

新能源

马衡

0755-82026751
maheng@cjis.cn

熊琳

0755-82026734
xionglin@cjis.cn

相关报告

《新能源行业-哥本哈根会议系列跟踪之二-资金篇：碳交易市场潜力巨大》
《新能源行业-哥本哈根会议系列跟踪之一-资金支持和技术转让是谈判焦点》
《新能源行业-2010 年投资策略 ppt-低碳盛宴 谁来分享-看好》
《行业研究-新能源-从哥本哈根看低碳经济-看好》

哥本哈根会议系列跟踪之三

看好

技术篇：发展清洁煤技术是我国能源结构下节能减排的必然选择

在《哥本哈根会议系列跟踪报告之一》里，我们谈到本次哥本哈根会议最关键的问题还是在于发达国家为发展中国家提供资金和技术的支持，本篇将着眼于低碳技术里的清洁煤技术。虽然此次哥哈会议最后仅达成不具备法律约束力的协议，但是低碳经济的崛起不可避免，作为会议系列跟踪报告之四，敬请关注我们对于此次会议的总结和展望篇。

《哥本哈根协议》：

- 12 月 18 日为期两周的哥本哈根气候变化大会谈判最终达成《哥本哈根协议》。
- 此协议并不具备法律约束力，但要求各国在一年之内，签署有法律约束力的文件，在 2012 年后取代京都议定书。各国要在明年一月前，各自提出其减排计划。
- 发达国家同意在 2020 年前，每年集资一千亿美元，协助不发达国家适应气候变化，而在未来三年，发达国家将先提供三百亿美元。

事件点评

- 虽然在中美两国发表减排目标之前，对此次会议的预期已不乐观，普遍认为哥本哈根会议很可能仅达成框架性协议。而之后中美两国的表态似乎给会议前景带来一线希望，最终的结果却并未超出预期，可以说是符合此前的预期。而在京都议定书到期前，未来一年围绕气候问题的谈判将成为持续热点。
- 尽管哥本哈根会议进展不大，但是低碳经济仍是大势所趋，中国政府的碳减排目标和经济结构调整的策略下，我们认为明年的低碳行情仍将持续。

投资要点：

- 中国是世界上最大的煤炭生产国和消费国，随着我国对核能、水、电和新能源的开发利用和发展，能源结构会有些改变。但预计到本世纪中，煤炭在能源中的比重仍将高于 50%。在节能减排的大背景下，开发煤清洁转化高效利用技术是最有效的途径之一，也是我国以煤为主的能源生产和消费结构下解决环境问题的一个必然选择。
- 目前发达国家煤发电的效率可达 45%以上，而我国的煤发电效率只有 30%左右，而且其污染物如 SO₂、NO_x、CO 等的治理措施还有待解决。比较有希望而且较成熟的清洁煤技术基本为常规电厂选择超临界或超超临界参数，配备有脱硫脱氮和除尘设备，大型循环流化床 CFB，增压流化床联合循环发电 PFBC 和整体煤气化联合循环 IGCC 等。
- 从整个发电技术来看，煤气化联合循环发电技术将会成为发电设备的主流，但由于技术难度较大投资费高而且商业化还存在一定的问题。相比之下，循环流化床燃烧技术成熟，现行和运行成本都较低，在保证高效燃烧的基础上能显著降低废弃物排放，可以满足目前世界上最严格的环保标准，具备明确的成本和技术商业化优势。
- 我们看好清洁煤发电设备行业，推荐具有核心设备能力和估值优势的相关上市公司，推荐的次序依次是：凯迪电力（全球领先的且具有自主知识产权的高温超高压循环流化床锅炉燃烧技术）、科达机电（清洁煤气化炉）、华能集团（国内首个具有商业规模的 IGCC 发电厂）、华光股份、东方电气、海陆重工、国电南自。

一、清洁煤技术是中国发展低碳经济的必然选择

1.1 煤炭在我国一次能源中的比例最高，未来占比预计仍高于 50%

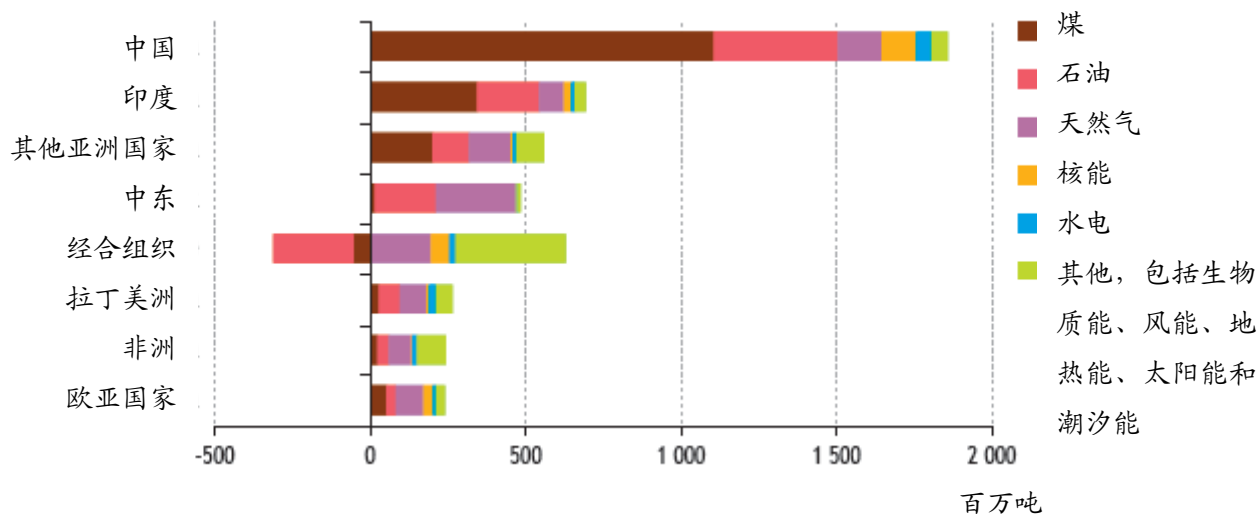
当今世界环境形势日益严峻，能源的清洁利用和转换是全人类经济得以持续发展的重要支柱。在一次能源结构中，以煤为主的局面在相当长的时间内不会有根本的改变，我国的情况更是如此。中国是世界上最大的煤炭生产国和消费国，表 1 给出了我国从 1990 年以来一次能源消耗的结构变化以及到 2030 年的预测。目前煤炭占我国能源需求总量的 66 % 左右，大大超出了 27 % 的世界平均水平。由图 1 所示的世界一些主要国家中煤炭在一次能源需求结构中的比例可看到，中国是世界上少数以煤为主要能源的国家之一。随着我国对核能、水、电和新能源的开发利用和发展，能源结构会有些改变。但预计到本世纪中，煤炭在能源中的比重仍将高于 50 %。

表 1 中国一次能源需求及预测

	中国一次能源需求（百万吨）						比例（%）		复合增长率（%）
	1990	2007	2015	2020	2025	2030	2007	2030	2007-2030
一次能源需求（总）	872	1970	2783	3116	3486	3827	100	100	2.9
煤	534	1293	1843	2040	2248	2397	66	63	2.7
石油	114	358	490	557	646	758	18	20	3.3
天然气	13	61	119	147	176	202	3	5	5.3
核能	0	16	59	84	107	127	1	3	9.4
水电	11	42	63	73	82	90	2	2	3.4
生物质能	200	195	191	187	191	205	10	5	0.2
其他可再生能源	0	5	17	28	37	47	0	1	10.2

资料来源：国际能源署、中投证券

图 1 2007-2030 年全球一次能源需求分布



资料来源：国际能源署、中投证券

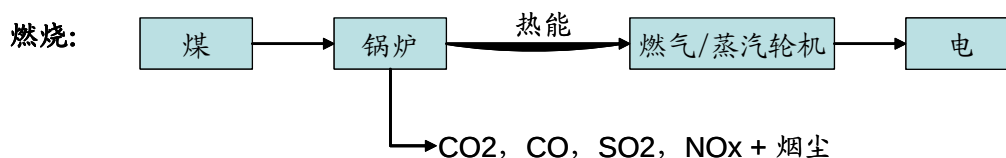
1.2 发展清洁煤技术是我国能源结构下节能减排的必然选择

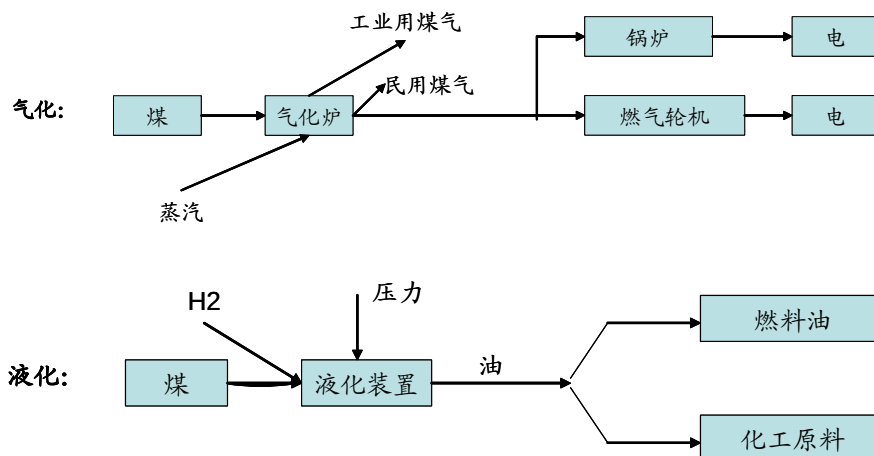
我国是一个煤炭资源丰富的国家，也是世界上最大的煤炭生产国和消费国，已探明煤炭资源量超过1万亿吨，占中国总能源的90%以上，在能源结构中煤炭比例占60%左右。过分依赖煤炭的能源消耗导致了环境污染的加剧，煤炭的消耗和利用是对大气污染酸雨等区域性环境问题及温室效应、气候变化等全球环境问题的主要影响因素之一。据预测，2010年煤炭的消耗量将由现在的15亿吨增至20亿吨，烟尘的排放量从2300万吨增至3300万吨以上，面临的环境压力越来越大。在节能减排的大背景下，开发煤清洁转化高效利用技术是最有效的途径之一，也是我国以煤为主的能源生产和消费结构下解决环境问题的一个必然选择。

洁净煤技术是指从煤炭开采到利用的全过程中，提高能源利用效率的加工、燃烧、转化及污染物控制技术，主要包括煤炭洗选、加工(动力配煤、型煤、水煤浆)、转化(煤炭气化、液化和燃料电池发电技术)、洁净燃煤和先进发电技术(循环流化床锅炉 CFB、加压流化床联合循环发电 PFBC、整体煤气化联合循环发电 IGCC、超临界发电等)、矿区环境治理和烟气净化(除尘、脱硫、脱氮)等方面的内容。

目前煤炭的转化主要有三种方式：直接燃烧、气化和液化。

图 2 煤炭转化三种方式的过程简图





资料来源：中投证券研究所

1. 煤炭燃烧

我国煤炭利用的主要形式为直接燃烧，约占总用煤量的 80 %。而煤直接燃烧的一半左右用于中小燃煤设备，其问题之一为热效率低，如工业炉窑的热效率中有 40 %左右，而工业及供暖锅炉的热效率也仅为 60 %左右。问题之二为对环境的污染极其严重。由于小型燃煤设备上没有污染物排放控制手段，其排放量要比大型燃烧设备高得多。大型燃煤设备如电站锅炉的转换效率比小型设备高。目前发达国家煤发电的效率可达 45%以上，而我国的煤发电效率只有 30%左右，而且其污染物如 SO₂、NO_x、CO 等的治理措施还有待解决。

由此可见，解决煤炭直接燃烧的问题是煤洁净高效转换的首要问题。从理论上讲，将煤炭直接燃烧产生热能来利用的最大缺陷在于该过程将高品位能降至极低品位的热能来利用。如同用高温高压蒸汽来供暖。而目前煤炭利用的现状即在近期内以燃烧为主的局面不可能有大的变化，因此，**现有燃烧设备的改进是提高效率、降低污染的一个方向**。同时，对于新设备应采用新的转化技术，逐渐改变煤炭利用的现有格局。

2. 煤气化

煤炭气化是利用固体煤来产生气体燃料或产品的过程，与煤的直接燃烧相比，气化具有较大的优越性。首先，在转化过程中燃料的品位不仅没有降低，而且略有升高。所产生的气体不仅可以作为燃料还可以作为化工原料。其次，与固体煤相比，**气体燃料在燃烧过程中其燃烧效率高，污染低，可作为民用燃料**。然而，完全气化过程需要较苛刻的条件，即较高的温度，同时半焦的完全气化需要较长的时间，加上在高温气氛下半焦的失活，造成不完全气化。其结果是**气化炉的结构复杂、造价高**。

为解决这些问题，目前各国正在对整体煤气化联合循环(IGCC)发电技术进行深入研究。该技术的商业化可望提高煤炭的转化效率。但目前煤气的高温净化这一关键技术问题还没有得到完全解决。同时，我国目前的燃气轮机还需要依赖进口。因此，虽然该项技术作为未来清洁煤的发展方向非常确定，目前还无法进入大规模商用阶段。

3. 煤液化

煤炭液化是通过化学加工转化为液体产品，包括液体燃料和化工原料的过程。煤炭液化可以通过二种方法来实现：直接液化和间接液化。

煤炭的直接液化是使煤在高压、高温条件下，通过加氢使煤中的有机成份直接转化为液体燃料和化工原料(如图 2 中所示)。直接液化具有液体转化率高的优点，但由于其产率依赖于煤的结构，煤种适应性较差。同时，其过程在高压、高温条件下加氢进行，苛刻的总体操作条件使产品的成本提高。目前还无法与相似石油化工产品相竞争。

煤炭间接液化是将煤气化后，再经过催化合成为液体产品。煤炭的间接液化的优点在于其煤种适应性较宽，操作条件较温和，同时，硫、氮和灰等污染先驱物可在气化过程中脱除。但该过程包括气化和合成二个过程，即先将煤中的高碳成分降成一碳，然后再合成为高碳液体。故其总效率低、产品的选择性差。

表 2 可以看到,煤炭作为电力供应的主要来源,预计到 2030 年仍然有 75% 的电力供应来自煤炭。因而,清洁煤炭发电技术显得尤为重要。目前,清洁煤炭发电技术主要途径为煤的燃烧与气化途径(表 3)。后文中我们将着重探讨清洁煤炭发电技术的两条途径。

表 2 中国电力供应按来源分类

	电力供应 (TWh)						比例 (%)		复合增长 率 (%)
	1990	2007	2015	2020	2025	2030	2007	2030	2007-2030
总供电量	650	3318	5622	6692	7810	8847	100	100	4.4
煤	471	2685	4391	5119	5928	6639	81	75	4
石油	49	34	44	41	34	32	1	0	-0.2
天然气	3	41	113	156	200	253	1	3	8.2
核能	0	62	227	322	409	487	2	6	9.4
水电	127	485	734	848	950	146	15	12	3.4
生物质能	0	2	9	19	50	109	0	1	18.3
风能	0	9	98	168	204	225	0	3	15.1
地热能	0	0	1	2	3	4	0	0	n.a.
太阳能	0	0	5	17	31	52	0	1	30.4
潮汐能	0	0	0	0	0	0	0	0	n.a.

资料来源：国际能源署、中投证券研究所

表 3 清洁煤技术发电的基本途径

清洁煤技术	
燃烧	气化
煤粉	整体气化联合循环
亚临界	喷流式气化炉
超临界	流化床气化炉
超超临界	固定床气化炉
沸腾炉	预燃烧捕收

大气燃烧	燃料电池
加压燃烧	电能/化工产品一体化
超净煤	
氧气——燃料燃烧	
供电供热	
燃烧后捕获回收 CO ₂	
CO ₂ 运输与储藏	

资料来源：中投证券研究所

二、清洁煤技术：近看循环流化床，远看整体煤气化联合循环

多年来，在清洁煤发电技术上，围绕着追求高的热效率和减少对环境的污染两个方面，各国都在进行不懈的努力。比较有希望而且较成熟的清洁煤技术基本为常规电厂选择超临界或超超临界参数，配备有脱硫脱氮和除尘设备，大型循环流化床 CFB，增压流化床联合循环发电 PFBC 和整体煤气化联合循环 IGCC 等。

2.1 高效煤炭燃烧技术

燃烧法是当前燃煤发电的主要途径。到目前为止，技术改进主要集中于提高循环效率与降低污染排放。

世界上有 90% 以上的燃煤电站是烧煤粉(PC)的。因为工作流体的最高与最低温度控制着朗肯循环(Rak in cycle) 的效率。温度和压力的限度是技术先进的标志。温度与压力的范围愈高则技术愈先进。世界上很多 PC 电站是运行在压力小于 22. 1M Pa(亚临界)。这些电站运行可靠，但效率仅 36%，同时传统电站为使煤充分燃烧，往往供给过量的空气，结果生成的 CO₂ 难于捕获，致使减少排放物困难。

超临界蒸汽锅炉，其蒸汽压力为 24M Pa， 温度 540 ~ 560 ℃， 效率可达 40% (HHV)。美国能源部(DOE) 主持制定的清洁煤发电路径图规划：至 2010 年超超临界蒸汽温度为 600 ℃，到 2020 年超超临界蒸汽温度达 760 ℃。由于材料及汽轮机设计的进步，允许蒸汽的运行工况到超超临界水平，即压力> 25M Pa，温度超过 565 ℃，效率达 47%，一般平均可达 45% (与当地煤质有关)。有关研究认为：若使用高强度合金，优化热动循环，优化汽轮机设计，采用先进的冷却系统及相关的辅机系统，煤粉电站的效率有望达 55%。这样 CO₂ 的排放量会更加减少，因为发 1 度电将用更少的煤。

欧盟也有一个发展计划，称为欧洲先进粉煤项目计划，其目标为发展优质合金，使超超临界蒸汽温度> 700 ℃、压力> 37. 5M Pa 及效率超过 50%。丹麦有 2 座超超临界机组。蒸汽工况为 29MP / 580℃，效率 43% (HHV)，已投产。德国有新的发展动议(降低 CO₂ 技术)，目标是在 2020 年前燃煤电站

的效率将提高到 53%~55%。日本在清洁煤发电的研发中居于前沿，全世界 40 座超临界循环电站，日本就拥有 30 座。全都是本国设计、建设与制造。1990~2000 年日本主要对 FBC 与 PC 电站的超超临界锅炉进行完善改进。容量为 1050MW，蒸汽工况为 35.1MP/600~610℃的超超临界电站已于 2003 年投产。

沸腾燃烧 FBC 是烧劣质煤及其它废燃料的好方法。它是将加热后的微粒在空气流中悬浮燃烧。在高速气流作用下，微粒加速混合，形成流态。流化促使煤在较低的温度下完全燃烧。沸腾床除改善燃烧过程外，已发展为控制污染排放而不需外设除污装置的燃烧方法。因为空气中的氮与氧只有在 1300℃以上的高温下，其原子才能结合为 NOX，沸腾炉内温度仅 800~900℃，大大降低了 NOX 的形成。同时由于沸腾炉的混合作用，使煤气流与硫化物吸附剂(如白云石、石灰等)充分接触，在沸腾炉内有 95% 的硫被吸附剂所捕获。因此产生的 NOX 及 SOX 比传统的 PC 电站少。沸腾炉又可分鼓泡床式及循环流化床式。它在小机组上(小于 300MW)用来烧劣质煤、废燃料及可燃性固体废物，已取得成功，并已经商业化营运。

循环流化床锅炉(CFB)

循环流化床锅炉技术是一种新型的高效低污染清洁的燃烧技术，流化床燃烧设备按流体动力特性分为鼓泡流化床和循环流化床，按工作条件分为常压和增压式流化床。循环流化床锅炉中有一个非常显著的特性就是物料循环，按照物料粒径大小的不同，在布风板上部一次风的作用下形成流化。其主要特性是燃烧性大，燃烧工况稳定性好，燃料质量的变化反映到运行参数变化上所需时间长，同时由于其炉内物料储备量大，能够适应更广泛的燃料范围，更有利于燃料保持均匀燃烧速度，同时也有利于炉膛受热面的均匀吸热，其中 850-950 度的温度场，可以较好地抑制 NOX 生成和防止脱硫反应中的逆化反应，可大大减少 SO2 和 NOX 的排放量。

现在大型循环流化床锅炉的主要炉型有三大流派，分别为：以德国 Lurgi 公司为代表的鲁奇型和以美国的 Foster Wheeler、芬兰的 Alstom 公司（两者兼并）为代表的 FW Pyroflow 型和德国 Babcock 公司的 Circofluid 型。我国东方锅炉厂采用的是 FW 公司的 Pyroflow 型的改进型循环流化床锅炉。北京 B&W 锅炉厂采用的是德国 Babcock 公司的架构和技术。哈尔滨锅炉厂有限责任公司(HBC)与美国 PPC(奥斯龙技术)以及国内的科研单位合作也开发了自己的大型循环流化床锅炉。上海锅炉厂引进美国 ALSTOM 技术、消化吸收自行设计制造了自己的循环流化床锅。由于国内各大锅炉厂商的参与，我国的大型循环流化床技术已趋于成熟。

我国从 60 年代开始对循环流化床锅炉进行研究，并在 90 年代以后和外国公司联合研究并取得了较大发展，通过四川白马 300MW 亚临界示范机组的建设，东锅、哈锅、上锅三大锅炉公司联合引进法国阿尔斯通（ALSTOM）公司 300MW CFB 锅炉设备的许可证技术，开远、秦皇岛、小龙潭、蒙西等一批 300MW 亚临界机组工程相继建成投产。在清华大学的牵头下，研究、开发超临界更大容量的循环流化床锅炉正在攻关。除此之外，无锡华光锅炉股份有限公司也已与美国福斯特惠勒(Foster Wheeler)公司签约，引进 200-330MW 等级循环流化床锅炉许可证技术。现在循环流化床锅炉已发展成熟并在全国广

泛应用。

增压流化床联合循环发电技术(PFBC)

增压流化床联合循环发电机组是以煤为燃料,实现燃气-蒸汽联合循环的机组。由于它在燃料利用上的潜在优势和在有害物质的排放方面又可满足相当严格的环保要求,所以问世以来,深受人们关注。经多年努力,瑞典的 ABBCarbon 公司开发了可供商业运行的 P200 PFBC 机组,并于 1990 年用于斯德哥尔摩的热电站,以适应该国日益严格的环保要求。该型机组由于受到燃气轮机进口温度的限制,在热效率上难有突破。一般循环热效率在 37%~41% 左右。为此于 80 年代初提出了开发第二代 PFBC 机组的设想,主要是让煤在气化炉内进行部分气化反应,所产煤气送入燃气轮机顶置燃烧室内燃烧,其燃烧产物与床内半焦燃烧产生的烟气混合为 1100℃ 左右的燃气进入燃气透平,这样既提高了燃机热效率,又保持了流化床低温燃烧脱氮除硫的特点。此种型式的先进的增压流化床联合循环发电机组一般统称为(APCFBC)。这种机组的发展所遇到的技术难点为 CFB 的大型化、高温热烟气的高温除尘和低热值煤气的低污染燃烧等难题。目前已运行的几座 P200 型机组的运行统计数据如表 3 所示。

表 4 PFBC 机组主要技术经济数据

电 厂	Vartan	Escatron	Wakamatus	Tidd'	Hokkaido
发电效率/%	86(热电联供)	36.4	37.5	33.2	41.2(HHV)
排 放					
NO _x /mg·(MJ) ⁻¹	45	~115	108	65~85	-
SO ₂ /mg·(MJ) ⁻¹	6~30	300~450	50	215	-
90%脱硫 Ca/s 比	2.3	2.0	-	1.8	-
粉尘/mg·(MJ) ⁻¹	<2	<10	-	-	5mg/m ³ (标)
平均当量可用率/%	>90	85~90	-	55	-

资料来源: 电站系统工程

2.2 高效煤炭气化技术

煤炭气化是煤在特定的设备内,在适宜温度及压力下煤中有机质与气化剂(如水蒸气或氧气等)发生一系列化学反应,将固体煤转化为以 CO₂、H₂ 和 CH₄ 等可燃气体为主要成分的生产过程。气化过程发生的反应包括煤的热解、气化和燃烧反应。按气化炉内煤料与气化剂的接触方式可分为固定床气化、流化床气化、气流床气化、熔浴床气化几种。

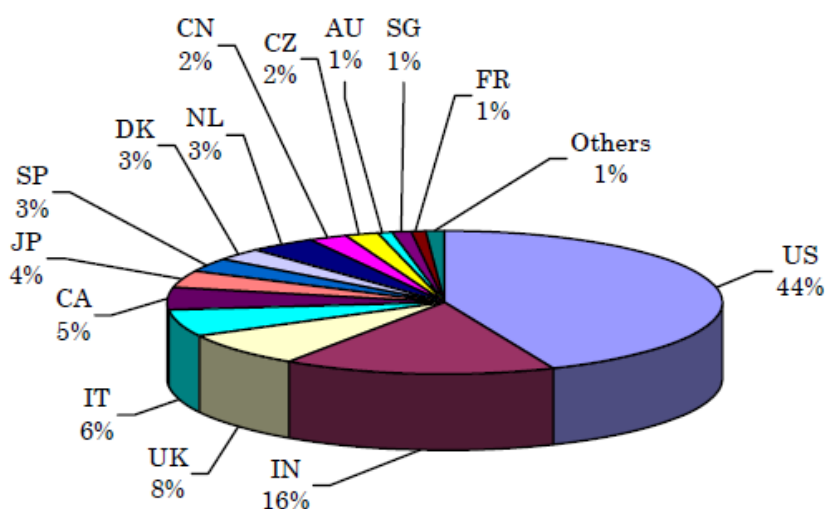
煤气化联合循环系统(IGCC)

集成式煤气化联合循环系统(IGCC)是目前煤炭气化较高效的应用领域之一。美国加州 Daggett 的“冷水(Cool Water)”工程是世界首运成功的示范装置。煤在高温下气化,生成的合成气中含有微量的 H₂S,99%的 H₂S 可用湿法或干法净化工艺除去,净化后的合成气在燃烧室内燃烧推动燃气轮机,再利用烟气余热产生过热高压蒸汽驱动蒸汽轮机发电。由于从每单位燃烧的煤中取得更多的能量,这种集成式发电比传统的蒸汽循环式发电效率高。IGCC 大大提高了煤利用过程的热效率,减少了 CO₂ 的排放量。其突出特点是发电效率高,达 45%以上。IGCC 是目前世界发达国家大力开发的一项高效低污染燃煤发电

技术。在建的上海焦化总厂“三联供”可能成为我国实际运行的唯一的 IGCC 装置。用于 IGCC 的煤气，对热值要求不高，但对煤气净化度，如粉尘及硫化物含量要求很高。

到 2012 年，全球 IGCC 市场预计每年复合增长率在 30.9%，美国预计产能 26310 兆瓦，为全球产能的 44%；中国 1450 兆瓦，为全球产能的 2%（图 3）。

图 3 2012 年全球预计 IGCC 产能分布情况



资料来源：BCC Research、中投证券研究所

与之配套的煤气化一般采用固定床气化、流化床气化、气流床气化。固定床气化工艺耗热量大、碳转化率较低。流化床和气流床气化强度大，对煤种适应性强，生产率高，碳转化率达 99% 以上。自 20 世纪 50 年代初开始发展，已形成了干法加料的 K-T, Shell-Koppers, Shell, Prenfio, GSP 和水煤浆加料的 Texaco, Destec 等。作为第二代气流夹带床气化工艺的原型和成功典型的 Texaco 气化工艺，以水煤浆为气化原料，以氧气为气化。

表 5 IGCC 相对常规煤电站的优势

IGCC vs. 常规燃煤电站	
4%-5%的燃料效率提升	常规燃煤电站的污染问题使得更多利益相关者支持 IGCC
燃料更具弹性	煤，焦炭，生物燃料-可优化燃料来源和成本
耗水量比常规电站减少 20%—30%	
固体污染物排放量仅为常规燃煤电站的 10%	
氮氧化物排放为常规电站的 15%—20%	结合碳捕集技术：更低的捕集成本

资料来源：中投证券研究所

尽管很多国家都有 IGCC 示范机组，热效率也能达 42%~ 43% 左右，但容量都不能和常规火电机组相比，大规模商业运行还有一定路程要走。

据测算，但 IGCC 与碳捕集和存储技术联合 CCS，投资成本可以大大降低。如表 6，考虑 CO₂ 处理，IGCC 相对超临界燃煤机组(SCPC)在供能上有 \$5-\$7/MWh 的成本优势考虑 CO₂ 捕捉及储运后，IGCC 的 CO₂ 减排成本为 \$39/吨 CO₂，燃煤电站为 \$68/吨 CO₂，天然气电厂则升高到 \$83/吨 CO₂。

表 6 各类电厂投资成本比较

电厂类型	投资成本(不含 CO ₂ 捕捉, \$/千 亿瓦特)	投资成本(含 CO ₂ 捕 捉, \$/千亿美元)	CO ₂ 减排成本 (含每 吨 CO ₂ 捕捉存储和运 输) (\$/千亿美元)
富氧燃煤	2200	2500	30-40
燃煤电站	1562	2883	40-51
IGCC	1841	2496	24-30
超临界燃煤机组	1567	2507	40-51
天然气	0.554	1172	60-83

资料来源：BCC Research、中投证券研究所

目前 IGCC 系统极为复杂，技术难题主要有：

- (1) 燃气轮机是 IGCC 系统的关键设备对整机运行可靠性、效率均有很大影响。
- (2) 整体化要求高，系统十分复杂，在诸多的子系统中任何一个发生问题便会影响全局。
- (3) 气化工艺是 IGCC 的经济性和可靠性的关键因素之一，研究大容量运行可靠的气化设备十分重要。
- (4) 整体的协调控制相当复杂。各关联量的时间常数难以统一，影响电站负荷控制。

表 6 3 座 250MW IGCC 示范电站情况

IGCC 电站	荷兰 Dan Koele	美国 Tampa	美国 Wabash River
燃机功率/MW	156	192	192
	< 284	< 313	< 297
蒸汽轮机功率/MW	128	121	105
净发电功率/MW	253	250	261.6
供电效率/%	43 (LHV)	40.1 (HHV)	37.8 (HHV)
气化炉	SHELL 加压氧气气化	Texaco 水煤浆氧气气化	水煤浆氧气气化
燃机进口温度/℃	1 050	1 260	1 260
蒸汽轮机参数	12.5 MPa/510/510 ℃	10 MPa/538/538 ℃	9.75 MPa/543/543 ℃
SO ₂	0.22 g/GWh	0.21 lb/MMBTU	0.1 g/GWh
NO _x	0.62 g/GWh	0.21 lb/MMBTU	0.34 g/GWh
脱硫方法	HVN/COS 水解 SNFNOL-CLAUS-硫	MDEA 甲基二乙醇 化学法	COS-水解 -MDEA-CLAUS-硫
脱硫效率/%	> 97.85	> 96	> 98

资料来源：电站系统工程

2.3 高效煤炭液化技术

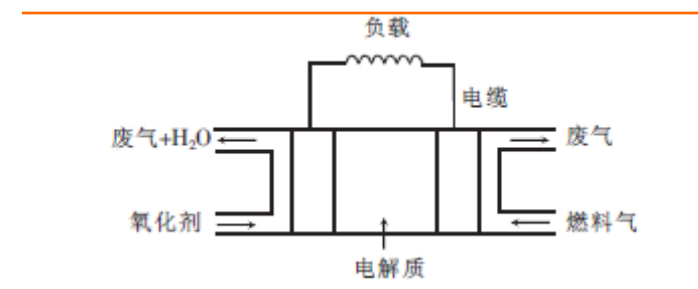
煤炭液化是固体煤在适宜的反应条件下转化为洁净的液体燃料和化工原料的过程。煤通过加氢和加氢裂解反应可以脱除绝大部分杂原子，转化成外观类似石油的煤液体，但与石油的组成差别很大，这一工艺称为煤的直接裂化。自 1973 年以来，美国、德国和日本等发达国家相继开发了许多直接液化新工艺。德国的 200 t/d 新的二段液化 (IGOR) 工艺、美国的 600 t/d 氢煤法 (H-coal) 工艺和日本的 150 t/d NEDOL 工艺是其中的代表。这些新工艺的共同特点是液化条件的改变 (从 490 ℃, 70 MPa 到 450 ℃, 17 MPa)，成本的降低，但仍有研究开发的潜力。我国神华煤采用直接液化，油收率可达 50%~70%。中国的煤炭间接液化始于 20 世纪 80 年代，中国科学院山西煤炭化学研究所开发了固定床两段合成法 (MFT) 合成汽油新工艺，现已进入规模为 2 000 t/d 的工业性试验，并考虑进行工业示范厂的可行性研究。煤炭科学研究院北京煤化学研究所于 1991 年对内蒙古锡林郭勒盟的褐煤和稠油进行高压釜共炼试验，煤和稠油的转化率分别为 89% 和 61%，总油收率为 64.56%。拟采用美国 ARI 公司的成熟技术在内蒙古锡林郭勒盟建年处理 10 万吨的煤油共炼示范厂。

2.4 燃料电池发电技术

燃料电池发电是在一定条件下将氢气、天然气和煤气与空气中的氧气发生化学反应，将化学能转化为电能的过程。只要有燃料和氧化剂供给，就会有持续不断的电力输出，能量转换效率高达 40%~50%。燃料电池除可发电外，还可作为电动汽车的电源，无污染、启动快、电池寿命长、比功率高、比能量高，可用于固定发电系统、现场用电源、分布式电源、空间飞行器电源及交通工具用电源等方面。由于目前燃料电池单位设备造价高，可靠性和寿命有待进一步

考验，仅用于航空航天领域，但它无疑会是今后重点发展的方向。

图 4 燃料电池发电原理



资料来源：电力技术

燃料电池经历了第一代的碱性燃料电池(AFC)、第二代的磷酸型燃料电池(PAFC)、第三代的熔融碳酸盐燃料电池(MCFC)和第四代的固体氧化物燃料电池(SOFC)，现已发展到今天的第五代质子交换膜燃料电池(PEFC)。MCFC与煤气化联合循环结合，将组成高效的洁净煤发电技术，发电效率可达60%~70%。日本大阪工业技术研究所的10W级小型MCFC发电装置累计运行时间已超过4万h，荷兰已组装了10kW的电站，德国、西班牙也有建造MCFC电站的计划。SOFC的燃料适应性最强，本体发电效率可达50%~60%，组成联合循环后的发电效率可达60%~70%，甚至大于70%。若组成热电联产，总热效率可达85%以上。PEFC适用于移动电源，由于材料昂贵，造价过高，美国和加拿大也仅仅发展到260kW固定电站阶段。

中科院大连化物所试制出了2kW~3kW的MCFC试验电池系统，功率密度达到0.1W/cm²~0.15W/cm²。中科院上海硅酸盐研究所已完成1kW的SOFC平板式电池堆。国内在PAFC方面研究很少，但中科院大连化物所在PEFC方面取得了重大进展。2006年，大连化物所研制的75kW级甲醇重整氢源燃料电池系统取得了重要进展，抗CO质子交换膜燃料电池与甲醇催化重整制氢氢源系统实现成功对接并长时间稳定发电。为推动研究成果的转化，2001年4月，大连化物所发起设立了大连新源动力股份有限公司，总股本7700万元人民币，大连化物所持股30%，长城电工(600192)持股34%。大连新源动力产品主要以质子交换膜燃料电池、电池部件、检测设备、评价设备、控制器等为主。

2.5 多联产系统

多联产就是将煤气化技术为龙头的多种煤炭转化技术通过优化组合集成在一起，以同时获得多种高附加值的化工产品(包括脂肪烃和芳香烃)和多种洁净的二次能源(气体燃料、液体燃料、电能等)。不仅可以实现煤炭资源的阶梯利用，达到煤炭资源价值的提升，利用率和经济效益的最大化，而且能做到煤炭利用过程对环境的最友好，并为中国氢能发展提供良好的基础。

美国能源部提出的“展望21(Vision21)”以煤气化为龙头，利用所得的合成气制氢，作为SOFC和燃气轮机组成的联合循环的燃料，转换成电能，能源利用率可达60%以上；在合成气制氢过程中分离出的CO₂用各种途径隔离，形成近零排放的高效能源利用系统。Shell公司提出合成气园的概念，即

以煤的气化或石油、渣油气化为核心，所得合成气用于 IGCC 发电，再进一步生产甲醇和化肥，以及其他一些具有高附加值的化工产品，而且还可以把合成气作为城市煤气供给用户。美国的一些著名大学都在积极开展这方面的研究。目前，多联产煤炭转化技术在中国的发展可以说是刚刚起步。

多联产系统是系统效率高、环境效益好、可实现可持续发展的能源利用系统，是未来国际国内煤化工发展的最优技术。美国研究表明：电、热、甲醇、合成气四联产的基本投资下降 37%，单位能量价格下降 27%，单位煤耗下降 9.2%，CO₂ 排放量减少 22.6%，是最值得推广的高效清洁煤炭转化技术。

2.6 碳捕获与存储 CCS

CO₂ 是产生温室效应的主要气体。现有的回收方法，不适用于燃煤电站的规模。捕获煤在空气中燃烧产生的烟气中的 CO₂，因为浓度低(仅约 20%)，其成本相当高。然而，IGCC 电站却是用煤与蒸汽作用，产生 H₂ 与 CO，它们在燃气轮机中燃烧做功发电，余热回收产生蒸汽供二级汽轮机发电(即所谓联合循环)。如果给气化炉供氧而不是供空气，煤气流中 CO₂ 浓度会更高，可迅速捕获。其成本仅为传统电站的一半左右。而且 IGCC 的进一步发展，将具有水与 CO₂ 进行转换反应的技术环节，所以煤气中基本上只有 H₂、CO 与 CO₂，它在燃烧前就被分离：H₂ 与 CO 用来发电，CO₂ 浓缩加压后，被迅速捕获。

美国每年约有 3 200 万吨 CO₂ 注入地下，有助石油油田的恢复。挪威是世界上第一个工业规模储存 CO₂ 的国家，每年有 100 万吨的压缩成液体的 CO₂，注入海底 1 km 深处存放。

世界上在研究 CO₂ 地理存放问题。预料经几千年后，它依然可挥发。所以主要选择深盐碱地及空废油气田，加以深埋。

表 6 碳捕获和存储技术优缺点

		主要技术	优点	缺点	点评
碳捕获， 成本占整个体系 2/3	燃烧前捕集	煤气化，得到氢气燃烧发电（以煤气化联合循环(IGCC)技术为基础）	目前运行成本最低廉的捕集技术，其前景为学术界所看好	传统电厂无法应用这项技术，需要重新建造专门的 IGCC 电站，建造成本是传统发电厂的 2 倍以上	建设成本高，运行成本低
	燃烧中捕集	富氧燃烧技术	既可以在传统电厂中应用，排出的 CO ₂ 的浓度和压力也较高	制氧成本太高，在经济性上并没有太大优势	
	燃烧后捕集	主要针对传统的燃煤方式，将烟气中的 N ₂ 和 CO ₂ 分离，大规模	可直接应用于传统电厂，投入相对较少。其中化学吸收	设备运行的能耗和成本较高	建设成本低，运行成本高

		模化的工业分离方法，如化学吸收法、物理吸附法、膜分离法、化学链分离法	法被认为市场前景最好，受厂商重视程度也最高		
	含盐咸水层封存	将二氧化碳封存于距地表 800m 以下的咸水层当中		目前尚不能实施咸水层封存，这项技术的投资也较大	
	油气层封存	废弃油气层封存和现有油气层封存，后者被认为是未来的主流方向：二氧化碳强化采油 (CO ₂ -EOR) 技术			
碳封存，成本占整个体系 1/3	煤层封存	将 CO ₂ 注入比较深的煤层当中，置换出含有甲烷的煤层气	具有一定的经济性。但必须选在较深的煤层中	问题在于 CO ₂ 进入煤层后发生膨胀反应，导致煤层的空隙变小，注入 CO ₂ 会越来越难，逐渐再也无法注入	
二氧化碳运输	管道运输和罐装运输				

资料来源：中投证券研究所

从长远来看，发展先进的燃煤技术以提高煤的利用率是既经济又有实效的战略。从整个发电技术来看，煤气化联合循环发电技术和超临界蒸汽参数锅炉将会成为发电设备的主流。但由于这两种技术的难度较大，目前在我国尚不易实现。因此从短期来看，发展适合我国国情的洁净煤燃烧技术成为当务之急。目前国际上已投入使用或已基本成熟的高效清洁燃煤发电技术主要有四种：整体煤气化联合循环(IGCC)、增压流化床燃烧联合循环(PFBC)、常压循环流化床燃烧(CFBC)和超(超)临界煤粉炉蒸汽循环加烟气脱硫和氮的氧化物还原。现阶段 IGCC 电站的比投资费用要比常规的有 FGD 的煤粉电站要高出 20% 左右，但其发电成本却比后者低，而且商业化还存在一定的问题，近期都不可能在我国投入大规模工业应用；PFBC 也遇到相似的问题。超(超)临界煤粉炉蒸汽循环加烟气脱硫和氮的氧化物还原是世界上成熟、先进的技术，国际上应用最广。目前我国大陆已经投入运行的超临界机组 30 余台，但由于其中的焊接等一些关键技术没能完全掌握，与亚临界机组相比超(超)临界机组故障率较高、需维修时间长。而且其核心部分高耐热性奥氏体钢能够达到国内自主供货还需要几年。相比之下，循环流化床燃烧技术成熟，现行和运行成本都较低，在保证高效燃烧的基础上能显著降低废弃物排放，可以满足目前世界上最严格的环保标准。所以，无论是新电厂还是旧厂改造，循环流化床锅炉都是我国现阶段切

实可行的技术选择。

三、受益于清洁煤技术的投资标的推荐

我们认为，中长期而言中国以煤为主的能源格局很难发生根本改变，提高煤炭利用效率、减少煤炭污染物及碳排放、发展清洁煤发电技术具有战略意义。我们认为，一方面 IGCC 电站将有望成为未来煤电主，但是由于初期投入成本高、技术成熟期还有待到来，可作为长期关注的标的；另一方面循环流化床燃烧技术成熟，现行和运行成本都比较低，在保证高效燃烧的基础上能显著降低废弃物排放，可以满足目前世界上最严格的环保标准，具备明确的成本和技术商业化优势。

我们看好清洁煤发电设备行业，推荐具有核心设备能力和估值优势的相关上市公司，推荐的次序依次是：凯迪电力（全球领先的且具有自主知识产权的高温超高压循环流化床锅炉燃烧技术）、科达机电（清洁煤气化炉）、华能集团（国内首个具有商业规模的 IGCC 发电厂）、华光股份、东方电气、海陆重工、国电南自。

投资评级定义

公司评级

强烈推荐: 预期未来 6~12 个月内股价升幅 30%以上
推荐: 预期未来 6~12 个月内股价升幅 10%~30%
中性: 预期未来 6~12 个月内股价变动在 $\pm 10\%$ 以内
回避: 预期未来 6~12 个月内股价跌幅 10%以上

行业评级

看好: 预期未来 6~12 个月内行业指数表现优于市场指数 5%以上
中性: 预期未来 6~12 个月内行业指数表现相对市场指数持平
看淡: 预期未来 6~12 个月内行业指数表现弱于市场指数 5%以上

分析师简介

马衡, 中投证券研究所新能源行业研究员。复旦大学理学硕士, 浙江大学工学双学士。曾任美国陶氏化学亚太区核心研发中心高级工程师, 从事新能源相关的产品开发和市场推广。2009 年加入中投证券研究所。

熊琳, 中投证券研究所电力设备行业分析师, 上海财经大学财务管理硕士。主要研究覆盖公司: 荣信股份、思源电气、国电南瑞、平高电气、许继电气、置信电气、国电南自、东方电气、特变电工、金风科技等。

免责声明

本报告由中国建银投资证券有限责任公司(以下简称“中投证券”)提供, 旨在派发给本公司客户使用。未经中投证券事先书面同意, 不得以任何方式复印、传送或出版作任何用途。合法取得本报告的途径为本公司网站及本公司授权的渠道, 非通过以上渠道获得的报告均为非法, 我公司不承担任何法律责任。

本报告基于中投证券认为可靠的公开信息和资料, 但我们对这些信息的准确性和完整性均不作任何保证。中投证券可随时更改报告中的内容、意见和预测, 且并不承诺提供任何有关变更的通知。

本公司及其关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券头寸并进行交易, 也可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。

本报告中的内容和意见仅供参考, 并不构成对所述证券的买卖出价。投资者应根据个人投资目标、财务状况和需求来判断是否使用报告所载之内容和信息, 独立做出投资决策并自行承担相应风险。我公司及其雇员不对使用本报告而引致的任何直接或间接损失负任何责任。

中国建银投资证券有限责任公司研究所

公司网站: <http://www.cjis.cn>

深圳	北京	上海
深圳市福田区益田路 6003 号荣超商务中心 A 座 19 楼 邮编: 518000 传真: (0755) 82026711	北京市西城区闹市口大街 1 号长安兴融中心 2 号楼 7 层 邮编: 100031 传真: (010) 66276939	上海市静安区南京西路 580 号南证大厦 16 楼 邮编: 200041 传真: (021) 62171434