの発電所を1400エーカーの化成製品製造コンビナートで使用している。

IGCCプラントには大きなフレキシビリティがある。例えば、スチームタービンから出る低品位スチームは住宅用ないしプロセス用熱源のコージェネに使用出来る。電力需要が低い時期には合成ガスを一部メタノール合成装置に振り分け、代替液体輸送用燃料を製造できる。理論上合成ガスからの水素は燃料電池に使用可能である [Fulkerson et al., 1990]。IGCC技術の改良型としていわゆるスチーム使用ガスタービン (STIG) 発電所がある。ガス燃料をガスタービンで燃焼させ、高温の排ガスをIGCCプラントとほとんど同じようにスチーム発電に用いる。STIGシステムではこのスチームをガスタービンや燃焼室へ戻すことによってガスタービンのエネルギー出力と効率を上げ、同時にNO_x生成を抑えることができる [Fulkerson et al., 1990]。このIGCC技術は、現在第一世代のCool Water発電所の段階から第二世代の民間のプロジェクトやDOEのCCT計画により高度化されつつある [Schmidt and Ruth, 1993]。IGCCの第三世代技術は2010年には実現可能で第二世代より20%低コストで、52%以上の熱効率で発電する超クリーンシステムとなる [Schmidt and Ruth, 1993]。このためには、入口温度がより高いガスタービンとより高い圧力で高効率のスチームタービン技術が要請されよう。新しい材料開発と各部門での技術開発が第三世代の大規模

IGCCシステムを可能にするものと考えられる。

7.2 石炭乾溜

冶金用コークス製造プラントの将来は決して明るいものではない。多くのコークス炉は閉鎖されてきたが、それはコークスの需要減と大気汚染のためである [Gilbert, 1993]。コークスプラントで使用される石炭量は1970-1992年に7650万トンから3350万トンへ減少した [EIA AER, 1993]。高炉への石炭吹き込みや直接製鉄プロセス開発と実用化が冶金用コークスの市場に直接影響を与えている。いわゆる溶融還元法は鉄鉱石と石炭と融剤と酸素を直接溶融鉄浴に吹き込むもので [Ross and Steinmeyer, 1990]、この技術はこれまでの製鉄につきものの4つのバッチプロセス (鉄鉱石の焼結、コークス製造、高炉での鉄鉱石の還元、銑鉄から鋼への転換) に取って代わるポテンシャルがある。

7.3 石炭ガス化

石炭ガス化は、代替天然ガス製造や間接液化用の合成ガス製造および既述のIGCC発電所での燃料として使用出来る。石炭ガス化は、IGCC発電所で工業的に利用されることになる。新規発電所で石炭ガス化を用いる傾向が現われている。Dow社のIGCCはその1つの例である。更に、DOEのクリーンコールテクノロジーの計画の第四期分は総計15億ドルにのぼる9件のプロジェクトを選定して1991年に終結した。そのうち3つのプロジェクトは石炭燃焼のかわりに石炭ガス化を用いる大規模発電計画である：即ちToms Creak IGCCデモンストレーション計画、Pinon Pine IGCC発電計画、およびWabash River Coal Gasification Repowering Projectである [News, FPT 1991]。

7.4 石炭液化

石炭液化による液化油は将来性のある代替輸送用燃料として位置付けられてきた。特にエネルギー保全即ち、輸入原油への依存度を最小限にするという意味があった [DOE, 1990]。WilsonvilleのPOC規模の試験結果を用いたBechtel社やAmoco Oil社による試算によれば、現行の技術で造れる液化油の価格は等価の原油価格で1バレル31-33ドルである [McGurt, 1993]。1980年代初期の技術 (当時は50ドル/バレル) に比べ価格が随分低下したことがわかる [McGurt, 1993]。Wilsonvilleでの技術開発研究や石炭液化に関する膨大な研究にもかかわらず、石炭由来の合成原油は価格面で石油と競争できないのはまぎれもない

事実である。1990年の原油価格は19.63ドル／バレルであったが、1992年にはこれが15.24ドルにも低下している [EIA AER, 1993]。

この合成原油製造の将来は、石油価格との競合性による。2010年までに石炭ベースの合成燃料が米国石炭消費に重要な影響を与えるとは考えられない [EIA AER, 1993]。しかしながら、世界は非常に早い速度で石油を消費しており、米国で1700万バレル／日、世界では6600万バレル／日である。当分、世界が輸送用燃料に液体炭化水素を使用せざるを得ないのはまぎれもない事実であり、世界の石油資源は減少している。一方、石炭液化油は懸命な研究努力により価格が低下しつつある [Lumpkin, 1988]。特に、日本は石炭液化技術開発で優れた進歩を記している。1981年から1990年にかけてオーストラリアのVictoria州Morwellでの50トン／日規模のプラントによるBCL(Brown Coal Liquefaction) デモンストレーションプラントの成功である。もう1つの野心的な試みは茨城県君津に建設中の150トン／日の瀝青炭液化のパイロットプラントである。2000年頃には石炭液化油も石油の価格と競合できるようになるかもしれない [McGurl, 1993]。石炭液化油は、エンジニアリングプラスチックや耐熱性樹脂や液晶ポリマーや先端炭素材料などの原料となる芳香族のソースであるため、この事実が石炭液化油の経済性に好影響を与えることが期待されよう [Song and Schobert, 1993]。

MITRE社によるエネルギー経済研究によれば2030年には人口増加、経済発展、石油資源の枯渇などから世界のエネルギー需要が増加し、原油の供給が厳しく制限されることが予測されている [Gpray et. al., 1993]。21世紀のある時点で石油供給が減少し、石炭からの合成燃料が選択肢の1つとなる。

7.5 環境と政治の役割

米国では環境の質に対する関心は疑いようもなく大きくなっている [Tahmassebi, 1990]。この関心は酸性雨であり、温室効果であるが、オゾン層の破壊も最近問題となっている。この関心の行き着くところは行政上の規制ないし少なくとも修辞上 (rhetorical) のよりクリーンな燃料使用の奨励である。エネルギー消費に対する課税 (BTU税) の形をとったり、厳しい環境規制や行政指導である [Tahmassebi, 1990]。先に述べた石炭火力発電所からの排ガス浄化技術の優れた進歩にもかかわらず、米国民には石炭は環境汚染燃料であるとのイメージが存在する。天然ガスが石炭

と比べ、エネルギー単位でCO₂放出が約半分であるということから、エネルギー消費を石炭から天然ガスや石油へシフトさせる動きがある [Chevron, 1990]。しかしながら、天然ガスといわゆるクリーンコールとの間のディベートはまだ決着をみているわけではない [Linden, 1991]。石炭がエネルギー単位当たりで他の化石燃料より多くのCO₂を放出すると度々指摘されるが、CO₂の67%は石油系燃料を独占的に使用している輸送部門に由来しているという事実が実際のところ十分に理解されていないのである [DOE, 1990]。電気自動車や電気トラックを検討しようとする政治的かつ環境問題がらみの動きがある。バッテリー動力自動車は実現の可能性がある。というのは、いくつかの米国の都市で無公害自動車 (ZEV) への動きがあるためである。例えば、Los Angeles Electric Car案が1988年5月に提案された。1989年1月4日、Los Angeles市議会はこの提案を承認した [Frank and Mc Cosh, 1991]。

原子力、地熱、太陽、風力および水力発電はCO₂放出を伴わない。原理的には、バイオマスもCO₂を吸収する成長過程を考えるとCO₂放出はゼロである。CO₂放出に伴う温室効果の点で、これらのエネルギー源は石炭の代替物になりうる。しかしながら、石炭からこのような低価格エネルギー源へ切り替えるコストは非常に高つく [DOE, 1990]。CO₂放出に対する石炭工業界の対応は、DOEがおこなっているクリーンコールプログラムの中の第2世代技術による高効率化に期待しているようである [EERC, 1991]。1970年代および80年代に石油と天然ガスの高効率利用が達成された。GNP 1ドル当たりのエネルギー消費を1970年を1ドルに等しいとすると、1988年には天然ガスは0.53ドル、石油が0.70ドルとなる [Tahmassebi, 1990]。天然ガスと石油エネルギーのGNP 1ドル当たりのエネルギー使用はこの20年間に単調に減少してきた。このような高効率化は石炭では達成されていない。1970年代と80年代のGNP 1ドルあたりの消費は0.90ドルから1.00ドルの間をゆきましている [Tahmassebi, 1990]。石炭利用を喚起するもう1つの対策は供給側と需要側のエネルギー経済に関するディベートを解決することであろう。

最小コスト計画 (Least Cost Planning, 総合資源計画ともいう) はできるだけ最小コストで幅広いエネルギー需要に応じてゆくために、供給と需要の選択の幅を様々に考慮することにある [DOE, 1990]。こ

の方法は西海岸州とNew England州で採用されており、両地域は化石燃料の要求に対し、州間の取り引きが出来る。一方、Texasのように土着の化石燃料が豊富にある州ではサブライサイドのエネルギー計画に傾きやすい。エネルギー評論家は米国内にわたり最小コスト計画が採用されれば、1990年代には少なくとも石炭火力発電所や原子力発電所をこれ以上建設する必要がなくなるだろうと述べている [Nixon, 1991].

8. 米国における石炭利用の将来

将来の世界のエネルギー需給を決める2つの要因は人口増加と経済成長である [Starr et al., 1992]. 米国ではエネルギー源に関して、次の2つの要因が石炭利用に影響する。1つは石炭が現存のかつ将来に亘る環境規制に応じて採炭され、使用されるべきという点、もう一つの経済性という点では、安価で豊富で確保可能なこの国内エネルギーを引き続き使用してゆくべきという点である。[DOE, 1990]. 残念ながら先の2つの要因はお互いに拮抗しているように思える。

新技術開発の進展や環境問題の影響に対して不確定要素が多いにもかかわらず、石炭生産は2010年には13億トンから15億トンに達するものと予測されている(年平均成長率1.0~1.9%) [EIA AER, 1993]. このような強い成長は石炭火力の発電量の増加と約2倍以上になる石炭輸出に支えられている [EIA AER, 1993]. 石炭は2010年には米国エネルギー生産の36-41%を供給することになろう [EIA, 1991]. しかしながら、輸送部門では石油に大きく依存し続けると考えられるため、石炭は2010年の米国エネルギー消費の23-24%を占めると予想される [EIA, 1991]. ただし、いくつかの要因がこれらの予測に変更をもたらすかもしれない: 1990年の大気清浄法修正条項の実施、石炭からの合成燃料が実用化される時; 世界の石炭ビジネスが大きく変動する時(例えば、アジアの電力への需要増やヨーロッパ社会での石炭援助策の廃止、米国の採炭事業の生産性の変化など) [EIA, 1991].

世界のエネルギー消費に対する最近の予測では、石炭のマーケットシェアは2010年の全エネルギー消費の約25%にあたるとしている [EIA AER, 1993]. 天然ガスはそれ以上と見られる(クリーン性、プレミアム燃料、豊富さ、低価格のため). この予想値は年間石炭を約64億7900万トン使用することと等しく、1991年の消費量51億200万トンに比べて大きな増加を示している。石炭火力発電所は、現在から2030年まで

米国の電力量の半分以上を供給すると予測される [Ruth, 1993]. 最後に私共のこの論文をL.A. Ruthの次の言葉で締めくくりたい [Ruth, 1993].

「我々の未来に石炭あり」

謝辞

著者は、極めて有用な統計をお送りくださったNorth Dakota大学エネルギー環境リサーチセンターのDr. Everett A. Sondrealに感謝いたします。著者の1人、宋春山はこの執筆の機会を与えて下さった大阪大学の野村正勝教授に深く感謝致しますと共にこの解説が日本の読者に少しでも役に立つことを望んでいます。

略号一覧

AFBC :	Atmospheric-pressure fluidized bed combustion
Bbl :	Barrel of petroleum (1 Bbl=158.987 liters=42 US gallons)
BFBC :	the bubbling bed version of fluid bed combustion
BTU :	British thermal unit (1 BTU=251.993 calorie=1055.056 joule)
CFBC :	Circulating fluidized bed combustion
CCT :	Clean Coal Technology (US DOE's Program)
CTSL :	Catalytic Two-Stage Liquefaction
DOE :	Department of Energy of the United States
EIA :	Energy Information Administration, U.S.DOE
EPRI :	Electric Power Research Institute of the United States
EPA :	U.S.Environmental Protection Agency
FBC :	Fluidized bed combustion
FSU :	Former Soviet Union
GW :	Giga watt (billion watt)
HIPPS :	High Performance Power System
KWH :	Kilowatt hour
Lb :	Pound (1 Lb=453.59 gram)
LEBS :	Low-emission boiler system
Mt :	Metric ton (1 metric ton=1.102 short ton ; 1 short ton=0.907 metric ton=2,000 pounds)
MMT :	Million metric tons (1 MMT=1.102 million short tons)
MW :	Mega watt (million watt)
NSPS :	New Source Performance Standards
PETC :	Pittsburgh Energy Technology Center
Quad :	Quadrillion BTU (1 Quad is equivalent to 170 million barrels of crude oil, and is equivalent to 40.8 MMT of coal)
SCR :	Selective catalytic reduction (of nitrogen oxides)
SNR :	Selective non-catalytic reduction (of nitrogen oxides)
US :	The United States (of America)

参考文献

- Armor, J., Environmental Catalysis. Appl. Catal. B : Environ., 1992, 1, 221-256.
- Baldwin, A.; Elia, G.; Corbett, R. Low-NOx Combustion Retrofit Projects. PETC Review, U.S. Department of Energy, 1992, No. 6, 8-17.
- Barcikowski, G. et al., Boilers, Combustion Systems, and Their Auxiliaries. Power, June 1992, 51-88.
- Chevron Corporation. World Energy Outlook. Chevron Corp., San Francisco, CA, 1990.
- Department of Energy (DOE), Interim report : National energy strategy. U.S. Department of Energy, Washington, D.C., Report No. DOE/S-0066P, 1990.
- Department of Energy, National Energy Strategy. Executive Summary 1991/1992, Washington, D.C., February 1991.
- Energy and Environmental Research Center (EERC) Staff, 1991. Energy policy and technologies : analysis and recommendations. University of North Dakota, Grand Forks, ND.
- Energy Information Administration (EIA), 1991. Annual Energy Outlook : 1991. U.S. Department of Energy, Washington, D.C., Report No. DOE/EIA-0383(91).
- Energy Information Administration. Inventory of Power Plants (IPP) in the United States 1991. U.S. Department of Energy, Washington, D.C., Report No. DOE/EIA-0095(91), October 1992.
- Energy Information Administration. Annual Energy Review (AER) 1992. U.S. Department of Energy, Washington, D.C., Report No. DOE/EIA-0384(92), June 1993.
- Energy Information Administration. Annual Energy Outlook (AEO) 1993. U.S. Department of Energy, Washington, D.C., Report No. DOE/EIA-0383(93), January 1993.
- Energy Information Administration. Supplement to the Annual Energy Outlook 1993. U.S. Department of Energy, Washington, D.C., Report No. DOE/EIA-054(93), February 1993.
- Energy Information Administration. International Energy Outlook (IEO) 1993. U.S. Department of Energy, Washington, D.C., Report No. DOE/EIA-0484(93), April 1993.
- Energy Information Administration. Monthly Energy Review (MER). U.S. Department of Energy, Washington, D.C., Report No. DOE/EIA-0035(93/08), August 1993.
- Frank, L. ; McCosh, D. Electric Vehicles Only. Popular Science, 1991, No. 5, 76-81.
- Fulkerson, W. ; Judkins, R.R. ; and Sanghvi, M.K., 1990. Energy from Fossil Fuels. Scientific American, 263(3) : 129-135.
- Gibbons, J.H. ; Blair, P.D., and Gwin, H.L. Strategies for Energy Use, in : Piel, J. (Ed.) Managing Planet Earth. W.H. Freeman Co., New York, Chapter 8, 1990.
- Gilbert, B.R. Co-Production of Iron and Methanol : A Coal-Based Strategy to Reduce CO₂ Emissions. Proc. 10th Ann. Int. Pittsburgh Coal Conf., September 20-24, 1993, Pittsburgh, pp.410-415.
- Gray, D. ; Tomlinson, G. ; Eisaawy, A. The Economics of Liquid Transportation Fuels from Coals : Past, Present and Future. Proc. 10th Ann. Internat. Pittsburgh Coal Conf., Pittsburgh, September 20-24, 1993, pp.277-282.
- Hucko, R.E. Coal Preparation : The Foundation for Modern Coal Use. PETC Review, U.S. Department of Energy, 1992, No. 5, 4-13.
- Linden, H.R. Some Cautionary comments on Reopening the Energy Policy Debate. Energy Sources and Policy, 1991, 15, 75-83.
- Loper, B., 1991. Electric utilities' plan for future growth. Pennsylvania Energy, 5(1) : 11.
- Lumpkin, R.E. Recent Progress in the Direct Liquefaction of Coal. Science, 1988, 239, 873-877.
- MacArthur, J.B. Evolution of HRI's Coal Liquefaction Technologies. Proc. 10th Ann. Internat. Pittsburgh Coal Conf., University of Pittsburgh, Pittsburgh, September 20-24, 1993, pp.283-288.
- Makansi, J. Factor Field Experience into Design of Fluidized-Bed Boilers. Power, 1992, No. 8, 41-43.
- McGurl, G.V. ; Lee, S.R. ; Srivastava, R.D. Coal Liquefaction. From Moral Equivalent of War to an Option for the Nation's Future. Proc. 10th Ann. Internat. Pittsburgh Coal Conf., University of Pittsburgh, Pittsburgh, September 20-24, 1993, pp.270-276.
- National Coal Association. Coal and your environment. National Coal Association, Washington, DC., 1984.
- News-FPT, Completion of Round 4 of the U.S. Clean Coal Technology Program. Fuel Processing Technology, 1991, 29, 242-243.
- Nixon, W. Energy for the Next Century. E Magazine, 1991, II(3) : 31-39.
- Pittsburgh Energy Technology Center (PETC). Clean Coal Technology Program Overview. PETC Review, US Department of Energy, 1992, No. 6 4-7.
- Ross, M.H., and Steinmeyer, D. Energy for Industry. Scientific American, 1990, 263(3), 88-98.
- Ruth, L.A. Combustion 2000. PETC Review, US Department of Energy, 1992, No. 4, 4-13.
- Ruth, L.A. ; Ramezan, M. ; Ward, J.H. Combustion 2000 Program to Develop Coal Plant Technology. Power Engineering, April 1993, 28-32.
- Ruth, L.A. There Is Coal in Our Future. Chemtech, 1993, 23(6), 33-39.
- Sadhukhan, P. ; Bradford, M. Fluidized Bed Incineration : Improved Waste Disposal Method. Hydrocarbon Processing, 1993, 72(No. 3), 61-66.
- Schmidt, D.K. ; Rath, L.K. The Role of IGCC in US DOE Clean Coal Research, Development and Demon-

- stration. Proc. 10th Ann. Internat. Pittsburgh Coal Conf., University of Pittsburgh, Pittsburgh, September 20-24, 1993, 1993, pp.327-332.
- Smith, D.J. NOx Emission Control Demands a Range of Solutions. Power Engineering, 1992, No. 7, 44-47.
- Sondreal, E.A.; Jones, M.L.; Hurley, J.P.; Benson, S.A.; Willson, W.G., 1993. Impact of fuel properties on advanced power systems: cradle-to-grave approach. Proc. 17th Low-Rank Fuels Symposium (in Press).
- Song, C. and Schobert, H.H. Opportunities for Developing Specialty Chemicals and Advanced Materials from Coals. Fuel Processing Technology, 1993, 34, 157-196.
- Sprouls, M.W. Plant census shows more than 400. Coal, 1989, 11, 56-64.
- Starr, C.; Searl, M.F.; Alpert, S. Energy Sources: A Realistic Outlook. Science, 1992, 256, 981-987.
- Tahmassebi, C.H. Long term world energy outlook. Ashland Oil, Inc., 1990.
- Watkins, J.D. Balance in U.S. energy policy for the 1990s and beyond. Harvard International Review, 1991, XIV(2): 7-9.
- 〔補足〕**
Clean Air Act Amendments (CAAA) of 1990 (1990年の大気清浄法修正案)
R. S. Seeley, Clean Air Act Amendments Spawn Lively Air Pollution Equipment Market. Environmental Science and Technology, 1993, 27(10), 14-17.
"The amendments call for utilities to reduce annual SO₂ emissions from some 17.5 million tons to 8.9 million tons by 2000. NOx emissions must be cut by 2 million tons to reach an annual level of 11 million tons by 2000.
Phase I of the Clean Air Act Amendments imposes an annual emission limit of 2.5 lb/MMBtu SO₂ on the 110 largest ("dirtiest") coal fired plants by 1995. Most plants burn high-sulfur coal and are located in the East and the Midwest.
Phase II, beginning in 2000, will impose more stringent annual emission limits of 1.2 lb/MMBtu SO₂ on units that generates more than 25 MW. Almost all coal-fired plants will be affected by phase II.

他団体ニュース

「第2回CO₂国際シンポジウム」発表募集について

1. 日 時 1994年10月25日(火)~27日(木)
2. 会 場 けいはんなプラザ
(京都・関西文化学術研究都市内)
3. 発表募集分野
 - 1) CO₂の分離・回収 2) CO₂貯蔵
 - 3) CO₂固定・有効利用技術(化学的方法)
 - 4) CO₂固定・有効利用技術(物理的技術)
 - 5) CO₂削減技術 6) CO₂対策システム
4. 発表アブストラクト締切
1994年3月31日(木)
5. アブストラクト送付先
ICCCR-2登録事務局
〒530 大阪市北区角田町2-15
シログチビル(株)インターグループ内
TEL 06-376-2963 FAX 06-372-6127
6. 問い合わせ先
ICCCR-2事務局
〒619-02 京都府相楽郡木津田木津川台9-2
(財)地球環境産業技術研究機構
TEL 07747-5-2301 FAX 07747-5-2314