

近年来，中国东部城市雾霾污染日益恶化，老百姓要求改善环境和保护健康的呼声日益高涨。2013 年，中国政府以治理东部城市雾霾为由，大幅放行煤制天然气项目的审批，并公开鼓励煤制天然气的投资。

然而，煤制合成天然气在全世界范围内都是一种使用经验极少、成熟度低的技术，在实际应用过程中会对环境造成重大影响，比如水资源消耗、二氧化碳排放、三废污染和煤炭上游开采破坏等。庆华和大唐的两个“示范项目”甚至在投产数月之内就因严重故障而被迫停工检修，而且大唐还发生了伤亡事故。

中国煤制气的支持者在宣传该技术时，往往以美国大平原项目的经验为参照。然而，中国的媒体与产业界对美国发展大平原煤制天然气项目的历史经验存在诸多误解。我们希望通过详细回顾该项目的发展历程，以及美国发展煤制气的政策历史，来为当下中国煤制气的监管提供有力的借鉴。

一、煤制油气的发展历程简介

世界上煤制油气的技术起源于德国¹。早在 20 世纪 30 年代，德国就开发了鲁奇（Lurgi）煤炭气化工工艺。由于德国缺乏油气资源，希特勒为了发动侵略战争，不惜代价全力支持大规模生产煤制油，以满足纳粹德国机械化部队的燃料需求²。在侵华战争期间，日本也在其本土及其占领的中国东北地区研究煤制油气的工艺。虽然实验室的研究取得了一些成果，但是在规模化量产方面却以失败收场³。

西方国家煤制油气的研发，大多是归到合成燃料（synthetic fuels）项目下，合成燃料的研发以煤制油气为主要内容，也包含了页岩油的提炼ⁱ。世界上（中国以外）到目前为止规模化生产煤制油气的案例只有三个，一是纳粹德国的煤制油，二是南非的煤制油，三是美国的大平原煤制气。煤制油与煤制气的技术有很多相关的地方，不容易分开来谈。南非的煤制油技术是沿袭纳粹德国的煤制油技术发展而来，美国大平原煤制气的鲁奇气化炉则是由南非引进。因此这三个项目可以说是一脉相承。

南非的煤制油发展历程

早在第二次世界大战之前，南非安格罗瓦尔（Anglovaal）公司就试图从德国鲁尔化学（Ruhrchemie）公司引进煤制油技术，并与德国鲁奇（Lurgi）公司签订了技术转让协议。但是实际的技术引进工作随二战爆发而暂停。二战结束后，德国鲁尔化学公司的煤制油技术专利大多被英美等国掠夺或没收，安格罗瓦尔公司因此转向南非政府寻求援助。在安格罗瓦尔公司的鼓吹推动下，南非政府于 1947 年立法推动煤制油的发展。1950 年 9 月，南非政府决定成立国营的沙索（Sasol）公司进行煤制油的开发工作，自此南非的煤制油研发完全由政府主导⁴。

沙索公司同时从美国与德国引进了煤制油技术，他们选定了德国战后由鲁尔化学公司与鲁奇

ⁱ 本报告所讨论的煤制气指的是煤制合成天然气（synthetic natural gas），而非人工煤气（manufactured gas/town gas/coal gas）。人工煤气因为含有会致人窒息死亡的一氧化碳，西方国家早已淘汰不用，即便是在 20 世纪 70 年代爆发石油危机时，也没有人主张重新使用人工煤气。

公司合作研发的 Arge 固定床 (fixed bed) 气化炉工艺，并同时从美国凯洛格 (Kellogg) 公司引进其流化床 (fluidized bed) 气化炉技术。南非专家经评估认为德国的技术经过充分的量产验证，比较值得信服，而美国的技术虽然在实验室中显现出较优越的性能，但是缺乏实际量产的经验。可以说，两种技术路线各有利弊。

沙索公司引进凯洛格公司的气化炉后，在进行实际操作时遇到了许多技术上的问题，气化炉温度难以控制，容易过热，催化剂易受污染毒化而失效。这些问题经过反复试验仍无法解决，凯洛格公司最终不得不退还沙索公司支付的技术转让金。在凯洛格公司退出后，沙索公司并未放弃这项未引进成功的流化床技术，而是继续研究改进，并在此基础上逐步开发出了自有产权的 Synthol 工艺。沙索一号煤制油厂于 1955 年开始生产，同时采用鲁奇工艺与 Synthol 工艺。生产初期大小问题不断，但是南非政府不计亏损坚定支持。沙索一号厂不断累积经验，研究改进的历程长达二十年，直到 1976 年，沙索公司才累积了足够的经验与信心，决定开始兴建沙索二号厂。同样地，沙索公司也是在二号厂运转多年后的 1982 年才兴建三号厂。长期谨慎的研发改进而不贸然投资，再加上南非政府的强力支持，是沙索公司成功的重要原因。此外，南非是发展中国家，对环保的要求不如欧美严格，高污染的煤制油产业比较容易为社会所接受。

南非政府对煤制油强有力的支持有其特殊的历史背景，当时的南非政府因实行种族隔离政策而遭受许多国家的贸易制裁，因此在国际市场上买原油十分困难。但是缺乏石油的南非，其煤炭资源却非常丰富，这就使得南非政府大力支持煤制油，发展出了在全世界独树一帜的煤制油产业。南非政府不但长达数十年不计成本地坚定支持沙索公司发展煤制油，还直接进行市场干预以保障煤制油的销售。南非政府与所有的南非石油公司都达成了协议，这些公司必须关闭其部分的炼油产能，转而买下沙索公司产量的 91% 来供应南非的石油市场⁵。在 20 世纪 70 年代，南非政府除了以汽油税的收入补贴沙索公司的运营费用外，还对煤制油的价格进行了补贴。在当时南非的政治与经济体制下，政府严格控制所有的石油产业，因此煤制油即便没有商业竞争力也能生存。

美国的煤制油气研发历程

受到纳粹德国的启发，二战胜利后美国开始对煤制油气进行小规模的研发。1944 年到 1952 年间，在美国内政部矿业局 (Bureau of Mines, Department of Interior) 的主导下，美国政府开展了一系列的煤制油气的研发与示范项目。此期间美国煤制油气的研发历程，可以说是一部政府内部部门利益的斗争史。矿业局代表煤炭业的利益，为了争取更多的预算，压低煤制油成本的估算，宣称煤制汽油的成本已经低于当时汽油的批发价。国家石油委员会 (National Petroleum Council) 则代表石油业的利益，因而评估出煤制油不具市场竞争力，认为煤制油气的研发是在浪费预算。同样是 1951 年的评估，矿业局估算的煤制汽油每加仑成本为 11 美分，国家石油委员会则估算为 41 美分 (当时美国汽油批发价每加仑约 12 美分)。1953 年美国总统艾森豪威尔就职后，采取较为保守的财政政策，由于煤制油气的经济可行性饱受争议，美国政府全面停止了煤制油气的研发⁶。

从 20 世纪 50 年代到 70 年代初，国际原油的实际价格 (通货膨胀调整后) 大致保持了长期

稳定下跌的趋势，许多原本使用煤炭的产业逐渐改用石油，这造成了煤炭业的萧条，许多产煤州的国会议员在美国国会不断推动各项振兴煤炭产业的方案。于是，美国内政部矿业局于 1960 年成立了煤炭研究办公室 (Office of Coal Research)，进行煤炭转化 (煤化工) 的相关研究。此期间的煤制油气研究充满了政治分肥 (pork-barrel politics)ⁱⁱ 的特色⁷。各个产煤州的议员们主要目的在于争取联邦政府加大在本州的经费开支，以增加就业并提升经济，对于煤制油气技术能否有效发展并不是很关心，因此出现了很多政治挂帅、外行领导内行的示范项目。美国国会对于煤制油气示范项目的讨论重点主要在于补贴金额的高低与项目地点的选择，议员们都希望经费开支多多益善，而项目地点最好就设在自己的选区内，经济性与技术可行性并不受重视。虽然研究成果乏善可陈，但是煤炭研究办公室的预算在国会议员的支持下不断增长，从 1962 年到 1973 年增长了四十余倍。虽然所有的示范项目工期不断延误，经费不断透支，但是因为这些国会议员以扩大政府开支、增加就业为目的，并不在乎煤制油气技术是否具有商业竞争力。到了 1973 年爆发石油危机时，煤炭研究办公室的预算更是在一年之内提高了三倍⁸。

1973 年启动的 H-coal 示范项目是一个典型的政治挂帅扭曲技术研究的例子⁹。原本 H-coal 前期研究都是采用伊利诺伊州和怀俄明州的煤炭，其示范工厂工艺也是根据伊利诺伊州和怀俄明州的煤炭性质做的设计。然而，肯塔基州州长强力争取将这个示范工厂设置到肯塔基州，并且同意给予总价值约八百万美元的各式优惠与补贴，美国联邦政府最终决定将示范工厂设置在肯塔基州。所有具备煤化工常识的人都知道，煤化工对煤炭的品质稳定有严格的要求，变更煤炭种类是大忌，然而在政治挂帅、外行领导内行的政治环境下，美国政府对 H-coal 示范工厂的选址不得不在政治上妥协。1974 年美国联邦政府改组能源机构，原本属于内政部的煤炭研究办公室并入能源研发署 (Energy Research and Development Administration)。1976 年能源研发署在肯塔基州的卡特里兹堡 (Catlettsburg) 投资 1.43 亿美元建设 H-coal 示范工厂，虽然经过多年的研发与建设，可由于所有参与的公司都不看好这项技术的商业前景而纷纷退出，H-coal 示范项目最终于 1982 年全面终止。

美国著名的智库兰德公司 (Rand Corporation) 曾经就美国研发煤制油气的经验进行分析，发现所有的研发项目大多遵循类似的轨迹——对初期成本的估算都很低，但随着项目的开展，从可行性评估、初步设计、预算编制、细节设计、实际施工、到运转后依据实际经验修改工艺并加配设施，实际成本逐渐上升，最后发现，从可行性评估到项目末期的成本大约会增长 2 到 4 倍¹⁰。因此在起初的可行性评估中认为经济可行的，到了后来都不可行。

从 20 世纪 40 年代到现在，美国在数十年的煤制油气技术研发历程中，能够实现商业化运转的煤制油气厂只有一座，就是大平原煤制气厂 (Great Plains Synfuels)。大平原煤制气厂最初的可

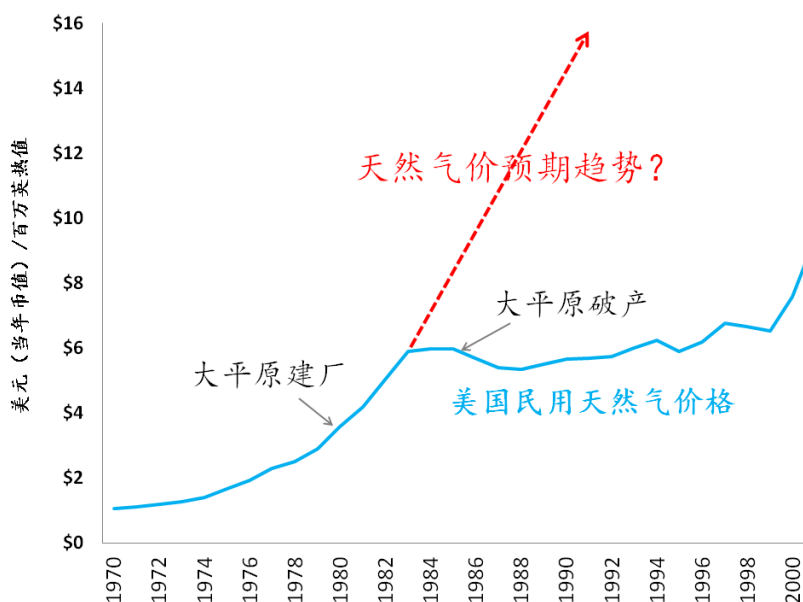
ⁱⁱ Pork-barrel Politics 中文有时也译为政治分赃或猪肉桶政治，是指议员通过引导中央政府拨款给特定地区，而使自己选区受益的行为。政治分肥是代议政治的一种恶性发展，由于中央政府经费来自全国的纳税人，而政治分肥的结果却往往是在某些强势议员引导下忽视国家整体利益，只顾为特定地区谋利。

行性评估开始于 1973 年，原本规划日产 2 亿 5 千万立方英尺（约合 708 万立方米）的煤制合成天然气。到 1975 年底，评估结果认为资金需求过于庞大，为了降低风险，将设计产能降低一半，最终规划为日产量 1 亿 2 千 5 百万立方英尺（约合 354 万立方米）¹¹。

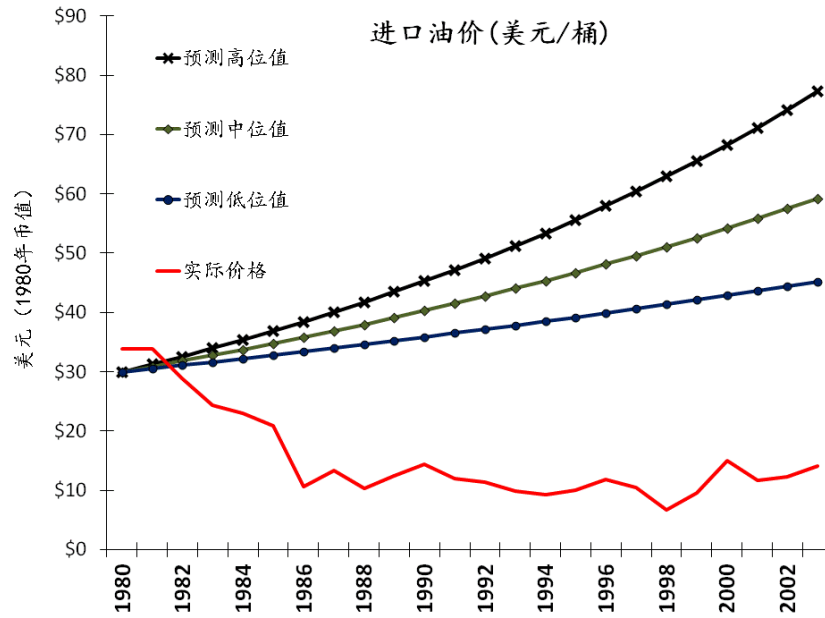
由五家油气管道公司合资组成的大平原气化联营公司（Great Plains Gasification Associate）于 1980 年开始动工兴建，美国政府为了鼓励和发展替代油气的煤制气技术的应用，为大平原项目提供了建厂与启动费用 75% 的贷款担保（最终由美国联邦政府担保的贷款额度总计 15.4 亿美元）。大平原气化联营公司自行出资 4.93 亿美元。大平原煤制气厂总建厂成本约为 20.3 亿美元。

大平原煤制气厂于 1983 年底完工，并于 1984 年 7 月 28 日正式开始运转。大平原厂在建厂前与四家天然气管道公司签订了 25 年的长期供气合约，管道公司同意以高于市价的价格购买煤制天然气，具体价格按合约中规定的公式计算。购气合约以 1981 年 1 月 1 日每百万英热值（MMBTU）6.75 美元的天然气价格作为基准价，每季度根据生产者价格指数和二号燃油（No.2 fuel oil）的价格依公式进行调整，但前五年的购气价格不得高于二号燃油的市场价。

当时美国人普遍认为美国的自然资源禀赋是富煤贫油少气，随着美国石油进口依赖度不断提高，天然气资源逐渐耗尽，油气价格长期看涨不看跌。图一为大平原厂建厂前后美国民用天然气实际历史价格与大平原建厂时的预估价格的比较。必须说明的是，由于美国当时富煤贫油少气，这样的预期估价是普遍共识，并非少数投资者的错误判断。图二为 1980 年美国能源部做的长期油价预测与后来实际价格的比较，官方预测同样显示出看涨不看跌的态度。



图一 大平原建厂前后美国天然气价格预期与实际趋势



图二 美国能源部 1980 年的长期油价预测与实际价格比较^{12,13}

大平原气化联营公司在开始规划建厂时跟美国能源产业界的大多数人一样，认为在富煤少气的美国，天然气价格只会涨不会跌，他们预估建厂完成时，天然气价格应该已经涨到每百万英热值 (MMBTU) 9 到 10 美元之间。但在大平原建厂完成后，美国油气价格不但没有出现预期中的上涨，反而开始下跌，即便根据购气合约公式的有利价格，大平原厂也无法获利¹⁴。而按这样的优惠购气价格，购气的管道公司也是亏损的。管道公司想把合成天然气的高价转嫁到消费者身上，而美国的消费者团体则提起法律诉讼，最后和解结果是双方都承担部分损失。管道公司受合约限制不得以高于市场的价格向大平原厂购气，但是在必须购买的总量上发生争议，因此管道公司与大平原厂之间也展开法律诉讼，直到 1994 年才达成和解。

在大平原煤制气运转之后，大平原气化联营公司根据调整后的价格重新估算，大平原厂在运转的前十年间预计将亏损 13 亿美元。大平原气化联营公司起初试图要求美国政府提供更多的财政补贴，但是美国政府并不愿意填补这个无止尽的财政黑洞，在失去政府援助后，大平原气化联营公司于 1985 年 8 月 1 日宣布破产。由于美国政府是大平原案贷款的担保人，在大平原气化联营公司破产后，应对其未履行的贷款负有连带赔偿责任。大平原煤制气厂投资项目，最后的结局是满盘皆输，原始投资者大平原气化联营公司破产，美国能源部连带赔偿贷款，依合约购气的管道公司以亏损的高价购气，消费者也被迫承受较高的气价。

美国建设大平原煤制气厂造成的巨额亏损和破产，并牵连政府连带赔偿，承受重大损失，这个历史教训使得世界各国在考虑发展煤制天然气时更为审慎，除中国外，再也没有其他国家建设规模化煤制天然气厂，但是曾经尝试研发的国家并不少，现简单介绍下煤制油气在其他国家的发展情况。

其他国家发展煤制油气的经验

1973 年与 1979 年的两次石油危机使许多国家都试图发展可以替代石油的煤制油气，西德的非核能源研究项目（Program for Non-Nuclear Energy Research）强调煤炭液化对于德国的能源前景十分重要。日本的阳光计划（Sunshine Project）也认为合成燃料将在日本扮演重要角色。其他还有新西兰、澳大利亚、英国和加拿大，也都在 20 世纪 80 年代进行过许多煤制油气的研究，但是都仅止于实验阶段，没有实现商业规模的量产。综合来说，西方国家煤制油气发展的失败有以下几个主要的共同因素¹⁵：

（1）多元的代议政治体制：由于代表社会各阶层不同利益的团体在代议政治中角逐，使得政府的政策难有像南非那样数十年不变的持续性。

（2）政府财政的困难：20 世纪 70 年代的能源危机造成全球性的经济萧条，政府财政困难，而煤制油气的发展必须承担长期亏损，各国政府均不愿意以拮据的财政去填补这样的亏损。

（3）技术不成熟：煤制油气虽然不算新技术，但是非常缺乏量产的经验。各国的研发历程中都出现了许多技术上的困难。

（4）全球能源市场的变化：自 20 世纪 80 年代初到 90 年代末，全球石油价格呈现稳定下跌的趋势，使得原本促使各国发展煤制油气的动机不复存在了。

（5）对环境保护的重视：自 20 世纪 70 年代以来，西方国家环保意识逐渐兴起，煤制油气因为其高污染的特点而不易得到社会大众的认可。政府如果要用政府财政去补贴高污染的煤制油气，在政治上难以得到持续的支持。

回顾全世界煤制油气的发展历程，失败的占大多数，成功的只有少数特例。而从能够成功实现量产的几个特例（纳粹德国煤制油、南非煤制油和美國大平原煤制气）来看，成功背后都有其特殊的历史背景。若从纯粹自由竞争市场中商业营利的角度来看，全世界煤制油气可以说从来没有过成功的例子。

本章重点：

- 全世界历史上煤制油气的发展经验，失败的占大多数，成功的只有少数特例。
- 南非煤制油成功的关键包括政府长期的大力支持，长期谨慎的研发改进而不贸然投资，以及较低的环保要求。
- 美国因为从前富煤贫油少气，所以美国政府也曾经长期支持煤制油气的研发。

二、大平原煤制天然气破产重整历程与财务分析

在大平原煤制天然气厂的原始投资者大平原气化联营公司破产之后，没有任何私人公司愿意接手经营大平原煤制气厂。然而，由于这个厂的规模巨大，一旦停产将对达科他州的就业及整体

经济造成重大冲击，因此达科他州州长及国会议员强烈要求美国联邦政府介入处理。此外，因为美国能源部对于大平原气化联营公司所欠的 15.4 亿美元贷款具有连带担保责任，美国能源部事实上也不得不出面解决问题，连同利息美国能源部总共替大平原气化联营公司偿还了 16.4 亿美元的债务¹⁶。1986 年 6 月 30 日，美国能源部以 10 亿美元的账面价（从代偿的贷款中扣抵）取得大平原煤制气厂的所有权。

6 THE WALL STREET JOURNAL TUESDAY, MAY 21, 1985

Gasification Plant's Fate Hangs in Balance

U.S.-Backed Project Is a 'Technical Success,' but a 'Financial Disaster'

By ROBERT E. TAYLOR

And BILL RICHARDS

Staff Reporters of THE WALL STREET JOURNAL
BEULAH, N.D.—The Great Plains coal gasification plant's tan buildings, pipes and conveyor belts sprawl across a square mile of prairie, fouling air with sulfurous odors and its sponsors' books with red ink.

Despite the smell, "it is a technical success; it works," says Thomas Corcoran, vice chairman of the U.S. Synthetic Fuels Corp. "But," he concedes, "it's a financial disaster."

The plant's owners, facing massive book losses over the next four years because of unexpectedly low oil and gas prices, threaten to close the plant unless the government provides \$820 million in price guarantees. The government already has made direct loans of almost \$1.5 billion for the project, and allowed it to sell gas at more than twice the going rate. Some officials are reluctant to spend more.

The fate of the Great Plains plant could be decided within a week. It faces a crucial test today when the assistance package comes up for discussion by the Synfuels Corp. board. A congressional hearing is scheduled tomorrow.

The plant has become Exhibit A in the debate over government-backed synthetic fuels development. Critics are pressing Congress not only to close the Great Plains project, but also to strip Synfuels Corp. of its \$8 billion cash kitty. Supporters are fighting to save both Great Plains and Synfuels Corp.

The Synfuels Corp. staff favors providing the price supports, which would enable the project to pay about half of an Energy Department loan by 1989, and would relieve the companies' books of about \$100 million annually in interest payments.

In return, project sponsors promise to invest \$190 million more in the plant for three years. Thereafter, they pledge to turn over 90% of the plant's after-tax cash flow to the Energy Department until the loan is paid off, then 75% of profits to the Synfuels Corp.

Critics complain that further government aid would throw good money after bad. "It's a financial black hole," argues Rep. Mike Synar (D., Okla.), who calls the assistance "corporate welfare." The price supports, he says, are a form of "money

laundering. The cash "is going to be passed through their books as income, subsidizing the stock value of these companies," he contends.

The owners are Tenneco Inc. units, with a 30% share of the plant; Coastal Corp.'s American Natural Resources Co., with a 25% share; Transco Energy Co., with 20%; Mid-Con Corp., with 15%, and Pacific Lighting Co., with 10%.

The price-support package "protects them from potential takeover threats,"

'It's a financial black hole,' says one congressional critic, who calls government assistance to the synthetic fuels plant 'corporate welfare.'

complains Rep. Synar. "I'm confident that that wasn't the intent of Congress in creating the Synfuels Corp."

James Groelinger, Synfuels Corp. financial vice president, figures the project's owners would face at least \$400 million in book losses over the next three years if they proceeded without the aid package. Then, if the plant were closed in 1988, the owners would take a book loss of about \$300 million, mostly for tax payments, he says. The price supports, he says, "effectively hold them harmless" from losses through 1988 and cause them to double their equity in the plant to more than \$1 billion.

Views differ on the sponsors' threat to close the plant if they aren't helped; they started such talk two years ago. But Mr. Groelinger says he believes the threat is real, and Jan Mares, assistant energy secretary, agrees. Mr. Mares contends the project can't be kept open for less than the proposed aid. Synfuels Corp. negotiators, he insists, "have extracted all the blood out of the turnip."

"That isn't any welfare," agrees Synfuels Corp. Chairman Edward Noble, who supports the aid package. "It's a tough loan workout." Mr. Mares says the companies, too, "aren't happy about" the price-

support plan, though they "can live with it."

Government and industry officials express regret that the project was ever started.

Sitting on a hill overlooking the Great Plains coal gasification complex, a plant official tells a visitor: "We're putting gas into the pipeline every day and, frankly, losing our butts on it. If we had it to do again, there'd be cows grazing out there."

Though the plant has produced gas for almost a year, its operators have lots to learn. They have problems removing tons of used coal ash and keeping glitches in the computerized operation system from closing production. Sulfur emissions periodically draw complaints from farmers as far as 50 miles away.

"We need to run the plant at full capacity long enough to establish that these plants can run and meet all environmental requirements," Mr. Noble says. He envisions the day when the nation will need 50 to 100 such plants; he won't predict when.

But even with assistance, no one knows how long the plant will stay open. The owners acknowledge they might fail to keep up debt payments after the price supports run out. Synfuels Corp. board member Corcoran contends that could be within three years, depending on gas prices.

Even if the cash runs out in 1988, the project's supporters argue that the owners will have incentives to keep operating at least until late 1989. Starting April 1, 1988, they can begin removing their \$190 million added investment. And according to Mr. Groelinger, they have "significant" tax benefits yet to be taken, at least through 1989. Once price supports dry up, he says, market prices will have to sustain continued operation.

Supporters say the assistance package is likely to cut the government's losses on the project. The Synfuels Corp. staff fig-

ures the government would lose its \$1.5 billion loan, but would recapture as much as \$350 million in tax benefits from the plant owners, for a net loss of about \$1.2 billion if the plant closes this summer. The government's net loss remains about the same if it pays price supports, but the project closes in late 1989, according to the Synfuels Corp.

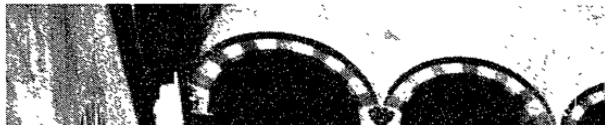
If the corporation's price forecast is accurate, Mr. Groelinger says, the project would continue operating and the government's net cost would fall in the long run to the equivalent of a one-time \$775 million loss today.

Energy Department calculations make the aid package seem even more appealing for taxpayers. They project a net loss to the government at plant closure of about \$1 billion today, falling to about \$140 million in 1989, and earning as much as a \$700 million profit by 1999. But these projections assume the government can sell the plant and collect taxes from its new owners, which some doubt. Nevertheless, asserts the Energy Department's Mr. Mares, "The longer they stay in the project, the better off the government is."

It isn't clear how these analyses account for more than \$300 million in potential liabilities that would be transferred to the government with the plant, such as a 10-year electric contract and investments in the neighboring mine owned by North American Coal Corp. The government would need such contracts to operate or sell the plant.

Messrs. Corcoran and Synar are searching for a less expensive way out of the bind. Mr. Corcoran talks of scaling down the plant's operation. But Mr. Mares and Leonard Axelrod, vice president of the Synfuels Corp. for technology and engineering, say that isn't practical.

Mr. Corcoran and economist Paul MacAvoy, also a Synfuels Corp. board member, say it might be better to let the companies default or renegotiate their debt.



Used with permission from The Wall Street Journal, WSJ.com. Copyright 2014 Dow Jones & Company, Inc. All rights reserved.

图三 The Wall Street Journal 1985 年 5 月 21 日关于大平原煤制天然气财务失败的报道¹⁷

美国能源部取得大平原厂所有权后，并无意将其作为国营企业长期经营，于是在 1988 年 10 月 31 日将大平原厂转让给美国北新电力合作集团（Basin Electric Power Cooperative，以下简称“北新电力”）经营。售厂合同中包含了以下几个重要事项：

1. 北新电力支付八千五百万美元现金给美国能源部。
2. 美国能源部支付总计一亿两千万美元现金作为大平原厂运营与整修之用，其中包含：

- (1) 三千万美元环保基金以改善硫化物污染 (借贷)
 - (2) 七千五百万美元运营基金 (借贷)
 - (3) 一千五百万美元运营周转金 (给付)
3. 二十年利润分享协定 (1988 年 11 月到 2009 年 12 月), 当大平原厂的合成天然气有利润时, 须按所规定比例上缴给美国能源部, 无获利的年份则不用付款; 所有副产品的获利由北新电力独享, 不用分给美国能源部。详细的利润分配比例与时间段如下:
- (1) 1988 年 10 月到 1989 年 12 月间出售合成天然气的利润 100% 交给美国能源部。
 - (2) 1990 年 1 月到 1994 年 12 月间所有的获利由北新电力独享。
 - (3) 1995 年 1 月到 2004 年 12 月间出售合成天然气的利润 100% 交给美国能源部。
 - (4) 2005 年 1 月到 2009 年 12 月间出售合成天然气的利润 60% 交给美国能源部。

另外, 当时美国政府为了鼓励发展替代石油的煤制合成燃料, 对于煤制合成燃料提供了许多生产税收抵免(production tax credit), 但是大平原厂的转让协议中, 美国政府已经承担绝大部分的亏损, 因此要求北新电力必须放弃这些税收抵免。

在 1988 年 8 月正式将大平原厂转交北新电力经营时, 美国能源部自行估计整个转让合约约值六亿美元, 然而同年 10 月美国国会审计总局 (General Accounting Office, 以下简称 GAO) 对于美国能源部的估算进行纠正, 指出其中几项计算错误¹⁸:

- (1) 北新电力被要求放弃的税收抵免 (当时预估值三亿美元) 不应该算成对政府的付款。
- (2) 美国能源部借给大平原厂的运转基金, 未来归还时不应该算成收入。
- (3) 一千五百万美元运营周转金的交付款应该在美国能源部的收入中扣除。

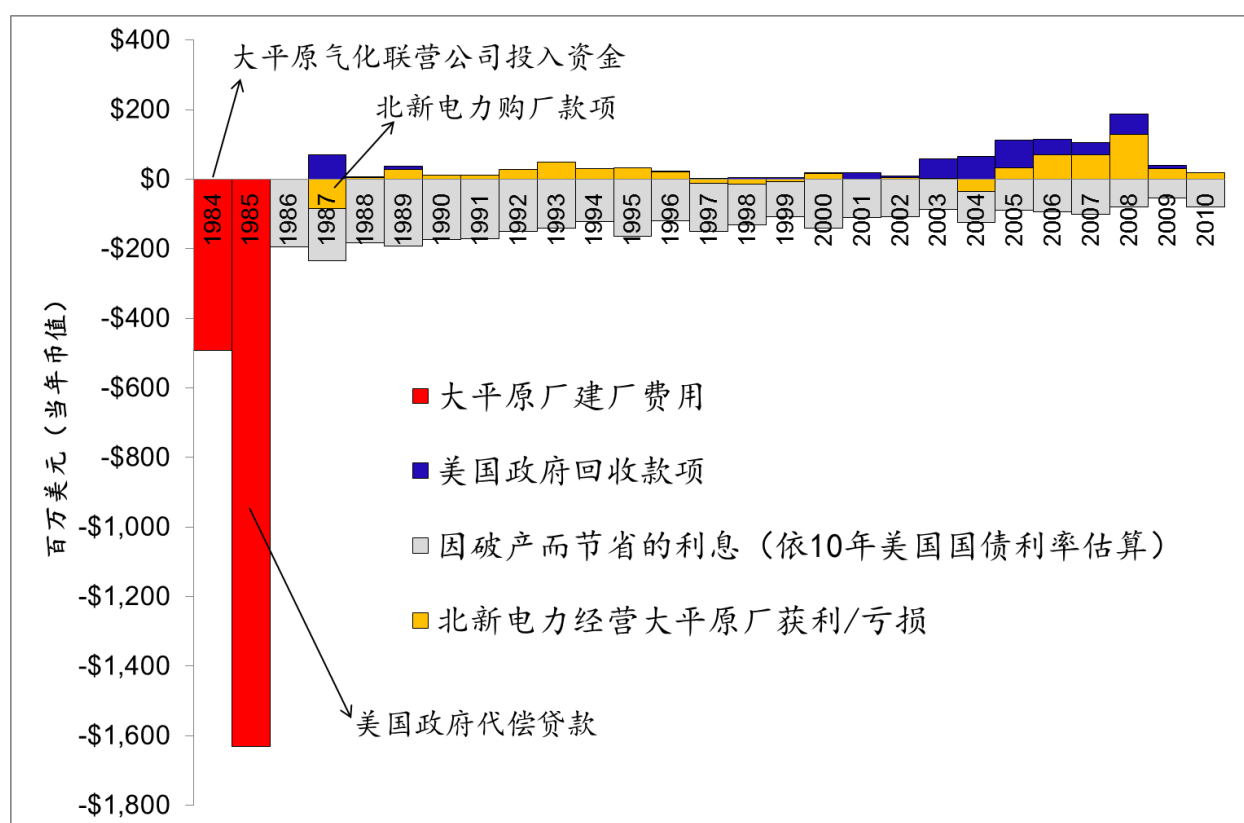
美国国会审计总局重估后的转让协议总价值约两亿美元。1988 年, 美国国会审计总局估计二十年的利润分享约可入账一到两亿美元, 2010 年利润分享期截止后, 北新电力根据此利润分享协议付款总额为 3.91 亿美元。若不考虑二十年间的利息与通货膨胀, 美国能源部总计亏损十余亿美元。

北新电力接手经营大平原煤制气厂之后, 由于煤制合成天然气利润不佳, 因此致力于发展副产品以提高收益。二十多年来大平原厂投资生产的副产品种类逐步增加, 副产品种类包含: 硫酸铵、无水氨、二氧化碳 (用于提高原油采收率)、粗甲苯基酸、氮/氩气、液态氮、石脑油、苯

酚、焦油，副产品占营收的比重从 1989 年的 2%逐步提高到 2013 年的 58%。多样的副产品联产是大平原厂获利的重要原因。

财务分析

图四为大平原项目资金投入与回收状况。其中因破产而节省的利息是根据 10 年期美国国债利率做的最保守的估算，事实上美国的商业性贷款利率一般远高于国债利率。从图四可以明显看出来，如果不是当初及早宣布破产，大平原项目的收入连付利息都不够，整个项目的债务会如滚雪球般地越滚越大。



图四 大平原项目历年资金投入与回收状况^{19,20}

由于大平原厂建厂至今已经有二十多年，若要与现在的营运数据做比较，必须根据通货膨胀率调整不同年代的币值。除了根据大平原厂的实际建厂费用估算之外，考虑到过去二十多年来的技术变革，也来比较一下美国国家能源科技实验室近年的估算。

大平原厂于 1980 年开始建厂时，原始投资方大平原气化联营公司以股权出资 4.93 亿美元，向联邦融资银行贷款（由美国能源部担保）15.4 亿美元，总原始投资金额为 20.3 亿美元。简便起

见，大平原厂破产后美国能源部接管重整过程的所有花费我们一律忽略不计，北新电力接手经营后过去二十多年间的追加投资也一概忽略不计。依据 GDP 平减指数换算，1980 年币值的一美元大约合 2010 年币值的 2.45 美元。大平原厂总原始建厂投资金额换算为 2010 年币值约为 50 亿美元。

根据美国十年期国债利率近五年的平均值约 2.8%来计算，50 亿美元的投资每年的利息支出大约要 1.4 亿美元。由于破产重整过程中大平原气化联营公司与美国政府承担了绝大多数的负债，所以现在的经营者无须负担原始建厂投资资金的利息。自从北新电力接手经营大平原厂后，二十多年来有盈有亏，获利最高的年度（2008）获利约 1.28 亿美元，即使近年美国利率已经比 20 世纪 80 年代降低了许多，大平原厂的收益仍然不足以支付建厂资金的利息。北新电力虽然在 1988 年只花费了八千五百万美元现金就取得大平原厂的所有权，但是这八千五百万的投资也是在历经长达约二十年运营之后才终于在 2007 年完全回收²¹。由此可见，大平原厂现在可以获利的最大关键点在于当年的破产与美国政府代偿负债。若非经由破产后政府承担负债，当年建设煤制天然气厂的建厂成本可能永远都无法回收。

美国国家能源科技实验室在 2011 年时曾经就美国新建煤制合成天然气厂的成本做过估算²²，其中有一案例特别根据北达科他州的褐煤生产煤制合成天然气做分析。根据其估算，以目前的科技新建一座年产 15 亿立方米的煤制合成天然气厂的成本大约要 42 亿美元，合成天然气生产成本则大约 21 美元/百万英热值，近年美国天然气价格大约在 2.5 到 8 美元/百万英热值之间，因此投资新建煤制合成天然气几乎没有可能获利，而大幅亏损的可能性则极高。

从美国建设并经营大平原煤制天然气厂的整体经验综合来说，现在的经营者能够获利的因素有以下几项：

1. 不承担建厂费用。因为大平原气化联营公司破产与美国政府代偿负债的过程已经吸收超过 95% 的建厂费用。
2. 高价售气。大平原建厂时与天然气管道公司达成高于天然市场价格的长期购气协议。
3. 多元化经营。一方面借由煤矿、煤电与煤制气联营以分担营运成本，另一方面致力于发展硫酸铵、无水氨、二氧化碳、粗甲苯基酸、氨/氫气、液态氮、石脑油、苯酚、焦油等多项副产品增加收入，合成天然气目前占总营收的比重不到一半。

天然气价改与长期能源供需情势的错估

美国联邦政府从 1954 年到 1985 年间对于跨州输送的天然气井口价予以管制。价格管制的初衷是为了保护消费者，避免天然气生产商与管道业者凭借市场独占地位而任意定价谋取暴利。因为美国政府是联邦制，在同一州内部生产销售的天然气管理属于州政府的职权，联邦政府无权干预。因此美国从 1950 年代到 1980 年代中，天然气的价格管理出现了“一国多制”的现象。

天然气的价格管制，虽然压低了天然气价格，但是刻意压低的天然气价格却也产生了刺激消费、抑制生产、降低天然气探勘投资意愿的多重效果。在长达三十年的天然气价格管制期间，有经济学家观察到一个有趣的现象，就是凡是对天然气价格进行管制的地区，都常常出现气荒，而不管制天然气价格的州，天然气供应则无匮乏²³。许多学者不断呼吁美国政府取消价格管制，使天然气的生产与销售回归市场经济的常轨。

然而取消价格管制是一件艰难的政治任务。长期的价格管制产生了许多受惠于价格管制的利益团体。政府受制于这些利益团体，往往只能进行小幅度渐进式的改革。从 1960 年代中期开始，美国联邦政府将天然气销售合约区分为旧合约与新合约，并依据合约新旧与生产的地区制定不同的价格。随着历史的推进，天然气的定价程序越来越复杂，除了冗长的行政程序外，各方利益团体还进行辩论，并且经常诉诸法院。

到了 20 世纪 70 年代能源危机发生后，美国天然气气荒越来越严重，解除价格管制的呼声也逐渐高涨。终于在 1978 年美国立法通过天然气政策法(Natural Gas Policy Act of 1978)，分阶段(1979, 1985, 1987)解除天然气价格管制，并最终在 1987 年全面实现了天然气价格的市场化。

美国解除天然气价格管制之后，天然气价格不但没有上涨，反而下跌。原本以为已经枯竭的美国天然气资源，随着投资探勘的增加不断有新发现，而且自由竞争的市场带动了天然气开采技术的快速发展，现在美国不论是煤层气还是页岩气，其开发技术都领先于全世界。自 2009 年开始，美国天然气产量超越俄罗斯，成为世界第一的天然气生产国。很多人甚至不记得美国从前是富煤少气的国家。

本章重点：

- 美国大平原煤制天然气项目，从财务上而言是一个重大失败。
- 大平原项目在破产后，美国政府不得不接手，从而承受十余亿美元的重大损失。
- 现在经营大平原厂的公司，之所以能有少许获利，主要是因为先前大平原项目破产时，原始投资者与美国政府吸收了 95% 以上的负债。

- 美国在解除天然气价格管制之后，自由竞争的市场促进天然气资源新发现，并促使开采技术快速发展，天然气资源由匮乏变成丰富。

三、大平原煤制天然气厂的污染排放与防治措施

煤制合成天然气的污染物可以分为空气污染物、污水与固体废弃物三大类。大平原厂在运转初期有部分污染防治设施经常发生故障，一再尝试而无法正常运转后决定拆除，后陆续增加了一些污染防治设施，历年移除与新增的污染防治设施如下表：

表一 大平原厂历年新增与移除的污染防治设施

污染防治设施	增修方式	年
启动废气焚化装置	新增	1984
废液焚化炉	移除	1993
硫磺回收单元	移除	1994
烟道脱硫设施	新增	1997
湿式静电除尘设施	新增	2001
冷却水塔污水分离系统	新增	2013

空气污染物

根据美国环保署的统计资料，大平原煤制气厂 2011 年各类空气污染物排放量如下表²⁴。污染物中排放量最大的是氨、二氧化硫、氮氧化物、一氧化碳及甲醇。

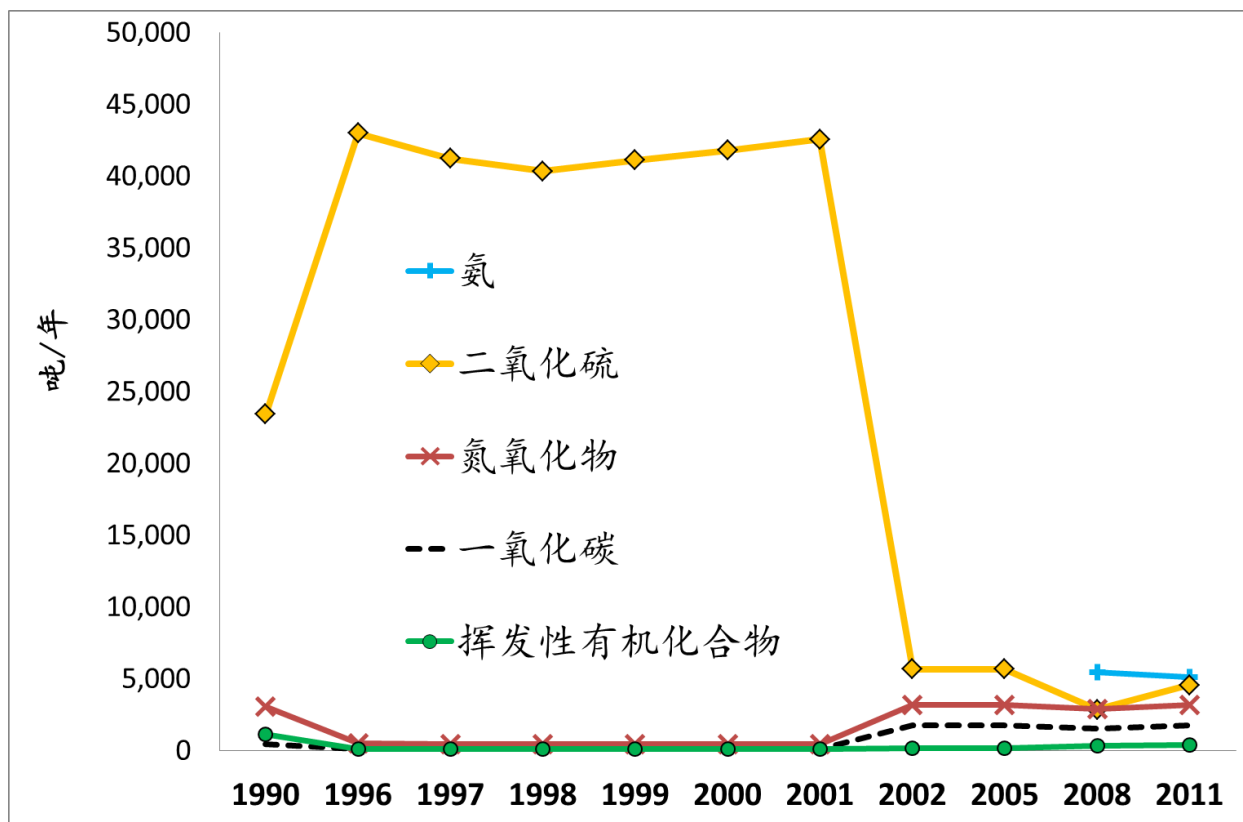
表二 大平原厂 2011 年各类空气污染物排放量

污染物	每年排放量	单位
二氧化硫	4,579	吨
氮氧化物	3,194	吨
氨气	5,445	吨
一氧化碳	1,526	吨
PM ₁₀	321	吨
PM _{2.5}	594	吨
挥发性有机化合物	580	吨

甲醇	1,106	吨
对二甲苯	998	公斤
甲苯	4,717	公斤
苯酚	4,354	公斤
邻苯二酚	6,895	公斤
多环芳烃总量	2,994	公斤
甲酚/甲苯酸	998	公斤
二甲苯	907	公斤
苯	5,443	公斤
砷	998	公斤
乙腈	161,932	公斤
硒	2,268	公斤

图五为大平原厂空气污染物每年排放量的历史变化。可以看出大平原厂早年二氧化硫排放量非常大，2002 年之后则有显著降低。大平原厂从运转之初就一直无法符合空气污染排放标准²⁵，在大平原气化联营公司破产后，美国能源部收购重整期间也无法解决空气污染排放不达标的问题。北新电力接手运营时承诺将向符合环保标准的方向努力，但是持续多年都没有达到环保标准。从一开始，原本建厂时安装的 Stretford 硫磺回收装置不断发生问题，大平原厂的工程师先是将硫磺回收装置换成 sulfolin 装置，但还是无法顺利运转，最后大平原厂决定放弃硫磺回收，而将工艺中产生的硫化氢予以焚化处理。硫化氢焚化后产生大量的二氧化硫，于是大平原厂斥资一亿美元在 1997 年加装烟道脱硫装置²⁶。然而烟道脱硫装置运转稳定性不佳，大平原厂又追加八百万美元改善系统，但是仍然无法完全解决问题。

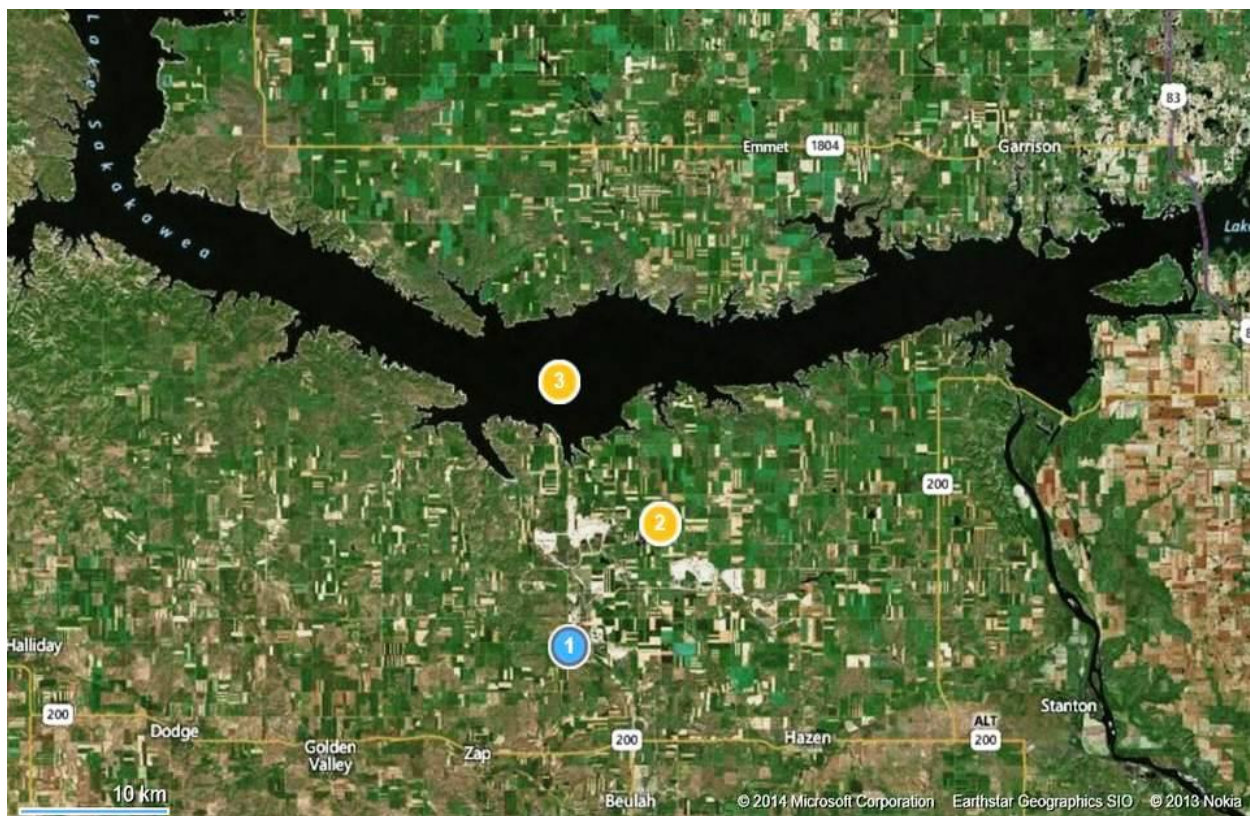
北达科他州卫生局在 1997 年对大平原厂发出违规通知。在高达一百三十万美元的巨额罚款的威胁下，大平原厂承诺再投资三千五百万美元安装湿式静电除尘装置（于 2001 年完成安装），并与卫生局达成和解协议²⁷。经过不断尝试与一再投资改善设备，在运转十多年后，大平原厂终于能够符合空气污染排放标准。



图五 大平原厂主要空气污染物排放历史趋势

废水

大平原煤制气厂位于密苏里河流域，距离全美第三大人工湖沙卡卡威亚湖（Lake Sakakawea）仅约十英里（约合16公里）（图六）。沙卡卡威亚湖平均储水量约294亿立方米，大约相当于中国的鄱阳湖的满水位容量，因此大平原厂附近的水资源可以说十分丰富。大平原厂年耗水量约924万立方米²⁸，每分钟产生3000加仑（约合11.36立方米）的废水，但是完全不对厂外排放。所有产生的废水均在场内处理，部分回收，部分蒸发，部分用于灰分处理，随灰分送往灰分掩埋场进行掩埋，最后还留下一部分无法处理的浓缩废液，则注入深井抛弃²⁹。大平原建厂时原本设计的废液焚化炉因为经常发生机械故障，而且耗费大量燃料，因此于1993年修改工艺将废液焚化炉拆除，而将蒸发浓缩的废液重新导入气化炉。



1 大平原煤制天然气厂 2 煤矿 3 水源

图六 大平原厂周边位置图

气化炉废水中含有酚、儿茶酚、酸和醇类等有机物质，这些有机物质会因细菌作用而使冷却水塔及许多废水挥发系统产生恶臭。厂区因散发恶臭二十多年来不断被附近居民投诉。经过大平原厂近年努力改善，并于2013年投资7千7百万美元加装冷却水塔污水分离系统³⁰，恶臭投诉案件才显著减少，2012年有16起，到2013年只剩下3起³¹。

污水零排放并不等于完全解决了水污染的问题。因为向地下深井排注废液会有污染地下水的隐患，所以大平原厂在厂区附近640英亩（3840亩）的范围内设置了130多座地下水水质监测井，并聘有专职的环境水文工程师每半年对地下水水质进行检验，以确认储存于地底下的污水没有向邻近的地下水层扩散³²。

美国能源部总结大平原厂二十年运转经验的报告中指出，大平原厂的工程师一致建议未来新建的煤制天然气不要再使用跟他们一样的气化炉，因为他们用的鲁奇气化炉虽然在运转上非常稳定可靠，但是产生的废液成分复杂且难以处理。许多大平原厂的工程师建议未来新建的煤制天然气厂可以采用新开发的流化床气化炉技术，认为该技术可能可以减少废液的产生而降低污水处理的难度³³。

固体废弃物

大平原厂产生的废弃物种类包括：实验室溶剂废物、重金属废弃物、丙酮/甲苯/乙腈、矿物油、废碱/酸、废弃的1,1,1-三氯乙烷、废弃的催化剂、实验室废弃化学品和工艺清洗残渣。大平原厂有专属的废弃物掩埋场以供气化炉灰分以及各类工艺所产生的固体废弃物掩埋之用³⁴。

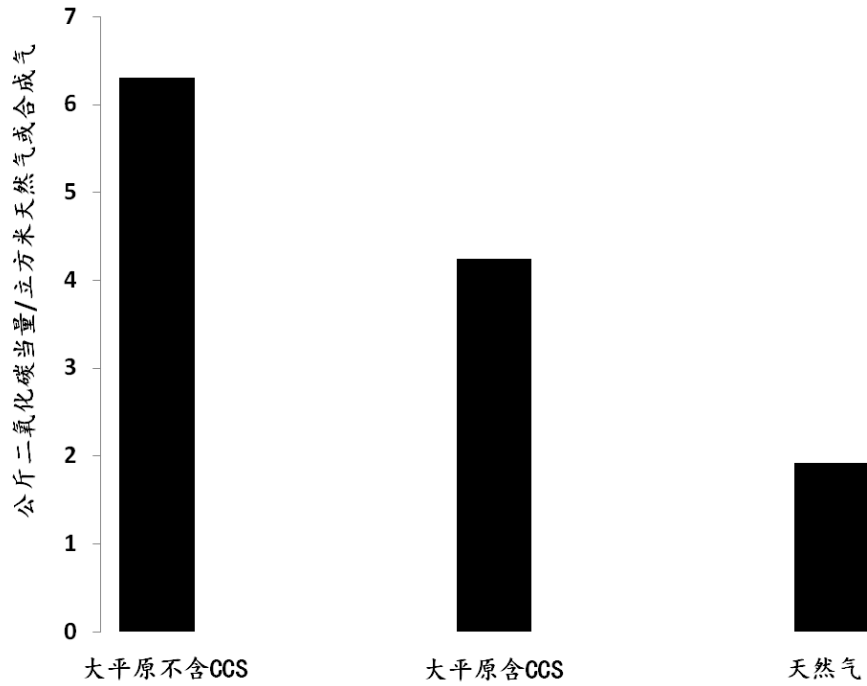
二氧化碳捕获与储存

大平原煤制气厂与加拿大的泛加拿大 (PanCanadian) 石油公司于1997年达成协议，泛加拿大石油公司从大平原厂购买二氧化碳为其Weyburn油田提高原油采收率。大平原煤制气厂的二氧化碳捕获与储存 (carbon capture and storage, 以下简称CCS) 设施于2000年10月开始运作，所捕获的二氧化碳通过328公里 (205英里) 长的管道输送到邻近的加拿大油田，作为提高原油采收率 (enhanced oil recovery, 以下简称EOR) 之用。

大平原厂将捕捉二氧化碳的成本列为商业机密。大平原厂的CCS设施总投资金额约一亿美元³⁵，泛加拿大公司的EOR投资则超过十亿美元。据学者估计，大平原厂捕集与运输二氧化碳的成本大约为每吨20美元³⁶。近年来，由于石油业者用于EOR的二氧化碳的需求不断增加，平均购买价格约在每吨28美元以上³⁷，当原油价格维持在每桶100美元以上时，石油业者甚至最高有可能出到每吨40~45美元来购买二氧化碳³⁸。据此可以判断大平原厂的CCS应该有可观的利润。

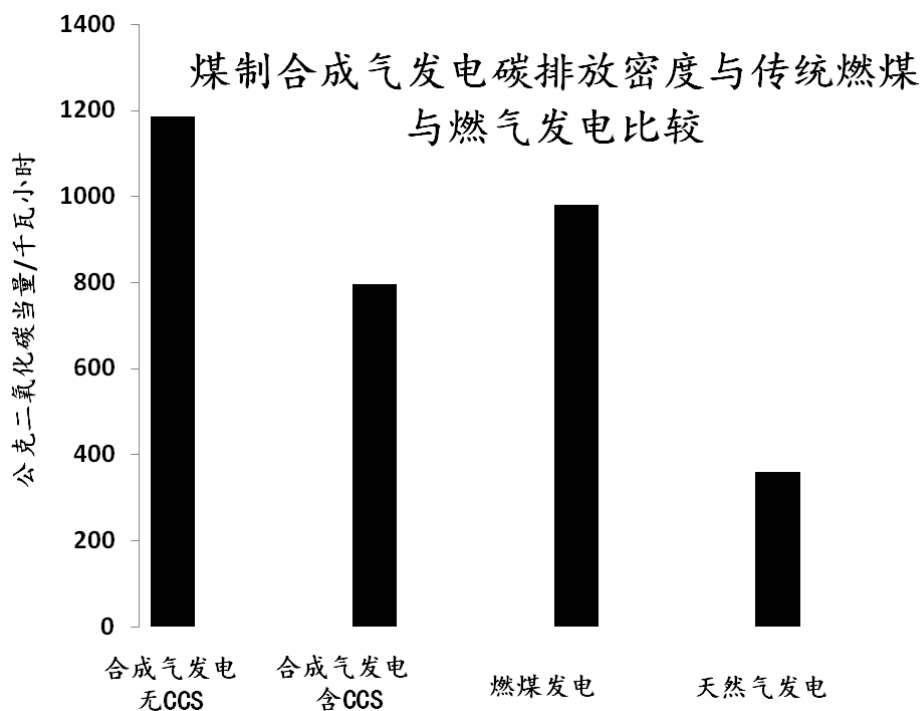
目前全世界对于煤炭燃烧产生的二氧化碳所做的CCS，大多仅为小规模示范，或是仍在规划阶段，大平原厂的CCS是全世界煤炭能源的CCS中规模最大的，运转经验最久的。然而即使在有利可图，而且运转经验领先全世界的情况下，大平原厂的CCS捕集率最高时大约也只有50%³⁹。

根据大平原厂公布的数据，大平原厂每年捕集的二氧化碳大约三百万短吨，美制的短吨(short ton)合两千英镑或约0.907吨，三百万短吨约合二百七十二万吨。大平原厂每年消耗产于邻近Freedom Mine的褐煤约六百万短吨 (约合544万吨)，Freedom Mine的褐煤为地表开采，平均热值每英镑约6775英热值⁴⁰。根据美国能源信息管理局的资料，北达科他州褐煤的二氧化碳排放系数为218.8英镑/百万英热值⁴¹。根据这些数据，我们可以估计大平原厂生产煤制合成天然气的二氧化碳排放量约为每年八百万吨 (含下游合成气燃烧产生的排放量)。Freedom Mine的褐煤因为是地表开采，开采过程的能源消耗低于地下开采。根据学者的估算，美国地表开采的煤炭开采过程的二氧化碳排放量约为40.65公斤/短吨 (约合44.82公斤/吨)⁴²。依此我们可以估计供应大平原厂的褐煤在开采过程的二氧化碳排放量每年约24.4万吨。Freedom Mine到大平原厂的距离只有不到十英里 (约合16公里)，运输过程产生的二氧化碳可以忽略不计。这样我们可以估算出大平原的CCS大约可以将煤制合成气的全生命周期二氧化碳排放量减低约三分之一。下图为每立方米大平原厂煤制合成天然气与天然气及页岩气的生命周期碳排放量的比较。



图七 大平原煤制天然气与天然气生命周期碳排放比较

无CCS的合成天然气若是用来发电，其碳排放强度会高于燃煤发电，依照大平原厂的CCS捕集率扣除捕集的二氧化碳后，其碳排放强度会略低于燃煤发电，但仍显著高于一般的天然气发电。



图八 煤制合成气发电与燃煤、天然气发电碳排放强度比较

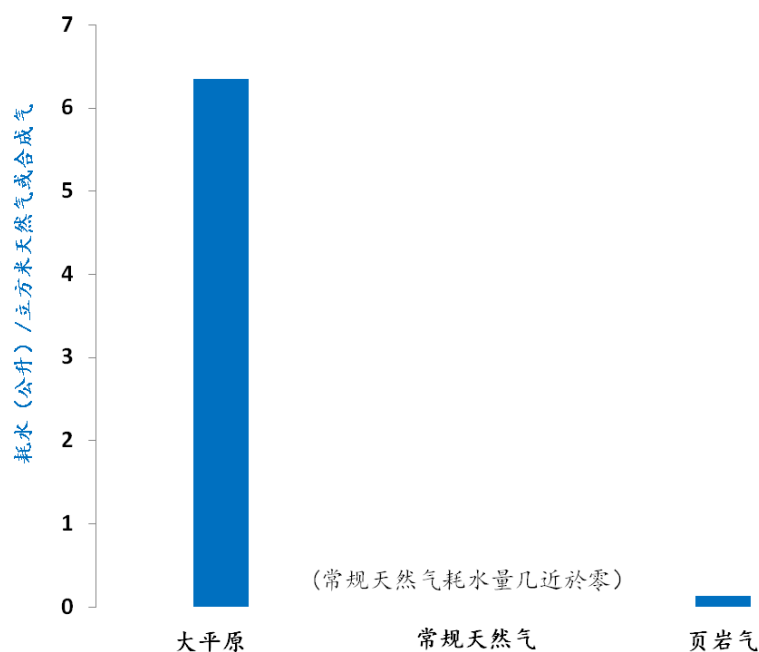
在理想状况下，CCS可以将二氧化碳封存于地下而减缓地表的温室效应，但是长期来说，现在封存的二氧化碳也有可能会因为地壳变动或人为疏忽与破坏而泄漏出来。因此封存之后必须长期监控。从防治温室效应的时间尺度来说，即使用最低的标准，CCS也必须要能封存几千年以上才有意义。当初秦始皇费尽心机防止后人挖掘他的陵寝，但是最后兵马俑还是被挖出来了。我们现在设想的CCS监控机制，是不是能够维持数百年？事实上谁也不知道。

从能源转换效率的角度来看，使用煤制合成天然气发电是一种低效的能源利用方式。根据大平原厂近年实际运转资料来计算，由煤炭转换成合成天然气的能源转换效率大约 60%。大型复循环燃气电厂的能源转换效率大约 50%。因此由煤炭先制成合成天然气再用做燃气发电的能源转换效率大约为 $60\% \times 50\% = 30\%$ 。一般大型燃煤电厂的能源转换效率则大多可达到 40% 以上。同样发一度电，使用煤制天然气要比直接燃煤多消耗三分之一的煤炭资源。

水资源消耗

大平原厂附近水资源丰富，因此节约用水并非关注重点。近年来，页岩气的水资源耗费在美国成为环保团体批评的焦点。美国的水资源远比中国丰富，然而美国人对于页岩气造成的水资源消耗仍然小心审慎。煤制天然气的水资源消耗量比页岩气高出数十倍，而且中国规划兴建的煤制天然气厂都位于极度干旱地区，因此节约水资源应该列为规划的重点。中国近年来在燃煤电厂空

冷技术的发展与应用上领先世界，而煤制天然气的水资源消耗也有很大比例是用作冷却用水。因此中国的煤制天然气耗水标准应该采取比大平原厂更严格的标准。



图九 大平原煤制天然气与常规天然气、页岩气耗水量比较

本章重点：

- 美国大平原煤制天然气项目，在运转十几年之后，历经不断增资改善污染防治设施，才终于能够符合环保标准。
- 大平原煤制天然气是高碳能源，即使是实施了碳捕获与储存之后，生命周期碳排放量还是比一般的天然气高一倍。
- 煤制天然气若是用来发电，会比直接燃煤发电多消耗三分之一的煤炭。
- 大平原项目附近水资源丰富，因此可以容许发展这样的高耗水产业。中国的煤制天然气耗水应该要采取远比大平原更严格的标准。

四、美国发展大平原煤制天然气的历史教训与对中国的启示

从全世界发展煤制油气的历史来看，煤制油气的发展绝大多数以失败收场，而少数成功的个案，都有其特殊背景，因此成功经验难以在其他地区复制。美国大平原煤制天然气厂的原始投资者大平原气化联营公司投入近五亿美元，破产之后血本无归。美国能源部为了鼓励发展替代燃料

而为大平原投资项目做贷款担保，结果连带赔偿了十多亿美元。最后接手经营大平原厂的北新电力经过十几年的努力进行多元化经营后最终能够有所获利，但是这样的成果完全不能证明煤制天然气的经济可行性。

从环境保护的角度来看，大平原煤制气厂的表现最多只能说是差强人意。空气污染物的排在连续违规十多年后终于改善并符合环保标准，臭味持续困扰邻近居民超过二十年，直到近一两年才有比较大的进步。毒性物质的排放虽然是在符合美国环保法规的限度之内，但也难说对健康完全无害，深井弃置废液对于地下水质的潜在威胁，还须长期持续监控。

大平原厂所在的密苏里河流域水资源非常丰富，这与中国发展煤制天然气的西北地区大不相同。配套了 CCS 后的大平原厂，既可以通过向邻近的加拿大 Weyburn 油田出售二氧化碳赚取利润，又可以顺便储存二氧化碳减轻温室效应。但中国目前规划生产煤制天然气的地区大多不具备这样的条件。即使在进行了 CCS 之后，大平原厂煤制合成天然气的碳排放强度仍然比一般的天然气高出一倍。

技术成熟或不成熟的判定

中国国内的讨论经常将煤制天然气的技术说成已经很成熟，这基本上是把技术的成熟度跟技术发展历史长久相混淆。一个技术的成熟度与其使用经验的普及与广泛度有关，古老的技术并不一定就是成熟的技术。举例来说，钻木取火的技术虽然十分古老，但是由于现代人应用钻木取火的经验很少，所以对现代人来说钻木取火并不是成熟的技术。当一个现代人突然去尝试钻木取火时，就很可能失败。虽然纳粹德国在二战期间就已经大规模应用煤制油的技术，但是南非在战后引进时还是出现了非常多的技术上的困难，甚至历经二十年才解决。硫磺回收在南非实际运转经验中可行，到了美国大平原厂却一再失败而最终不得不放弃。煤制天然气的技术，除了美国大平原厂，其他国家（除了近年中国之外）完全没有规模化运用的经验。中国的大唐克旗煤制天然气厂在运转一个月后就发生严重故障而不得不停工两个月检修。如果是成熟的技术，这样的情况应该是不会发生的。一个技术是成熟还是不成熟，应该依据实际使用经验来判断，而不是从理论上去想象。如果使用经验很少，而且试用时还不顺利，那就表示技术还不成熟。中国的煤制天然气示范项目的实践经验，恰恰证明煤制天然气的技术尚不成熟，不适合广泛推广。

大而不倒 (Too Big to Fail) 的悖论

像煤制天然气这类超大型的投资项目，因为其对于地方经济与就业有重大影响，往往在投资失败后政府不得不介入处理，以避免对社会造成过大的冲击。美国大平原煤制天然气项目破产后由美国政府收购并吸收负债正是一个鲜明的案例。当你欠银行一百万而还不起时，那是你自己的问题，但是当你欠银行一百亿而还不起时，便成为银行与政府的问题。由于这种大而不倒的性质，反而可能会使投资者轻率决策，反正投资项目如果赚了钱，由投资者独享，如果赔了钱，则由全体社会共同分担。这样大而不倒的特质使得对投资者的问责难以落实，因此政府与民间社会对于这种超大型的投资项目必须谨慎对待。

沉没成本 (Sunk Cost) 与技术锁定 (Technological Lock-in) 的隐忧

大平原煤制天然气项目破产而不停产的历史对于中国能源发展路径有重要的启示意义。由于煤制天然气是属于资本密集型产业，在建厂完成之后，如果出现亏损破产，那么就算把工厂拆除拍卖也不可能回收原本建厂时投入的大量资金。这样投资下去就无法收回的资金在经济学上称作沉没成本。在破产之后，在决定工厂是否继续生产时，沉没成本一般不列入考虑。因此，资本密集型产业经常会出现这种破产而不停产的现象。许多可再生能源，如光伏发电与风电也属于资本密集型产业，一旦完成建厂，即使亏损破产也不会停产，而会长期持续生产清洁能源。

然而煤制天然气除了资本密集之外，也同时具有高耗水、高碳排放、高污染的特质，因此会有破产而不停产，破产后却继续污染的特殊现象。一旦中国目前规划中的大批煤制天然气厂建厂完成，在未来的数十年间将持续生产高碳能源，将中国的能源基础设施锁定在高碳发展路径，即使以后这些煤制天然气厂全部破产，中国也将难以重新回到低碳的发展路径。

示范项目信息公开透明的重要性

美国在政府信息公开透明的方面有许多值得中国仿效的地方。美国环保署的全国污染物排放资料库，对于全美一百多万个固定污染源，定期在网络上公布其数十种列管污染物的排放量。美国能源部有关大平原厂破产收购案的相关分析报告，以及美国国会对于此案的相关审计报告，也都公之于世。公开透明的信息不但有利于学术研究，而且可以客观正确地分析历史经验与教训，以避免重蹈覆辙，有利于在相关的政策讨论时可以有具体的数据信息可供依循而免于无依据的推测与空泛的讨论。据媒体报道，中国的第一个煤制天然气示范项目大唐克旗煤制项目给企业造成了很大的亏损⁴³，然而外界很难得知具体亏损情况。信息不透明可能会误导其他投资者不明就里

地继续投入而蒙受损失。当大量的投资一窝蜂拥入无利可图甚至严重亏损的产业，未来发生大规模破产时政府就将不得不介入收拾残局，而整个国家和社会也会共同承担损失。

长期能源价格难以预测，富煤少气格局并非不可改变

一个国家的自然资源禀赋并非完全取决于地质与自然环境，而是跟技术的发展、政治与经济体制，以及社会的偏好息息相关。从美国的经验来看，在 20 世纪 70 年代到 80 年代初期，美国人也认为美国的自然资源禀赋就是富煤少气。然而随着上世纪 80 年代初期美国逐步解除天然气价格管制，天然气探勘与开采的投资不但大幅增加，还有很多投资是用来开发新技术以开采以前无法开采的气种。从上世纪 80 年代以来，在美国整体能源结构中天然气占比逐渐上升，煤炭占比逐渐下降，探明天然气储量不但没有逐渐减少，反而越用越多。中国的天然气价改与天然气产业相关体制改革才刚刚起步，中国常规天然气探明率仍低，而非常规天然气的开发正蓄势待发。与中国邻近的俄罗斯天然气资源探明储量世界第一，而中俄长期天然气进口协议才刚签署。根据英国经济学人杂志近期报道，近年来天然气液化成本快速下降，而液化天然气供应段的竞争则日益激烈⁴⁴。在这个时机大规模投资煤制天然气，无疑是一场高风险低回报的豪赌。如果赌赢了，也是靠牺牲环境换取利润；如果赌输了，则在破坏环境的同时赔上经济。

全世界长期的能源价格预测一向极不可靠，从历史经验来看，在解除价格管制的初期，一般人会做出价格看涨的预测。美国在 20 世纪 80 年代初期解除天然气价格管制时，所做的长期天然气价格上涨预测错误而导致大平原厂破产是其中一个例子；中国在 21 世纪初期解除煤炭价格管制，其后数年间煤炭价格暴涨，对于煤价长期看涨的预期心理造成煤矿生产的过度投资，结果又造成煤炭价格大跌，也是一个明显的例子。近年开始的天然气价改，是否又会重蹈覆辙，就要看中国政府与投资人能不能从历史中学到教训。

必须用长远眼光规划能源基础设施

能源基础设施的投资往往不是在短期内就能回收的。因此能源基础设施的规划，必须把眼光放远，必须考虑全世界发展的大潮流、国家政策的大方向，以及科技发展的大趋势。

从长期来看，过去二十年来，在全世界环保议题中，全球变暖的重要性逐步提升，发展低碳能源已经成为人类的共识。而中国在许多低碳能源与提高能源效率的发展上领先全球，广受世界

各国的称赞，只有在煤制油气方面独树一帜，与全世界的环保潮流唱反调。煤制天然气的价格竞争力原本就不好，如果再加上二氧化碳捕集与储存的费用，这都将成为沉重的财政负担。

世界各国的环保标准都是越来越严，中国也不可能例外，煤制天然气工厂也许能符合现在的环保标准，但是投资者切不可天真地以为中国的环保标准未来几十年都会维持不变。从历史的大趋势来看，环保标准不但会越来越严，管制的项目也会越来越多。煤制气即使短期内可以盈利，但随着环保要求逐渐加严，污染防治的成本也只会越来越高。现在中国对于二氧化碳的排放并没有严格的管制，现在排放二氧化碳是不花钱的，但是没有人能保证十年二十年后中国仍然不会管制二氧化碳排放。最近已经有新闻指出中国政府可能在十三五期间就开始进行二氧化碳总量管制。一旦中国开始征收碳税或是强制二氧化碳减排，这些高碳排放的煤制天然气厂将面临率先被淘汰的压力。现在如果对煤制天然气做出千亿大投资，很可能无法在未来淘汰高碳产业之前就收回成本。

从改革开放以来的数十年间，中国国家政策的大方向就是开放市场，鼓励竞争，然而天然气产业的改革开放可以说是中国整个的改革开放事业中最后未完成的少数领域之一，天然气价格与矿权的市场化改革到目前都还没有完全实现。然而近年来天然气相关产业的体制改革与价改已经有了显著的加速，未来无疑将继续朝向开放投资，鼓励竞争的大方向前进。中国常规与非常规天然气的大投资与大开发，以及进口天然气的大成长都才刚开始。

新科技的发展，往往是很难预测的。然而有一个基本的方向就是，竞争越激烈的市场，厂商为了维持竞争力就必须投入更多的资源进行研发，而投入更多资源做研发的产业技术进步就更快。从前富煤少气的美国，在建立了全世界最自由竞争的天然气市场之后，不但传统天然气的新发现超乎原本的预期，而且新技术的创新使得美国在煤层气、页岩气的开发都领先于全世界。现在在美国因为天然气太便宜，连燃煤电厂都纷纷改烧天然气发电。

像煤制天然气这样的投资，眼光至少要看四十年。四十年前，美国没有人可以想象四十年后的今天，美国的天然气资源不但没有枯竭，还比四十年前更丰富。四十年前，风力与太阳光伏发电技术犹如空中楼阁，几乎没有任何市场竞争力。而四十年后的今天，风力发电俨然已经成为主流的发电技术之一，太阳光伏的成本也越来越有竞争力。从过去数十年的经验来看，太阳光伏的成本大约每十年下降一半，未来十年到二十年间，太阳光伏发电的成本很可能会降到跟燃煤发电差不多甚至更便宜。如果到时候用太阳光伏发电来取暖煮食比用煤制气更便宜，那么现在建的这

些煤制气厂将被迫停产关闭。如果只运转不到二十年就关闭，现在的投资将难以收回成本。美国在取消天然气价格管制的初期兴建了大平原煤制天然气厂，经历了惨痛的教训。现在一窝蜂地投入煤制天然气，将对中国的长期发展带来极高的风险。政府跟投资者对于这样攸关国家社会未来发展的豪赌，必须要三思而后行，切莫跟风盲从。

参考文献：

-
- ¹ Kopyscinski, J., Schildhauer, T.J., Biollaz, S.M.A., 2010. Production of synthetic natural gas (SNG) from coal and dry biomass – a technology review from 1950 to 2009. *Fuel* 89, 1763–1783.
- ² Becker, P.W., 1981. The role of synthetic fuel in World War II Germany. *Air University Review*.
- ³ Stranges, A.N., 1993. Synthetic fuel production in prewar and World War II Japan: a case study in technological failure. *Annals of Science* 50, 229–265.
- ⁴ Hilsenrath, P., 1991. The development of synthetic fuels in South Africa. *The Journal of Energy and Development* 14, 269–283.
- ⁵ Hodge, J., 2000. *An Overview of the Role of Producer Services in the Petrochemicals Industry in South Africa: A Case Study of Sasol*. DPRU/CMI Research Program, University of Cape Town, Cape Town.
- ⁶ Vietor, R. H. K., 1984. *Energy Policy in America Since 1945: A Study of Business-Government Relations*. Cambridge University Press, Cambridge, UK.
- ⁷ Cohen, L.R., Noll, R.G., 1991. *The Technology Pork Barrel*. Brookings Institution, Washington, D.C.
- ⁸ Crow, M., Bozeman, B., Meyer, W., Shangraw, R. Jr. , 1988. *Synthetic Fuel Technology Development in the United States: A Retrospective Assessment*. Praeger, New York. pp. 118.
- ⁹ Crow, M., Bozeman, B., Meyer, W., Shangraw, R. Jr. , 1988. *Synthetic Fuel Technology Development in the United States: A Retrospective Assessment*. Praeger, New York. pp. 69–70.
- ¹⁰ Hess, R.W. et al., 1983. *An Analysis of the Cost, Schedule, and Performance of the Baseline SCR-I Commercial Demonstration Plant*, Rand Corporation, Santa Monica, CA.
- ¹¹ Delaney, R.C., Mako, P.F., 1988. *Great Plains Coal Gasification Plant Technical Lessons Learned Report*. U.S. Department of Energy. p. 3-37.
- ¹² Harlan, J. K. 1982. *Starting with Synfuels: Benefits, Costs, and Program Design Assessments*. Ballinger Publishing, Cambridge, MA.
- ¹³ U.S. Energy Information Administration, Annual Energy Review. <http://www.eia.gov/totalenergy/data/annual/>
- ¹⁴ Stelter, S., 2001. *The New Synfuels Energy Pioneers: A History of Dakota Gasification Company and the Great Plain Synfuels Plant*. Dakota Gasification Company, Bismarck, North Dakota. pp. 59–61.
- ¹⁵ Joseph R. Rudolph, J., 1987. Synthetic fuel abroad: energy development in high energy dependence areas, in: Yanarella, E.J., Green, W.C. (Eds.), *The Unfulfilled Promise of Synthetic Fuels: Technological Failure, Policy Immobilism, or Commercial illusion*. Greenwood Press, New York.
- ¹⁶ U.S. General Accounting Office GAO, 1985. *Status of the Great Plains Coal Gasification Project*. Washington, DC.
- ¹⁷ Taylor R. E., Richards B. 1985. Gasification plant's fate hangs in balance. *The Wall Street Journal*, May 21, p.6.
- ¹⁸ U.S. General Accounting Office GAO, 1989. *Synthetic fuels: an overview of DOE's ownership and divestiture of the Great Plains Project: report to the Chairman, Subcommittee on Energy and Power, Committee on Energy and Commerce, House of Representatives*. Washington, DC.

-
- ¹⁹ Stelter, S. *Generation for Generations: A Vision for Giant Power*. Basin Electric Power Cooperative. Bismarck, ND. p.98.
- ²⁰ Personal communication with John M. Panek of U.S. Department of Energy (July 15, 2014).
- ²¹ Bettenhausen, T., 2011. The art of the possible, *Basin Today*, pp. 2–5.
- ²² National Energy Technology Laboratory, 2011. *Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants Volume 2: Coal to Synthetic Natural Gas and Ammonia*. Pittsburgh, PA.
- ²³ MacAvoy, P. W. 2000. *The Natural Gas Market: Sixty Years of Regulation and Deregulation*. Yale University Press.
- ²⁴ USEPA, National Emissions Inventory. <http://www.epa.gov/ttn/chief/eiinformation.html> .
- ²⁵ Sinor, J.E., 2000. Financial future brightens for Dakota Gasification. *Sinor Synthetic Fuels Report* 7 (3). <http://edj.net/sinor/sfr7-00art6.html>
- ²⁶ U.S. Department of Energy, 2006. Practical Experience Gained During the First Twenty Years of Operation of the Great Plains Gasification Plant and Implications for Future Projects. p.5, 7.
- ²⁷ Stelter, S., 2001. The New Synfuels Energy Pioneers: A History of Dakota Gasification Company and the Great Plain Synfuels Plant. Dakota Gasification Company, Bismarck, North Dakota. pp. 114, 117.
- ²⁸ Energy and Telecommunications Interim Committee, The Montana Legislature, 2007. **Water Consumption** by actual and hypothetical uses http://www.leg.mt.gov/content/committees/interim/2007_2008/energy_telecom/meeting_documents/11082007exhibits/etic11082007_ex01.pdf
- ²⁹ Stepan, D.J., 2002. *Anaerobic Treatment of Dakota Gasification Company Stripped Gas Liquor*. Energy & Environmental Research Center, University of North Dakota.
- ³⁰ http://www.basinelectric.com/News_Center/Publications/News_Briefs/clean-cooling-water-system-nearly-complete.html
- ³¹ 2013 Responsible Care Performance Report. Dakota Gasification Company, Beulah, ND.
- ³² Gessele, C., 2013. A day in the life of an environmental hydrologist at the Great Plains Synfuels Plant, *Basin Today*, pp. 14–15.
- ³³ U.S. Department of Energy, 2006. Practical Experience Gained During the First Twenty Years of Operation of the Great Plains Gasification Plant and Implications for Future Projects. pp.18–19.
- ³⁴ Hall, D., 2009. *Great Plains Synfuels Plant Corrective Action Fact Sheet*. North Dakota Department of Health.
- ³⁵ Stelter, S., 2011. *Generation for Generations: A Vision for Giant Power*. Basin Electric Power Cooperative, Bismarck, North Dakota. p. 130.
- ³⁶ Torp, T., Brown, K., 2002. CO₂ underground storage costs as experienced at Sleipner and Weyburn, The 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Vancouver.
- ³⁷ Melzer, L.S., 2012. *Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery (CO₂ EOR): Factors Involved in Adding Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS) to Enhanced Oil Recovery*. National Enhanced Oil Recovery Initiative.

³⁸ <http://www.globalccsinstitute.com/publications/global-technology-roadmap-ccs-industry-sectoral-assessment-co2-enhanced-oil-recovery-11>

³⁹ http://www.dakotagas.com/CO2_Capture_and_Storage/index.html

⁴⁰ Guide to Coal Mines, June 12, 2013. Coal Business Unit, BNSF Railway. Fort Worth, TX.

⁴¹ http://www.eia.gov/coal/production/quarterly/co2_article/co2.html

⁴² Supplement Info for Jaramillo, P., Griffin, W.M., Matthews, H.S., 2007. Comparative life-cycle air emissions of coal, domestic natural gas, LNG, and SNG for electricity generation. *Environmental Science and Technology* 41, 6290–6296.

⁴³ 中国化工报，2014年5月28日，煤化工产业退烧刚刚开始
<http://www.ccin.com.cn/ccin/news/2014/05/28/295980.shtml>

⁴⁴ Liquefied Natural Gas: Bubbling Up, An International market is developing. Buyers will gain more than sellers. 2014年5月31日 <http://www.economist.com/news/business/21603030-international-gas-market-developing-buyers-will-gain-more-sellers-bubbling-up>