

サマリー

世界の石炭利用技術（IGCC・CCS）を巡る動向

— 第1回 中国 —

戦略・産業ユニット 電力・ガス事業グループ 研究員 倪春春*

近年、化石燃料の中では比較的資源量が多くかつ安価な石炭の利用に対する注目が集まっている。本連載では、クリーン・コール・テクノロジーと総称される石炭の新しい利用技術の中でも、従来にない高効率での発電が可能なIGCC（Integrated coal Gasification Combined Cycle：石炭ガス化複合発電）技術と、CO₂排出量削減の短中期的な切り札として期待が高まっているCCS（Carbon dioxide Capture and Storage：二酸化炭素回収・貯留）技術に着目し、その基本的な情報や動向について調査、整理した。調査に際しては発電分野での適用を念頭におき、報告の前半では各国の電気事業の概要を整理している。また、調査対象として中国、オーストラリア、米国、欧州を取り上げた。

中国の発電電力量の約8割が石炭火力によって賄われており、また、中国は今後も石炭火力を中心とする電源開発計画となっているため、中国の発電分野におけるクリーンコール技術とりわけIGCC・CCS技術の導入ポテンシャルは極めて大きい。

IGCC技術の導入を中国政府が正式に取り上げたのは、1994年3月に発表した「中国21世紀アジェンダ」が最初である。この中で、IGCC技術が長期的な技術開発重点プロジェクトの一つに指定され、実証プラントの建設、海外設備の導入、国内における研究・製造などといった内容が盛り込まれた。また、IGCC国家指導チームおよびIGCC研究チームが立ち上げられ、1997年に、山東省煙台発電所に実験プラントを建設することが決められた。

その後IGCC技術は、「国家高度技術研究発展計画」の重点プロジェクトとして第10次5ヵ年計画、第11次5ヵ年計画に取り上げられ、さらに、「国家中長期科学および技術発展計画綱要」にも盛り込まれている。近年、5大発電集团公司を中心とした発電事業者によるIGCC技術の研究・開発が活発に進められており、その中でもGreenGenが代表とされる。

一方CCSについては、現在、2008年7月に正式運転を開始した華能北京熱発電所以外に、2008年5月に日中両政府が合意した大慶油田のCCS・EORプロジェクトがある。

このように、近年、中国においてもIGCC・CCS技術の導入に関する試みが見られるが、現行のIGCCの技術性、経済性などの諸課題により、今後、中国政府の強い政策支援あるいは国際協力なしにはIGCC技術の導入・促進は容易ではない。また、CCS技術の研究・開発については、現在、主に二酸化炭素の回収、炭層メタンガスや原油増進回収にとどまっているため、二酸化炭素の貯留技術までの研究・開発はさらに長い年月が必要と考えられる。

お問い合わせ：report@tky.ieej.or.jp

* 2008年8月31日まで弊所在職

世界の石炭利用技術（IGCC・CCS）を巡る動向

— 第1回 中国 —

戦略・産業ユニット 電力・ガス事業グループ 研究員 倪 春春*

1 電気事業の概要

1-1 概要

中国では、電力産業に競争原理を導入するため、「電力体制改革に関する方案」（国発[2002]5号、2002年3月公布）に基づき、2002年12月に国家電力公司是発電5社、送電2社、補助企業4社に分割された（図1-1参照）。

発電5社の内訳は中国華能集团公司、中国大唐集团公司、中国華電集团公司、中国国電集团公司、中国電力投資集团公司であり、2007年における中国の総発電設備容量に占めるこれら5社の割合は42%である。

送電事業は、南方5省（広東・広西・貴州・雲南・海南）を管轄とする南方電力網会社と、その他の地域を管轄する国家電力網会社に二分され、国家電力網会社の下には東北・華北・華東・華中・西北の5つの電力網会社が設置された（図1-2参照）。

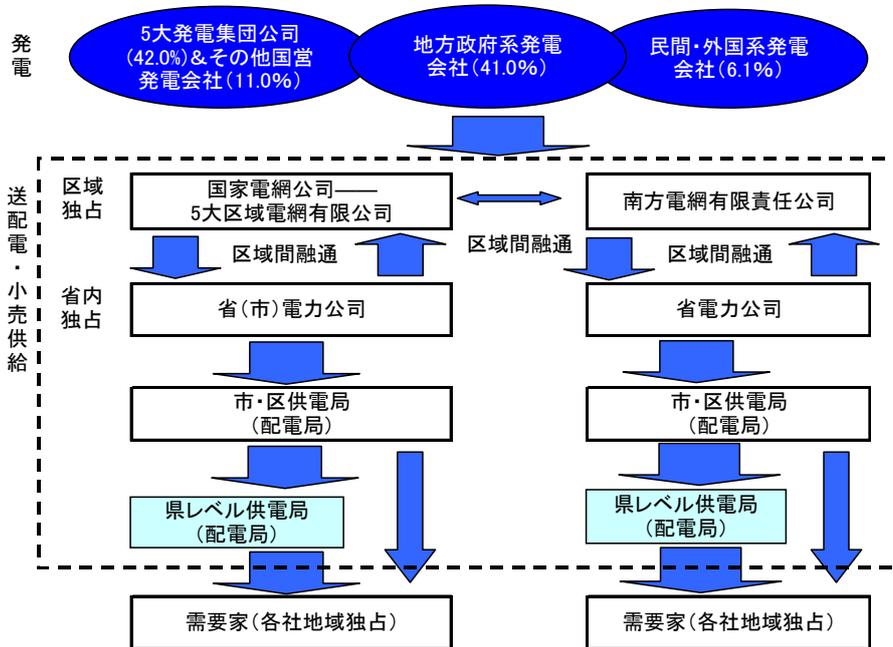
国家電力会社の再編にともない、国家電力監督管理委員会が中国初の規制機関として、2003年に設置され、電力市場運営の監督、電気料金、電気事業の管理監督を行っている。

1-2 電力需給

中国の発電設備容量は1996年に2.4億kWであったものが、2007年には7.1億kWとなり、至近11年間の新設分は4.7億kW（年平均伸び率10.6%）にも達する（図1-3参照）。2007年の発電設備容量の内訳は、火力が77.7%、水力が20.4%、原子力が1.2%であった。

*2008年8月31日まで弊所在職

図 1-1 中国の電力供給体制



(注) その他国営発電会社は国家開発投資公司、神華集团有限公司、中国長江三峡工程開発総公司、中国核電集团公司、中国広東核電集团有限公司、華潤電力ホールディング有限公司などその他の中央政府系発電会社を指す。

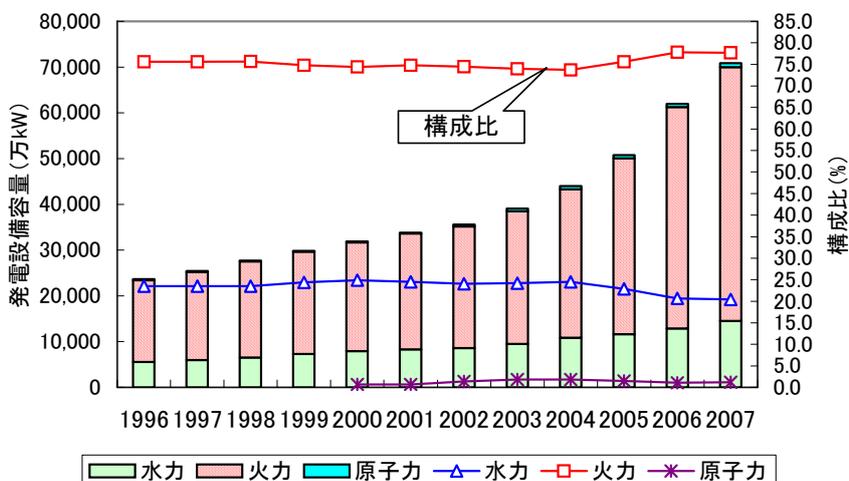
(出所)「電力監督管理年度報告 2007」, 国家電力監督管理委員会。

図 1-2 区域別電力網会社の電力供給範囲



(注) チベット電力網については、国家电网公司在代行管理を行っている。

図 1-3 中国の発電設備容量および容量構成の推移



(出所)「中国電力年鑑」各年，中国電力出版社；中国電力企業連合会 2007 年速報。

1996年から2007年の11年間、火力発電設備(そのほとんどが石炭火力)は一貫して75%以上の割合を占めている。2001年から2004年にかけて、火力発電設備の割合が一時的低下したものの、2004年以降、大規模な火力発電所の建設により火力発電設備の割合が増加傾向にある。

区域電網ごとの発電設備容量は表 1-1 に示すとおり、華東、華中、華北、南方、東北および西北の順となっており、華東、華中、華北、南方を中心に多くの発電設備が設置されている。また、区域電網ごとの電源構成をみると、華東、華北、東北では火力発電設備の割合が圧倒的に多く、華中、南方、西北では水力発電設備の割合が3~4割に達している。

表 1-1 区域電力網別発電設備容量 (2006年)

(単位:万kW)

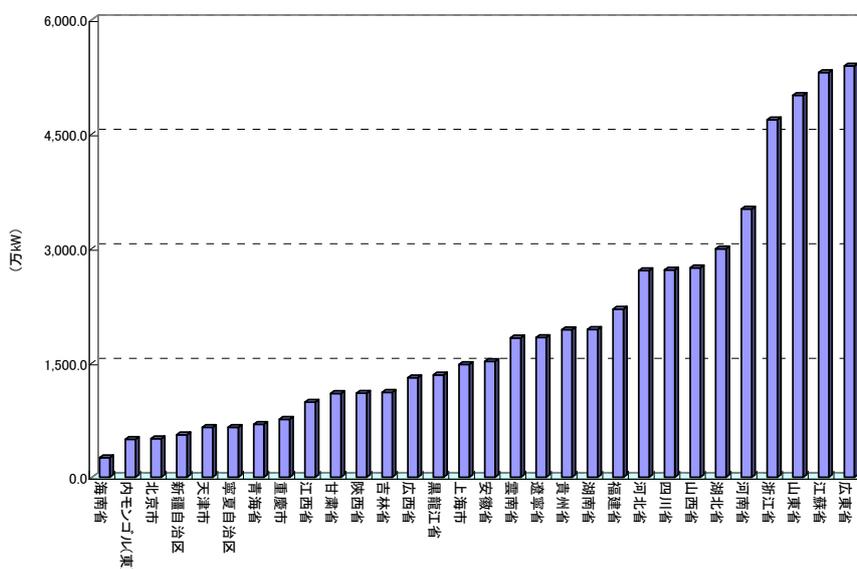
区域	合計	水力	火力	原子力	風力	その他
華東地域	15,193.0	1,851.9	12881.2	406.6	16.5	36.8
割合(%)	100%	12.2%	84.8%	2.7%	0.1%	0.2%
華中地域	12,911.0	5,244.1	7662.78	-	-	2.4
割合(%)	100%	40.6%	59.4%	-	-	0.0%
華北地域	11,619.8	318.6	11263.9	-	32.4	4.8
割合(%)	100%	2.7%	96.9%	-	0.3%	0.0%
南方地域	10,968.7	3,476.5	7094.4	378	-	38.69
割合(%)	100%	31.7%	64.7%	3.4%	-	0.4%
東北地域	4,788.1	640.2	4060.6	-	85.1	2.15
割合(%)	100%	13.4%	84.8%	-	1.8%	0.0%
西北地域	4,111.6	1,326.0	2738.9	-	37.6	9.1
割合(%)	100%	32.3%	66.6%	-	0.9%	0.2%

(出所)『中国電力年鑑 2007年』，中国電力出版社。

2006年の省別発電設備容量は図1-4に示すとおり、最も多いのは広東省、次いで江蘇省、山東省、浙江省、河南省の順となっており、経済が発達している沿岸地域、また、水力、石炭資源が豊富な地域を中心に電源開発が行われていることがわかる。

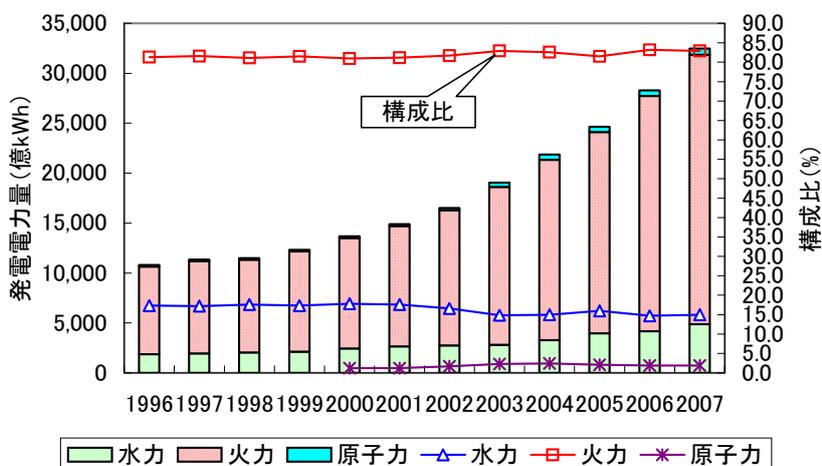
その間、発電電力量は1996年に1兆794億kWhであったものが2007年には3兆2,559億kWhまでに達し、年平均伸び率は10.6%であった。2007年の発電電力量の内訳は、火力が82.9%、水力が15%、原子力が1.9%であった。同様に、1996年から2007年まで、発電電力量に占める火力の割合は80%以上であった（図1-5参照）。

図1-4 省別発電設備容量 (2006年)



(出所) 同上.

図1-5 中国の発電電力量および発電量構成の推移



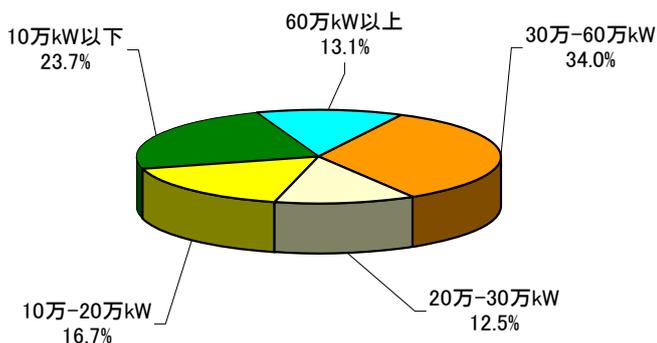
(出所) 「中国電力年鑑」各年, 中国電力出版社; 中国電力企業連合会 2007年速報.

このように、中国の発電設備容量および発電電力量は米国に次いで世界第二位であるが、石炭に偏る電源構成は中国電力供給の最大の特徴とも言える。

1-3 発電設備

前述のとおり、中国の発電設備の7割が火力発電であり、その9割以上が石炭を燃料としている。また、2005年まで、発電設備製造技術の遅れや建設コスト高、深刻な電力供給不足などの諸要因により30万kW以下の小型発電プラントの割合が全体の約半分を占めていた。火力発電設備の単機容量規模をみると、2005年末までに、中国全国6,000kW以上の発電ユニットの平均容量は6.09万kWで、設備容量30万kW以上の中規模発電ユニットの割合は47%となっている。一方、10万kW以下の小規模発電ユニットの割合は23.7%となっており、30万kW以下の火力発電ユニットは依然として全体の半分以上の52.9%を占めている（図1-6参照）。

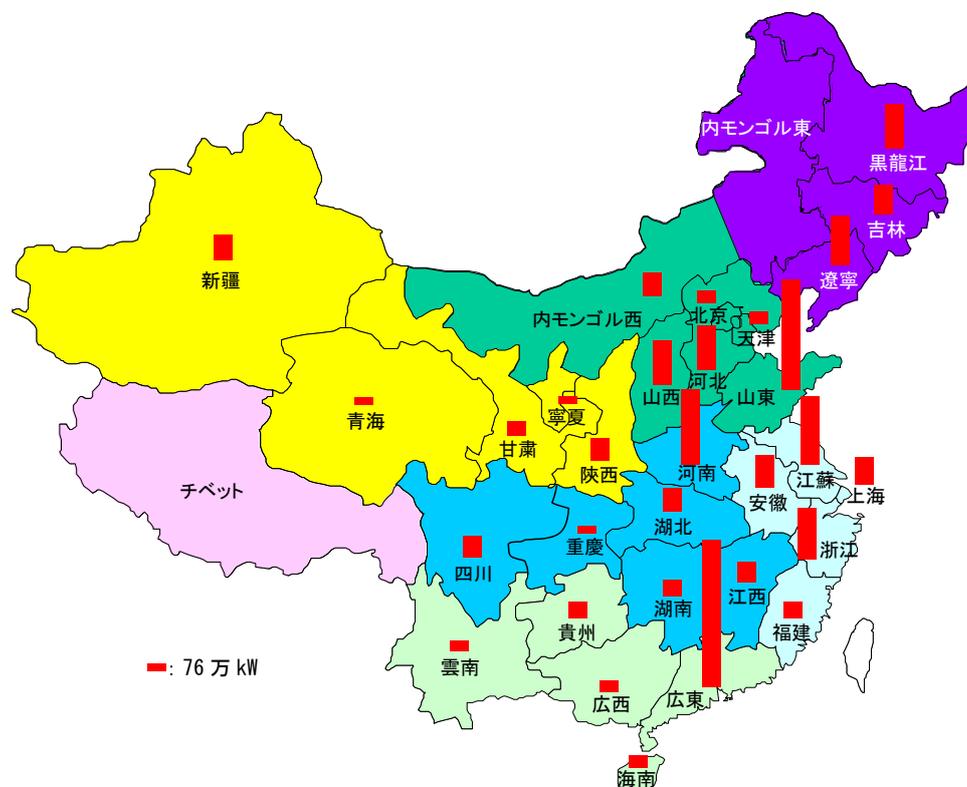
図1-6 火力発電設備のユニット容量（2005年）



(出所) 『中国電力産業年度発展報告 2006』, 中国電力企業連合会.

また、中国電力企業連合会によれば、2005年、6,000kW以上12.5万kW以下の小規模火力発電プラントは中国全国に計4,566基、総発電設備容量1億685万kWである（火力発電設備容量全体の27.3%）。なお、12.5万kW以下の小規模発電プラントの分布は図1-7の通りとなっており、小規模火力発電プラントを有する上位5省は広東省、山東省、河南省、江蘇省、浙江省の順となっている。河南省を除きこれらの省が有する大規模火力発電所の設備容量は全国上位に上るが、それにもかかわらず、同地域での小規模火力発電プラントも多いことから、発電設備の規模を問わず、電源建設は経済発展地域および石炭生産地を中心に行われていることは、これまで中国の電源立地の特徴とも言える。

図 1-7 小規模 (6,000kW~12.5 万 kW) 火力発電所の所在地 (2005 年)



(出所) 中国電力企業連合会.

しかし、「第 11 次 5 カ年計画」(2006-2010 年) のエネルギーの有効利用という政府方針に基づき、また、国内の製造技術の進歩により、2005 年以降の石炭火力建設においては、60 万 kW を中心とした超臨界プラントの導入が進み、さらに近年海外のプラントメーカーとの技術提携により 100 万 kW 級の超超臨界火力プラントの設計・製造技術の移転が図られている。

2007 年の新設火力発電ユニットの内訳をみると、30 万 kW 以上のユニットは全体の 75.8% (計 150 基)、60 万 kW 以上のユニットは全体の 46.6% (計 68 基、うち、100 万 kW 級の超超臨界ユニット 4 基) となっている。その背景には、「第 10 次 5 カ年計画」(2001-2005 年) 以降、大中規模火力発電ユニットの kW 当たりの建設コストが 30 万 kW 以下のユニットに比べ安くなったことが、大中規模火力ユニットの導入促進に繋がったことが指摘できる (表 1-2 参照)。

表 1-2 2006年及び「10・5期間」中における火力発電所の建設単価

設備容量	2006年 (元/kW)	「10・5期間」 (元/kW)
30万kW以下	4,089	3,551
30万kW	3,850	3,841
60万kW	3,702	3,624
100万kW	4,008	—

(注) 1元約15円。

(出所) 「電力監督管理年度報告2007年」, 国家電力監督管理委員会。

1-4 電源開発計画

2006年12月、中国發展改革委員会は今後の電力分野の基本方針となる「11・5計画」期における電力工業發展構想を発表した。その内容は、以下の通りである。

- エネルギー効率の向上：2010年まで、電力供給側石炭消費量を355g/kWhに、発電所内電力消費率を4.5%に、送電ロスを7%に低減する。4,500万kWのコージェネレーション、クリーンコール技術を發展させ、IGCC、CFBモデルプロジェクトについても一部着工を行う。
- 生態環境の保護：2010年までに、石炭火力発電所の1kWh当たりのSO₂排出量を2.7gに、年間総排出量を1,000万トン以内に、1kWh当たりの煤塵放出量を1.2gに、年間総放出量を300万トン以下に抑える。SO₂の排出抑制を強化し、NO₂の放出低減を奨励、新設プラントへの高効率電機集塵器およびバグフィルターの据付を行う。
- 電力網整備の強化：西電東送の三大通路（北、中、南）の構築を加速させる。信頼性の高い区域電力網を形成、区域電力網間の連系を推進し、交流同期電力網の規模を適切にコントロールする。都市農村電力網の整備を進め、農村電力建設を強化する。
- 水力発電の秩序を保った開発：「11・5計画」期末までの水力発電の目標設備容量は1.9億kWとする。金沙江（Jinshajiang）、雅礮江（Yalongjiang）、大渡河（Daduhe）、瀾滄江（Lancangjiang）、黄河上流等の流域開発に重点を置く。
- 石炭火力発電の合理的開発：「11・5計画」期間中に、火力発電所の省エネ、排出軽減を推進する。小規模火力の閉鎖を加速させ、電力需要地近傍の環境保護プロジェクトを優先的に開発する。高効率、大規模ユニットの建設を奨励し、山元発電所、沿岸発電所、道路隣接発電所等の輸送アクセスに有利な発電所を優先的に建設する。
- 原子力発電の積極的開発：「11・5計画」期末までの原子力発電の目標設備容量を1,000万kWとする。
- 再生可能エネルギー発電の奨励：2010年の再生可能エネルギーの一次エネルギー総生産量に占める割合を10%とする。30箇所の10万kW級風力発電所を建設し、内モンゴル、河北、江蘇、甘肅等で4つの100万kW級風力発電所を形成させる。バイオ

マス発電の建設を加速し、バイオマス発電、ゴミ発電を奨励する。太陽エネルギー・地熱・海洋エネルギー開発を積極的に進める。

- 天然ガス発電の開発：天然ガス発電を適度に開発する。2010年までに3,600万kWを計画する。合理的な価格による資源購入を行う一方で、国内天然ガス価格の国際価格への連動を推進し、国内天然ガス価格の問題解決を図る。都市生活用天然ガスの消費を優先する。

2 電力政策

中国政府は、「第11次5ヵ年計画」期間中においては、エネルギー消費原単位を2010年時点で2005年比20%削減、主要な汚染物の総排出量を同10%削減、単位当たりの工業増加値による水の使用量同30%削減するなどの目標を打ち出している。現在、火力（石炭火力）発電に関しては、以下のような関連政策が打ち出されている。

① 「小規模火力発電の閉鎖を促進することに関する通知」

「第11次5ヵ年計画」の省エネ目標を達成するため、2007年1月、中国国家発展改革委員会は、「小規模火力発電の閉鎖を促進することに関する通知」を発表し、その中で2010年まで5,000万kWの小型火力発電設備を閉鎖・停止することが示された。閉鎖の対象となる火力発電設備は、下記の通りである。

- 単機容量5万kW以下の火力発電ユニット
- 運転期間20年超の単機容量10万kW以下の火力発電ユニット
- 耐用年数を超える単機容量20万kW以下の火力発電ユニット
- 送電端石炭消費量が当該省(区、市)の平均より10%超あるいは全国平均より15%超の各種石炭火力ユニット
- 環境排出基準に達していない各種火力ユニット

② 「小規模火力発電設備の卸電気料金を引き下げ、小規模火力発電の閉鎖を促進することに関する通知」

①の閉鎖目標の達成を促すため、2007年4月、国家発展改革委員会は「小規模火力発電設備の卸電気料金を引き下げ、小規模火力発電の閉鎖を促進することに関する通知」を公布し、小規模火力発電設備からの卸電気料金を順次値下げすることを決定した。今回の小規模火力発電設備の卸電気料金の引き下げ水準および方法は、下記に示す。

- これまで各省・地区毎の統一基準卸電気料金を上回って適用されていた電源について、一律基準卸電気料金水準に引き下げ
- 2004年以降運転を開始した小規模火力は即実施
- 2004年以前に運転を開始した小規模火力の場合、以下の基準で段階的に実施
－基準卸料金との差額が0.05元/kWh以内の場合：2年以内

−0.05~0.1元/kWhの場合：3年以内

−0.1元/kWhを超える場合：4年以内

- 但し、小規模火力発電ユニットは高効率ユニットに発電量枠を譲渡することができることとし、発電量枠を譲渡し閉鎖を担保する小規模火力については卸電気料金の値下げはしない

③ 「既存火力発電所二酸化硫黄改善に関する第11次5ヵ年計画」

国家発展改革委員会は環境保護総局と共同で、2007年3月、「既存火力発電所二酸化硫黄改善に関する第11次5ヵ年計画」を発表し、2010年までの第11次5ヵ年期間中に電力分野が排出する二酸化硫黄を2005年より6割削減することを打ち出した。同計画では、石炭火力発電所からの二酸化硫黄改善に係わる主要な目標を策定するとともに、重点実施措置および事業者ごとの発電所への排煙脱硫装置の設置義務が具体的に示されている（表2-1参照）。

また、この計画発表後に続き、発展改革委員会価格司は4月に企業のSO₂排出量に応じて課される汚染対策費徴収レベルを上げることを通達した。これまでも汚染対策費の徴収制度は存在したものの、金額が小さく制度遵守のインセンティブが働かなかったことから、より厳格な制度運用と排出処理コストの自己負担原則を徹底させる意図がある。

表2-1 第11次5ヵ年期間中事業者別脱硫装置設置指定の発電所容量（単位：万kW）

	第11次5ヵ年期間	2006年	2007年	2008年	2009年	2010年
国家電網公司	736.85	224	184	246.85	82	0
華能集团公司	1,762.40	780	309.4	503	170	0
大唐集团公司	1,811.90	977.5	434	247	153.4	0
華電集团公司	934	557	96	182	99	0
国電集团公司	1,355.60	516.6	312	167	360	0
中国電力投資集团公司	1,033.40	478	303	152.4	100	0
地方電力公司等	6,026.25	2,227.40	2,109.00	1,376.35	313.50	0
合計	13,660.4	5,760.5	3,747.4	2,874.6	1,277.9	0

（出所）国家発展改革委員会ホームページ。

これら一連の措置により、既存の火力発電所への脱硫設備の設置規模を2005年の5,300万kWから2010年には2億3,000万kWまでに上げる方針である。

④ 「エネルギー発展11次5ヵ年計画」

国家発展改革委員会は2007年4月、「エネルギー発展11次5ヵ年計画」を発表した。これは、「第11次5ヵ年計画」を受けて、2006年から2010年のエネルギー分野における具体的な発展方針・目標や重点を置くべき分野等を明らかにしたものである。その中で、電力

産業の発展方針および省エネ・環境保全政策は、以下の通り掲げられている。

- 60万kW以上の超（超）臨界ユニット、大型循環ユニットの建設を推進する。高効率クリーン発電技術を導入して既存の火力発電ユニットを改造し、小型ユニットの淘汰を実施する。
- コージェネレーション、熱電冷併給を推進する。
- 2010年までに、送電端側石炭消費量を2005年の1kWhあたり370gから355gに引き下げ、発電所の所内電力消費率を5.9%から4.5%まで引き下げ、都市のセントラルヒーティングの普及率を30%から40%に上げる。熱供給のため、コージェネレーション4,000万kW以上を新設する（年間3,500万トンの石炭節約に等しい）。
- 新設の火力発電ユニットは、高効率の集塵機を取り付けなければならない。また、低硫黄分燃料の使用、脱硫設備の設置など総合措置を通じて、発電所の二酸化硫黄の排出を厳格に規制する。低窒素燃焼技術を普及し、排煙脱硝装置の実験運転の対象を拡大し、火力発電所の窒素酸化物の排出削減を奨励する。2010年までに、火力発電所の1kWhあたりの煤塵排出量を1.2g、二酸化硫黄の排出量を2.7gにまで引き下げ、発電所の排水は100%の基準達成を実現する。
- 先端送・配電技術と設備を導入し、老朽設備を淘汰する。2010年までに、電力網の送電損失率を7%までに引下げる。

⑤ 「省エネ発電給電指令方法（試行）」

国家发展改革委員会、環境保護総局、電力監督管理委員会等は、2007年8月共同で「省エネ発電給電指令方法（試行）」を策定、公布した。同「方法」は、再生可能エネルギー発電を優先的に稼働させ電力供給させるとともに、消費・汚染排出レベルに応じて優先順位をつけ、消費・汚染排出レベルが低い順から優先的に給電されることとし、これにより、エネルギー・資源消費と汚染物の排出を減少させることを目的としている。但し、卸電気料金の改定は予定されていない。同「方法」は、まず、四川、貴州、広東、江蘇、河南の5省で実験的に実施することとなっている。なお、同「方法」における給電の優先順位は、表2-2の通りである。

表 2-2 省エネ発電給電優先順位

優先給電順位	対象電源
1	風力、太陽光、海洋エネルギー、一般水力（小水力含む）
2	出力調整可能な水力、バイオマス、地熱、環境保全基準を満たすゴミ発電
3	原子力発電
4	石炭コージェネ、余熱、余圧、ボタなど資源综合利用発電
5	天然ガス発電、石炭ガス化発電ユニット
6	その他石炭火力発電
7	石油発電

（出所）国家发展改革委員会ホームページ。

3 IGCC・CCSを巡る動向

3-1 中国におけるIGCCの導入経緯

1994年3月25日に、旧国家計画委員会（現国家発展改革委員会）および国家科学技術委員会（現科学技術部）により設立された「中国21世紀アジェンダ管理センター」が「中国21世紀アジェンダ」を発表した。その中で、はじめてIGCC発電技術の研究を中長期の電力技術発展の重点プロジェクトと指定し、IGCC実証発電プラントの建設、海外設備の導入、国内における設備の部分研究・製造などの内容が盛り込まれた。同プロジェクトは、旧電力部（1998年3月に解体）、機械部（現国家機械工業局）などにより実施し、プロジェクト期間は1995年から2000年までと定められた。中国政府は、同プロジェクトの実施により、中国におけるIGCC発電技術の研究・開発、応用と普及の基礎を構築することが目的としている。

同「アジェンダ」に基づき、1994年5月に、旧国家計画委員会、旧国家科学技術委員会、旧国家経済貿易委員会（現国家発展改革委員会）、旧電力部、機械部、石炭部（1998年3月に解体）からなるIGCC国家指導チーム、同年6月に、国内の11の関係企業、関連研究機関からなるIGCC研究チームが、それぞれ立ち上げられた。

1994年から1995年まで、研究チームはIGCC実証プロジェクトの技術実現可能性についての論証を行い、1996年から1997年まで、北京市IGCCプロジェクトと山東省煙台IGCCプロジェクトのFS（実現可能性調査：Feasibility Study）を行った。その結果、1997年に、山東省煙台発電所はIGCC実験プラントの実施主体として選定された。

2001年、山東煙台発電所IGCC実験発電プラントの調印式が同年1月に北京で行われ、当初の計画では、40万kWのモデルプラントの建設を2003年にスタートし、2006年に稼動する予定であったが、未だに着工が行われていない。

このように、IGCC技術は、中国の「10・5」計画期間中、「11・5」計画期間中ともに「国家高度技術研究発展計画」（“863”計画とも呼ばれる）の重点プロジェクトとして取り上げられており、さらに、「国家中長期科学および技術発展計画綱要」（2006-2020年）に盛り込まれているにもかかわらず、中国政府主導型のIGCCプロジェクトのその後の進展が見られていない。

3-2 稼動中のプラント

上述のように、中国政府主導型のIGCC実証発電プラントについて、2001年以降に新しい動きがないため、現在、中国に稼動中のIGCC発電プラントはないが、しかし、既存の火力発電プラントにCCS設備を搭載し、二酸化炭素の回収に関するパイロットプログラムが華能北京熱発電所で行われている。

① 華能北京熱発電所

華能北京熱発電所は中国華能集团公司の傘下にある発電所で、北京市の大気汚染を改善

する目的で、2007年12月に、中国国内初の石炭火力発電所におけるCCSパイロットプラントの着工が行われ、2008年7月に正式運転を開始した。同プロジェクトは、中国西安熱工研究院有限公司が設計・建設を請負、すべて国産設備を採用している。試運転段階における二酸化炭素の回収率は85%以上に達し、年間で二酸化炭素3,000万トンを回収することになる。

なお、同プロジェクトは、2007年、中国政府とオーストラリア政府が発表した「気候変動とエネルギー問題に関する共同声明」の中における中国と豪州政府間協力プロジェクトのひとつで、オーストラリア連邦科学工業研究機構(CSIRO)による協力と支援を受けている。

3-3 計画中のプロジェクト

3-3-1 IGCCプロジェクト

煙台発電所IGCC実験発電プラントの動きが停止している一方で、5大発電集団会社が主とする中国発電事業者によるIGCC技術の研究・開発に意欲を示しており、表3-1の通り、現在、5大集団はそれぞれIGCC実証発電プラントを計画している。

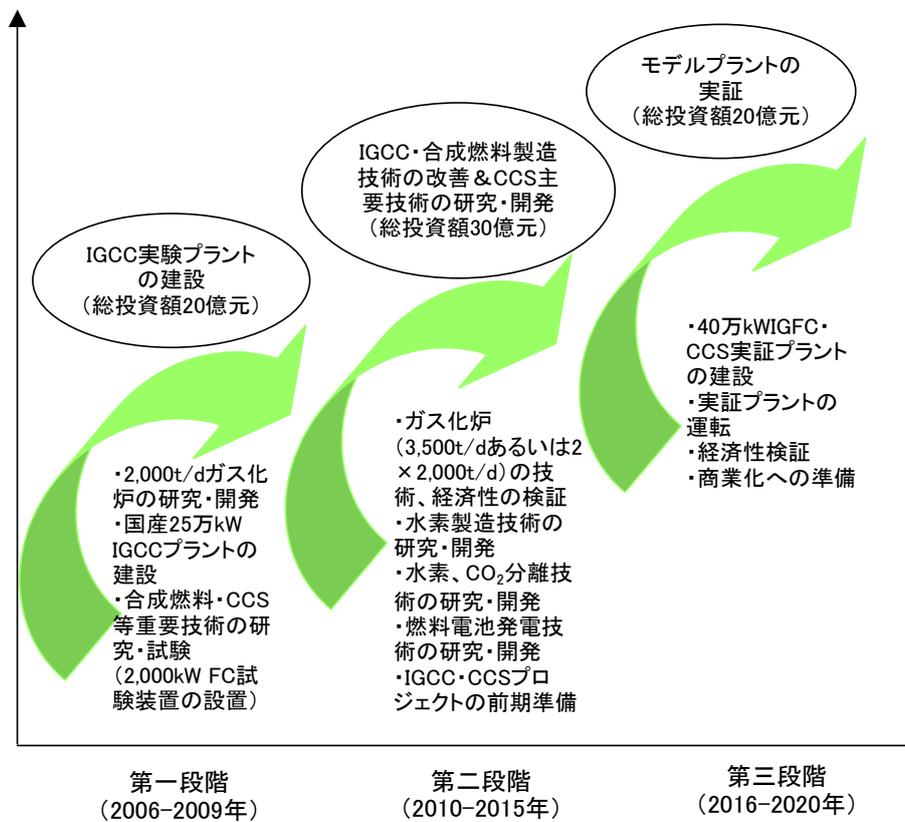
① GreenGen (中国華能集団公司)

2005年12月、The GreenGen Co. は中国5大発電事業者(中国華能集団公司、中国華電集団公司、中国電力投資集団公司、中国大唐集団公司、中国国電集団公司)、2大石炭事業者(神華集団有限責任公司、中国中煤能源集団公司)および国家開発集団公司の共同出資により設立され、出資比率のうち、中国華能集団公司が全体の51%を占めている。

中国華能集団公司は、2006年9月に、IGCC実証発電所I期(25万kW)の建設サイト、2007年4月、IGCC発電所II期((2×40万kW)プロジェクトの協力について、それぞれ天津市政府と協力協定を取り交わした。これにより、天津市塘沽区臨港工業区に同実証発電所の建設が決定された。

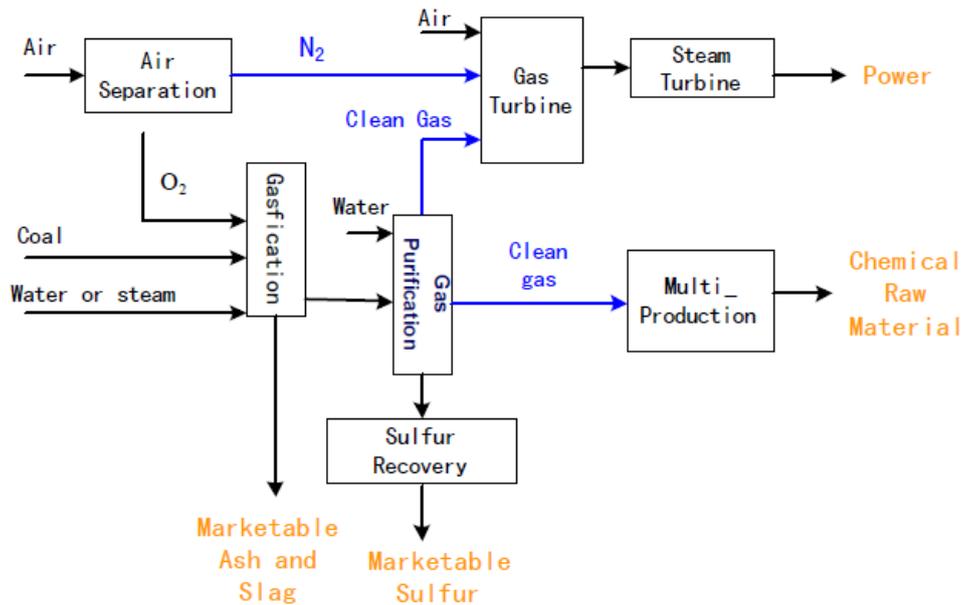
GreenGen Co.によれば、同実証発電所のI期(25万kW)とII期(2×40万kW)は、図3-1から図3-4までに示す通り、三段階に分けて実施していく予定である。

図 3-1 GreenGen の技術開発ロードマップ



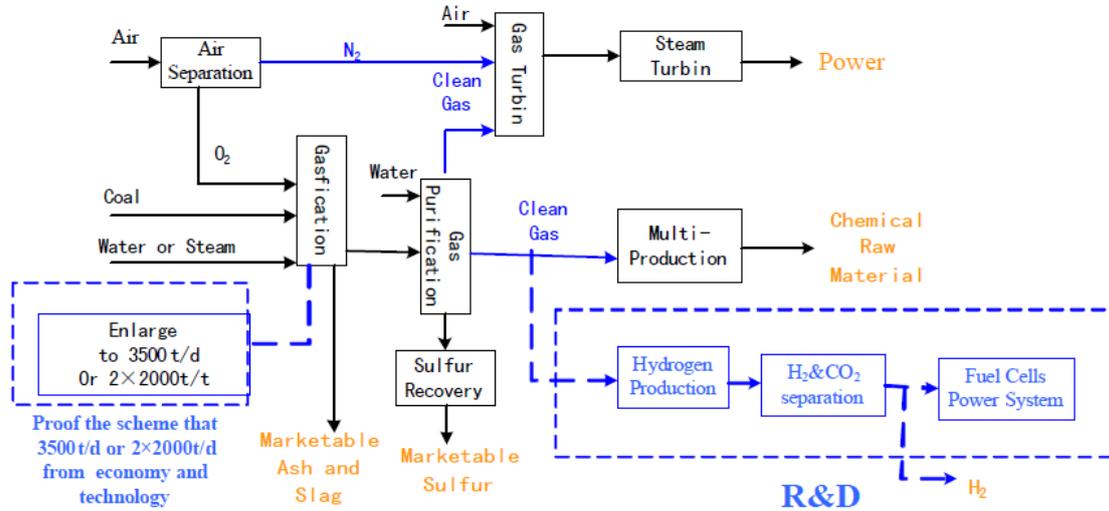
(出所) GreenGen. Co ホームページ.

図 3-2 GreenGen 第一段階 (2006-2009年)



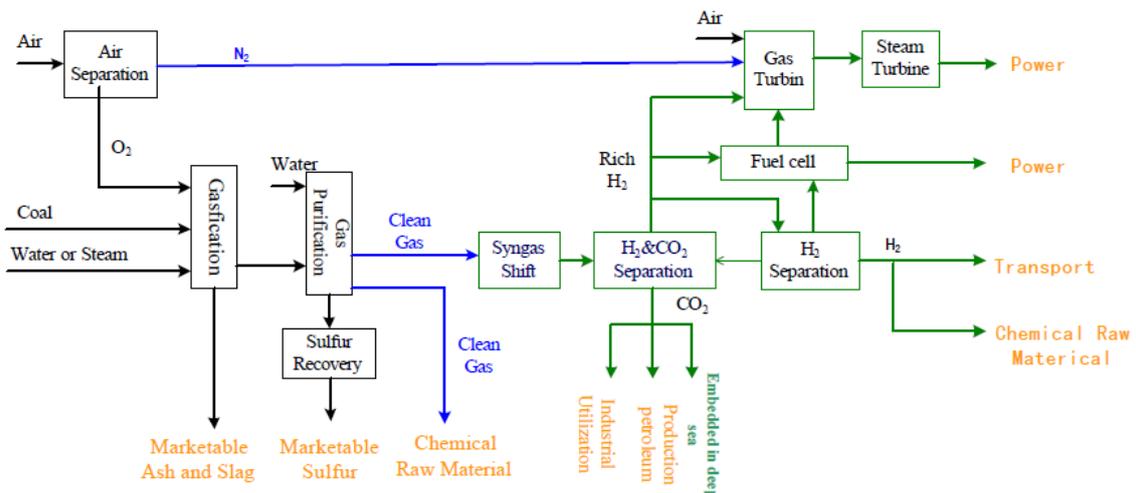
(出所) GreenGen. Co のプレゼン資料.

図 3-3 GreenGen 第二段階 (2010-2015 年)



(出所) 同上.

図 3-4 GreenGen 第三段階 (2016-2020 年)



(出所) 同上.

② 中国大唐集团公司

中国大唐集团公司は中国全国でいくつかの IGCC 実証プラントを計画しており、現在、これらすべてが前期準備段階にある。

● 大唐国際天津 IGCC プロジェクト

2006年6月、中国大唐集团公司は天津市政府と IGCC 共同開発に関する合意書を締結した。同プロジェクトでは、天津市大港区に 40 万 kW の IGCC プラント 2 基を建設する計画である。

● 大唐東莞 IGCC プロジェクト

2006年8月、中国大唐集团公司は広東省東莞市政府とIGCC共同開発に関する合意書を締結した。同プロジェクトでは、神華集団の石炭を使用し、40万kWのIGCCプラント4基を建設する計画である。

● 瀋陽 IGCC 多様化プロジェクト

2006年8月、中国大唐集团公司は遼寧省瀋陽市政府と発電、熱供給、合成燃料製造一体型のIGCCプラントの開発に関する協議書を交わした。同プロジェクトは、40万kWのIGCCプラント4基を建設し、I期における年間メタノール60万トン、発電電力量55億kWhを生産する計画である。

● 深圳石炭化学工業およびIGCCプロジェクト

2006年8月、中国大唐集团公司は広東省深圳市政府とIGCC協力枠組み協議に署名した。同プロジェクトでは、珠江デルタ地区向け年間化学製品100万トン、広東省電力網向け年間26億kWhの電源を供給する計画。同プロジェクトのFSに関しては、すでに政府の審査を通過している。

③ 中国華電集团公司

浙江省半山IGCC発電プロジェクトは、「11・5」計画期の中国「国家高度技術研究発展計画—20万kW級IGCC主要技術の研究開発と商業用実証」プロジェクトに指定され、IGCC多様化一体型発電プラントを建設する予定である。同プロジェクトは、2008年に建設を開始し、2010年の完成予定となっており、FSの審査はすでに通過している。

④ 中国国電集团公司

中国国電集团公司は、江蘇省海門と海南省にIGCC発電プラントを建設する計画である。そのうち、海南IGCCプロジェクトはまだ計画書の作成段階にあり、江蘇省海門の建設計画書は2006年6月に完了し、現在FSを行う段階である。

⑤ 中国電力投資集团公司

2006年3月、中国電力投資集团公司は河北省廊坊市政府とIGCC発電所の開発に関する協定に調印した。同プロジェクトでは、40万kWIGCC発電ユニット2基を建設し、廊坊市の工業用需要家に電力供給を行うほか、民生用施設にも熱を供給する計画となっている。同プロジェクトは、現在、計画書の作成段階にある。

⑥ 内モンゴル中煤蒙発公司

2006年1月、内モンゴル中煤蒙発公司は、アメリカのCME International、GEとIGCC共同開発協定を締結した。同プロジェクトは二期を予定しており、I期はIGCC発電、メタノール製造、II期はFT合成油製造を計画している。内モンゴル中煤蒙発公司のホームページ

ジによると、現在同プロジェクトの前期準備段階が順調に進んでいる。

⑦ 神華集団有限責任公司

2008年5月、神華集団有限責任公司は内モンゴルオールドス市政府とIGCC、石炭共同開発に関する枠組み協議書を取り交わした。

⑧ 中国石油化工集团公司

2007年2月、中国石油化工集团公司(Sinopec)、中国・福建省、米エクソンモービル(Exxon Mobile)、サウジアラビア国営石油会社アラムコ(Saudi Aramco)は、福建石油精製・エチレン合弁プロジェクト契約に調印した。福建省泉州に立地するこの福建石油精製・エチレン合弁プロジェクトでは、既設製油設備の年産400万トンに増産、増産後の製油所は、アラビア原油を主に使用計画である。付帯設備として、30万トンの原油バースとIGCC発電所が建設される。合弁の資本構成は、中国石油化工集团公司と福建省の折半合弁会社の福建石油化学公司(FPCL)が50%、Exxon MobileとSaudi Aramcoが各25%。プロジェクト完成は2009年初めを予定している。

3-3-2 CCSプロジェクト

① 沁水盆地 ECBM プロジェクト

同プロジェクトは、中国中聯煤層気総公司(CUCBM)とカナダのアルバータ州研究評議会(ARC)を筆頭とする北米コンソーシアムとの共同プロジェクトで、CO₂の注入による炭層メタンガス(CBM)の増進回収と注入されたCO₂を炭層に隔離貯留することを組み合わせた実証プロジェクトである。

同プロジェクトはカナダの技術が導入され、2002年からスタートし、2006年に実証研究を終了している。

② 大慶油田の CCS・EOR プロジェクト

同プロジェクトは、2008年5月に行われた日中両国政府首脳会談において正式に決定されたプロジェクトである。このプロジェクトは、黒龍江省の石炭火力発電所からのCO₂を分離・回収し、パイプラインで同省内の大慶油田へ注入する計画である。CO₂を貯留できるだけでなく、注入したことにより原油が押出され、年間150から200万トンの原油増産効果が見込まれている。

同プロジェクトを実施するのは、中国石油天然気股份有限公司、大慶油田有限責任公司などで、日本側からは、地球環境産業技術研究機構(RITE)、プラントメーカーの日揮、石炭エネルギーセンター(JCOAL)、石油天然ガス・金属鉱物資源機構(JOGMEC)、トヨタ自動車の5社が参加する予定である。

同計画では、2~3年間の実証を経て、施設の本格的な建設を進め、2016年の運転開始を

目指している。なお、同プロジェクトのCO₂削減効果は、年間300～400万トンとされている。

表3-1 中国におけるIGCC・CCSプロジェクト一覧表（稼動中、建設・計画中）

IGCC・CCS	プロジェクト名	設備容量	運用主体	業種別	プロジェクト進捗状況
CCS	華能北京熱発電所	4×20万kW	中国華能集団公司	電力	稼動中(2008年7月から)
CCS	沁水盆地ECBM	-	中聯煤層気総公司、ARCコンソーシアム	炭層ガス、研究	実証研究終了
IGCC・CCS	GreenGen	I期:25万kW II期:2×40万kW	5大発電集団公司、2大石炭公司、国家開発集団公司	電力、石炭、金融	I期建設中
IGCC・CCS	大慶油田CCS・EOR	-	Sinopec、大慶油田有限公司、RITE、日揮、JCOAL、JOGMEC、トヨタ	石油、メーカ等	計画中
IGCC	福建石油精製・化学工業	2×13万kW	福建石油化学公司、Exxon Mobil、Saudi Aramco	石油精製	建設中
IGCC	山東煙台	1×40万kW	山東省煙台発電所	電力	計画中
IGCC	大唐国際天津	2×40万kW	中国大唐集団公司	電力	計画中
IGCC	大唐東莞	4×40万kW	中国大唐集団公司	電力	計画中
IGCC	大唐瀋陽	4×40万kW	中国大唐集団公司	電力	計画中
IGCC	大唐深セン	不明	中国大唐集団公司	電力	計画中
IGCC	浙江省半山	不明	中国華電集団公司	電力	計画中
IGCC	海南省	不明	中国国電集団公司	電力	計画中
IGCC	江蘇省海門	不明	中国国電集団公司	電力	計画中
IGCC	河北省廊坊	2×40万kW	中国国電投資集団公司	電力	計画中
IGCC	中煤蒙発	不明	内モンゴル中煤蒙発公司	石炭	計画中
IGCC	内モンゴルオールドス	不明	神華集団有限公司	石炭	計画中

(出所) 各種報道に基づき作成

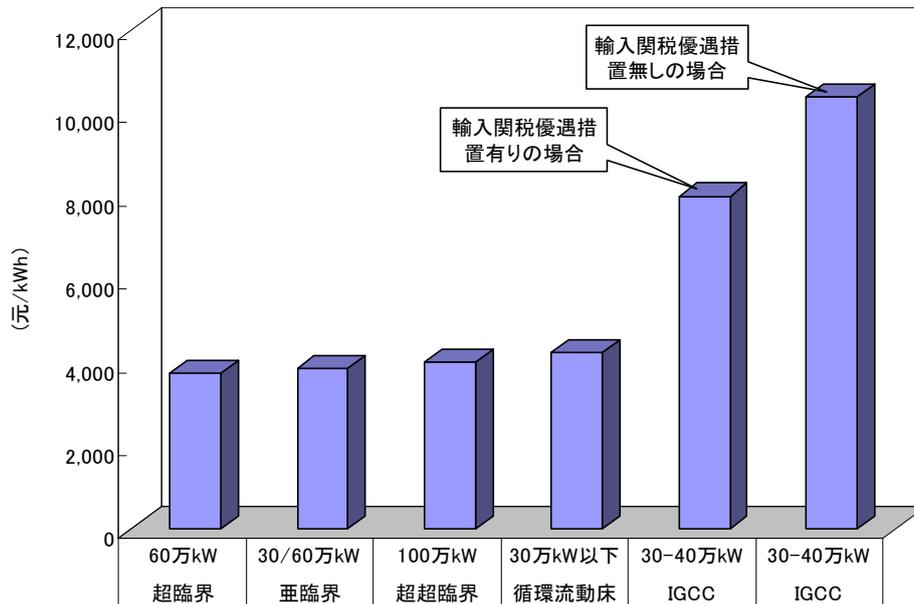
4 今後の見通し

上述のように、中国では、現在、華能北京熱発電所のCCSパイロットプログラムが正式に稼動している以外、すべてのIGCC・CCSプロジェクトが建設・計画中のものとなっている。また、CCSに関しても、現段階では、二酸化炭素の回収・貯留よりも二酸化炭素の回収による炭層メタンガスや原油の増産に重点を置いているのが現状である。

また、政府主導の山東省煙台発電所のIGCC実験プラントは2006年に操業予定であったが、いくつかの要因により未だに建設されていない。一方で、エネルギー企業とりわけ5大発電集団公司を中心とするIGCCプラントの建設計画はいくつか出ているが、しかし、GreenGenプロジェクト以外に具体化になっているものが少ない。

第1章で述べたように、中国の電源のほとんどは石炭火力によって賄われていることから、中国の電力分野におけるIGCC・CCSの導入ポテンシャルが非常に高い。しかし、国内の電気料金が政府統制価格となっているため、IGCCプラントの経済性問題がIGCC技術の導入を阻害する大きな要因となっている。図4-1によれば、IGCCプラントの初期投資コストが通常石炭火力発電プラントの約2から2.6倍となっている(2006年の建設価格水準)。

図 4-1 IGCC および各種火力発電プラントの建設単価の比較



(注 1)IGCC 以外の各種火力発電プラントの建設単価は 2006 年の実績。

(注 2)図に示されている IGCC の建設単価は山東省煙台発電所 IGCC 実験プラントの概算数値である。

(出所)「2006 年稼動開始発電所の建設コストの状況に関する報告」, 電力監督管理委員会およびその他の資料より作成。

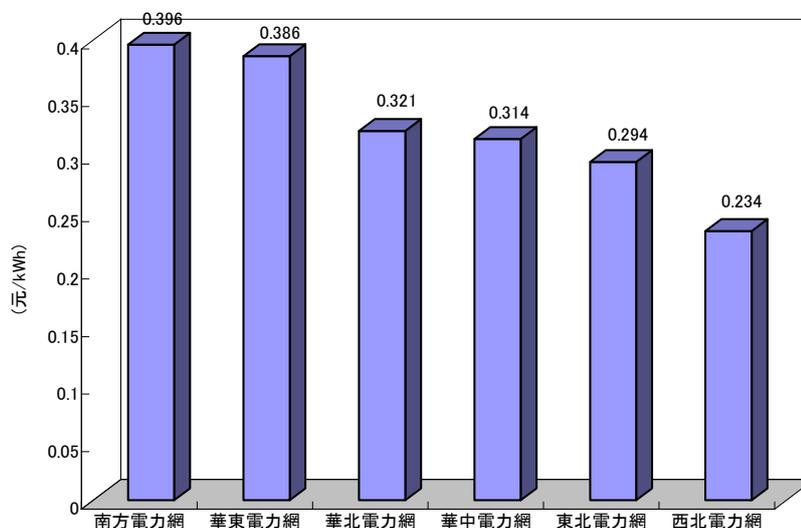
また、内部収益率分析に基づく IGCC 発電コストの試算結果は表 4-1 の通りである。各想定ケースを図 4-2 の 2005 年における各電力網の平均買い取り価格と比べると、プラントの立地場所によって IGCC がかなり割高になっていることがわかる。

表 4-1 IGCC 発電コストの試算結果

ケース	内部報酬率	プラントの年 利用時間数 (h)	卸電気料金 (税込) (元/kWh)
ケース1	8%	5,500	0.496
ケース2	8%	6,500	0.447
ケース3	8%	7,000	0.427

(出所) 趙東旭[2007], 「わが国における IGCC 発電技術の応用現状と政策提議」, 『電力技術経済』.

図 4-2 各電力網の平均卸電気料金（2005 年実績）



(出所)「中国電力産業年度発展報告 2006」, 中国電力企業連合会.

また、中国において環境規制の枠組み作りにおいても問題があり、すでに第 2 章で述べたように、現在、中国の環境規制は主に SO_x を中心としており、NO_x や CO₂ についてはまだ基準がないため、電気事業者にとって SO_x 対策以外の環境対策コストをかけるインセンティブが生じない。

総じて、超臨界・超超臨界の普及率がまだ 10%にも達していない中国にとっては、今後 IGCC・CCS の導入よりも小規模火力発電所の閉鎖、超臨界・超超臨界プラントの導入・促進が最優先課題になると考えられるが、今後、IGCC・CCS の導入を促すためには、中国政府は IGCC・CCS に関する各種優遇政策（電気料金政策、税制政策など）を構築し、適切な基準と規制を盛り込んだ環境対策を実施する必要があるだろう。また、IGCC・CCS 技術の早急な国産化の実現も極めて重要であろう。

お問い合わせ: report@tky.ieej.or.jp