

市场数据(人民币)

市场优化平均市盈率	18.90
国金公用事业及环保产业指数	2677
沪深300指数	4269
上证指数	3279
深证成指	12495
中小板综指	12798



相关报告

1. 《Q2 水电电量超 19 年丰水年水平-《2022-07-17...》, 2022.7.17
2. 《新型储能准许“独立”, 储能发展新机遇-《2022-07-10...》, 2022.7.10
3. 《欧洲天然气价突破煤气转换区间-《2022-07-03 行业周报...》, 2022.7.3
4. 《5 月用电: 下游多板块降幅收窄-《2022-06-26 行业周报...》, 2022.6.26
5. 《Freeport 港口事故或致欧洲供气进一步紧张-《2022-...》, 2022.6.20

中、欧何以比美国更坚定低碳转型之路?

投资建议

- **风、光伏发电板块:** 从美、英历史能源转型的路径及驱动因素可以看到政策扶持、技术进步对于转型的催化作用。从能源成本的比较可以看到当前中、欧新能源转型的动力十足。在经历光伏、陆风、海风走向平价上网、补贴逐步退坡带来的抢装潮后, 我国新能源转型渐入佳境, 行业迈入成熟发展阶段。我们预计“十四五”期间新能源装机将保持高增长态势。新增装机驱动因素包括大基地规划和电力市场建设给绿电带来的利好。建议关注光伏、风电中游产业链(电新覆盖)、建议关注下游绿电运营商三峡能源。
- **电网板块:** 电网需求伴随风光大基地建设而起, 同时在宏观经济上发挥“稳增长”的逆周期调节作用, 电网(特高压)投资有望超预期。建议关注电网建设中主要硬件供应商许继电气、平高电气(电新覆盖)。

行业观点

- **中、欧清洁能源转型目标明确、力度更强。** 欧洲 REPowerEU 规划至 2030 年, 可再生能源占比 40% 以上(45% 最新目标仍在博弈中), 实现 480GW 风电总装机、420GW 太阳能总装机; 中国规划至 2030 年, 风光装机总容量达 12 亿千瓦(对应 1200GW)。美国虽提出“去碳”步调向欧洲看齐, 但在美国能源署 EIA 的预测下 2030 年化石能源消费占比将高于中、欧。中、欧清洁能源转型目标明确、力度更强。
- **以史为鉴, 能源转型不变的方向之一是对能源安全的考虑; 之二是能源消费的清洁化。去依附目标、经济性目标、技术突破、政策支持共同推动能源转型。** (1) 英国: 80 年代受困于本土油气资源投资效益不高而造成国内供给不足、进口增多。在去依附目标下, 体制改革政策促进北海油气田的投资; (2) 美国: 受困于两次石油危机下进口供给不足。伴随技术突破+税收政策扶持, 页岩气国内供应短期高增。(3) 中国: 近 10 年光伏技术突破+政策补贴, 国内新能源装机规模高增, 光伏中游产业链的多个环节全球市占率高。
- **去依附和经济性目标是中、欧当前积极转型的动因:**
 - ✓ 一方面, 对外依附导致化石能源成本高: (1) 短期: 后疫情时代的需求修复, 与俄乌冲突带来的化石能源出口减少形成供需矛盾。具体体现为中国煤炭进口困境, 需通过国内增产抵消部分影响; 欧洲天然气进口困境, 考虑气转煤来降低用气需求。(2) 长期: ESG 抑制化石能源投资, 开采年限要求、储采比数据表明投资不具备长远预期。具体体现为煤炭投资分化、天然气投资滞后。
 - ✓ 另一方面, 新能源成本已具备比较优势: 中、欧新能源相比化石能源更具成本优势, 美国化石能源成本优势在收窄。

风险提示

- **电力板块——电源:** 新增装机容量不及预期; 下游需求景气度不高、用电需求降低导致利用小时数不及预期; 电力市场化进度不及预期; 补贴退坡影响新能源发电企业盈利等。
- **电力板块——电网:** 装机需求不及预期; 电网投资不及预期等。

1、中、欧、美清洁能源转型的力度不同

- **中、欧加大可再生能源开发力度的意愿更高，这一逻辑基于两个事实：**（1）在中国及欧洲多数地区，新能源与煤炭、天然气发电相比，经济性已经较为突出；而美国由于自身能源禀赋优势，新能源成本的比较优势仍不显著。（2）在中、欧，化石能源对外依存度仍然较高、存在能源安全风险、加上地缘政治恶化导致的化石能源成本还在上升。
- ✓ **欧盟：**5月18日，欧盟委员会公布“欧盟再生能源计划”(REPowerEU Plan)，并将其在“Fit for 55 (FF55)”计划下的**可再生能源目标从之前的40%提高到2030年的45%**。为了减少对俄罗斯化石燃料的依赖，欧盟计划在**2025年前实现超过320 GW的交流太阳能光伏并网目标，并到2030年进一步扩大到600 GW**。其中到2026年所有屋顶面积大于250平方米的公共建筑和商业楼必须安装屋顶光伏，所有符合条件的现存楼栋也需要在2027年安装完成，而2029年后所有的新建住宅楼都需要强制安装屋顶光伏。该计划**总投资2100亿欧元**，其中860亿欧元用于建设可再生能源，270亿欧元用于氢能设备，370亿欧元用于生物甲烷生产，其他用于电网能效改造等方面。
- ✓ **中国：**中国目前的2030年风光装机总容量目标为12亿千瓦，随着风电与光伏的成本不断下降，而煤炭受到国际煤价中长期高位运行及国内增产难度大等因素影响，叠加经济低迷对新兴投资的需求，有必要加大新能源投资，我们认为国内或将在2023年进一步滚动编制相关能源与电力规划，提高新能源占比。
- **美国可再生能源支持政策的提出建立在美国已实现能源独立的基础上，与中、欧维护能源安全的目的有一定差异。**其本质目标包括：（1）掌握国际话语权，加大全球化影响（重新加入《巴黎气候协定》）；（2）掌握清洁能源源头技术创新（CCUS等）；（3）以新能源投资拉动疫情后经济复苏。
- ✓ **美国：**拜登发布14057号行政令，声明**2035年实现电力部门无碳污染，2050年实现全经济净零碳排放**的目标。其中包括2035年实现新增整车100%零排放，2027年实现新增轻型载货汽车100%零排放；2045年实现净零碳排放的建筑组合等细化目标。为实现该目标，美国能源部计划到2025年，将批准25GW的光伏发电、陆上风电和地热发电项目；到2030年，将新增海上风电装机30GW，降低太阳能发电成本60%。此外，拜登还政府提出1.6万亿美元用于现代化基建投资，其投资项目中包含电网建设、居民和工业部门电气化所需配套设施建设、改造建筑提高能效等；4000亿美元用于清洁能源技术创新，重点支持储能、CCUS、核电小堆、绿氢等下一代“前沿”零碳技术的研发。

图表1：欧、中、美可再生能源发展计划

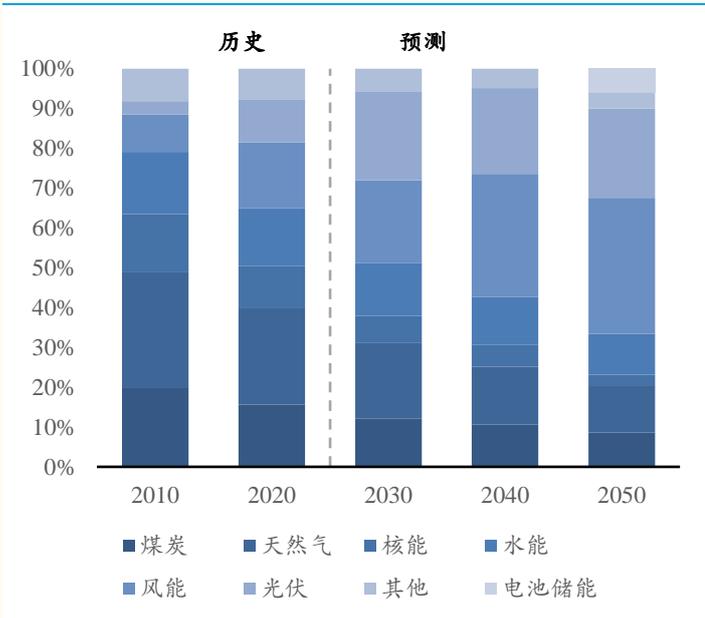
	2030年目标	5月新计划（尚在博弈阶段）
欧盟 REPowerEU	480GW 风电，420GW 太阳能 可再生能源占比 40%	480GW 风电，600GW 太阳能 可再生能源占比 45%
中国	风电、太阳能发电总装机容量将达到12亿千瓦	/
美国	能源部：新增海上风电装机30GW，降低太阳能发电成本60%	/

来源：REPowerEU，国金证券研究所

- **中、欧、美发展可再生能源的出发点不同，导致对可再生能源发展目标的执行力度不同。**虽然美国提出2030年减排50-52%，2050年实现碳中和的纲领性目标，“去碳”步调向欧洲看齐，但因美国国内油气对外依存度低、价格较低，无补贴情况下可再生能源发电的经济性对比传统化石能源尚不具备比较优势。据美国能源信息署（EIA）预测，到2050年，OECD 欧洲

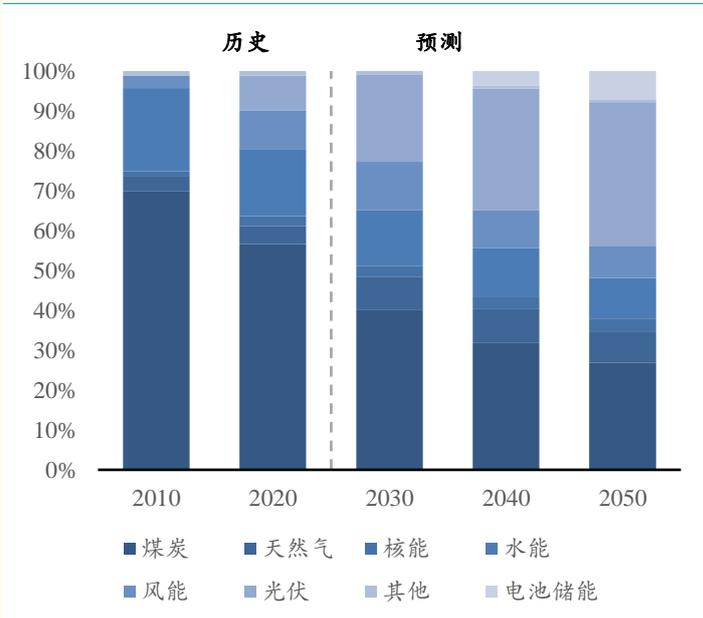
和中国风、光和电池储能装机占比分别将达到 62.6%和 51.2%，而预计 2050 年美国风、光及电池储能装机占比将低于中、欧，达到 40.7%。

图表 2：2010-2050 年 OECD 欧洲不同能源装机占比变化



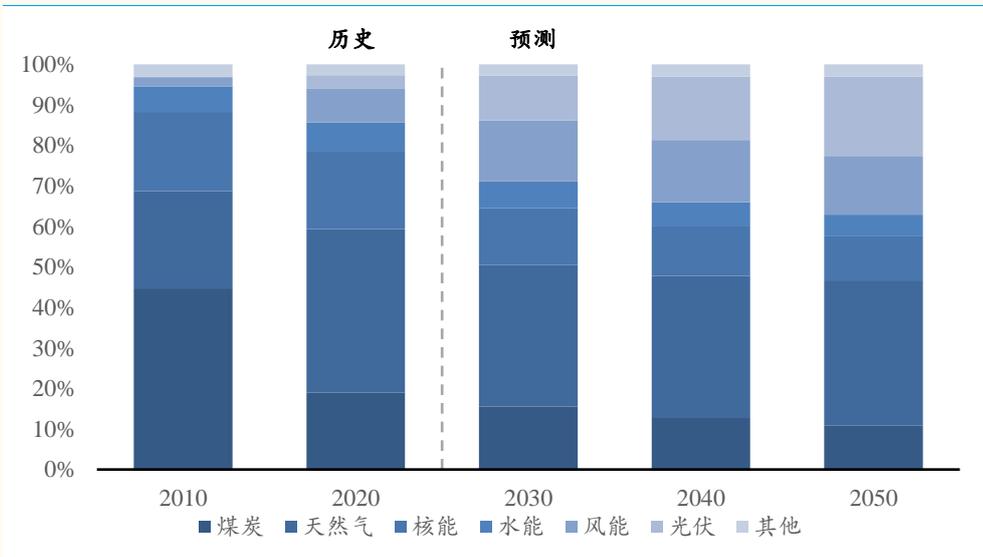
来源：EIA，国金证券研究所

图表 3：2010-2050 年中国不同能源装机占比变化



来源：EIA，国金证券研究所

图表 4：2010-2050 年美国不同能源装机占比变化



来源：EIA、国金证券研究所

2、以史为鉴，多因素驱动能源转型

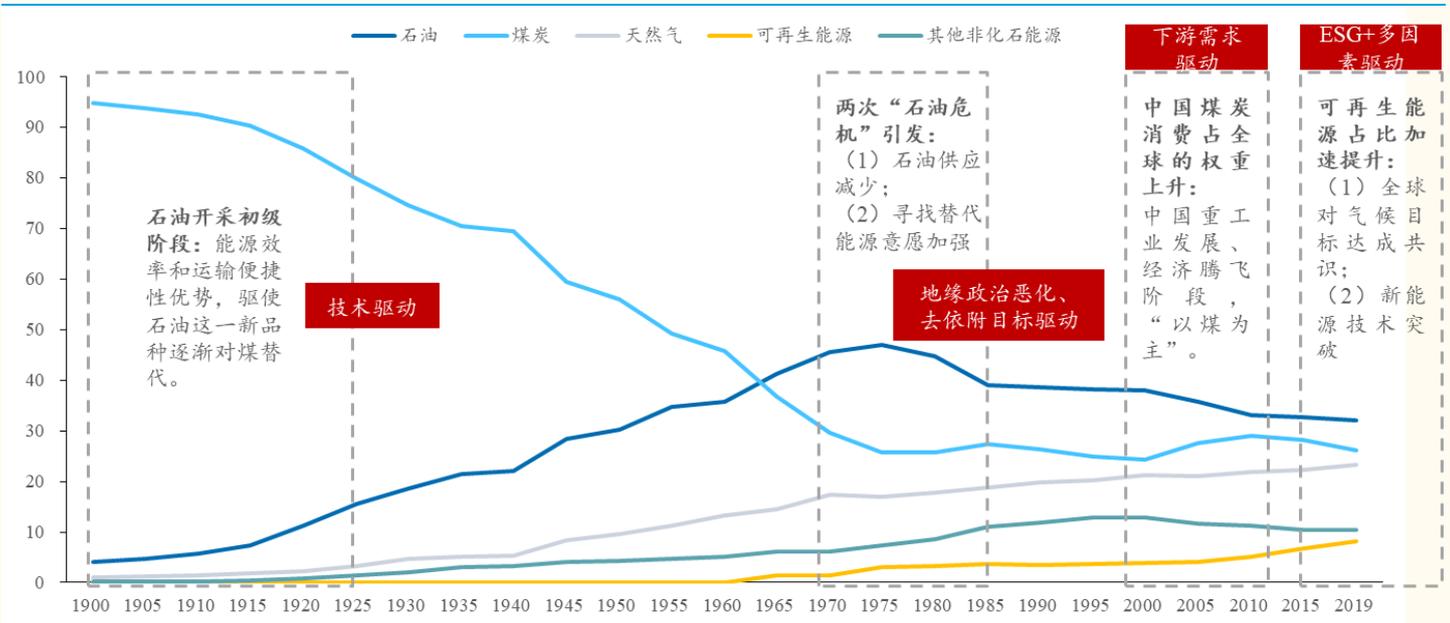
- 从英国和美国历史上的能源转型路径比较来看：促使转型发生的影响因素有所不同：(1) 英国受困于本土油气资源投资效益不高而造成的国内供给不足，对外依附大幅上升。(2) 美国受困于两次石油危机下进口供给不足，用能成本大幅上升；转型路径具有相似性，政策作用突出：(1) 英国通过先国有化后市场化的政策促进北海油气田的投资，降低对外依附、提升用能价格的比较优势。(2) 美国通过市场化+税收政策扶持页岩新技术的发展，天然气国内供应短期高增、实现能源替代、用能经济性提高。

- 从中国近 10 年新能源转型路径来看：新能源技术突破，加上政策补贴扶持的发展路径与美国页岩革命有相似之处。页岩气的开发帮助美国在 2017 年拜托对外依附、成为了天然气净出口国；而国内光伏产业链发展至今，中游多个环节产品已成为全球主要产地。

2.1 多因素驱动下，历史上能源消费更迭

- ✓ 1900~1975 年：技术驱动“煤转油”。在石油开采初级阶段，石油这一新品种在能源效率和运输便捷性优势，逐渐对煤形成替代。
- ✓ 1970~2000 年：地缘政治恶化、去依附目标驱动“油转气”。两次“石油危机”引发石油供应减少；欧美发达经济体受影响较大、寻找替代能源意愿较强。
- ✓ 2000~2010 年：中国下游需求驱动“用煤回升”。中国的资源禀赋决定了“以煤为主”的能源消费结构，随着 2000 年以来重工业发展，中国处在经济腾飞阶段，中国煤炭消费占全球的权重上升。
- ✓ 2010 年至今：ESG+多因素驱动可再生能源发展。可再生能源占比加速提升，一方面全球对气候目标达成共识，带来 ESG 投资风气；另一方面新能源技术突破、新的地缘政治问题出现等多因素引发了全球范围内新一轮的能源转型。

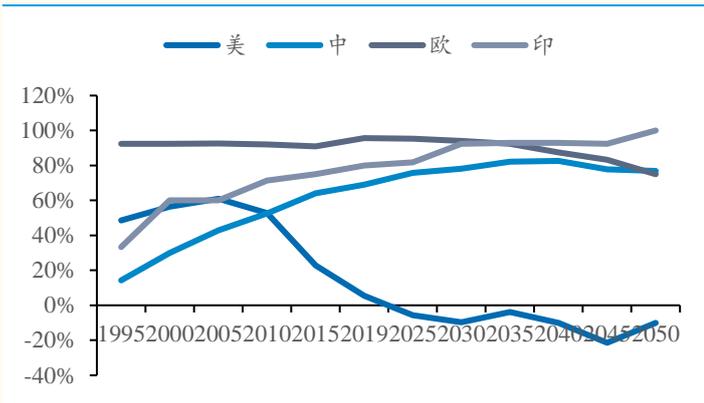
图表 5：1900~2019 年全球能源消费结构演变



来源：BP、国金证券研究所

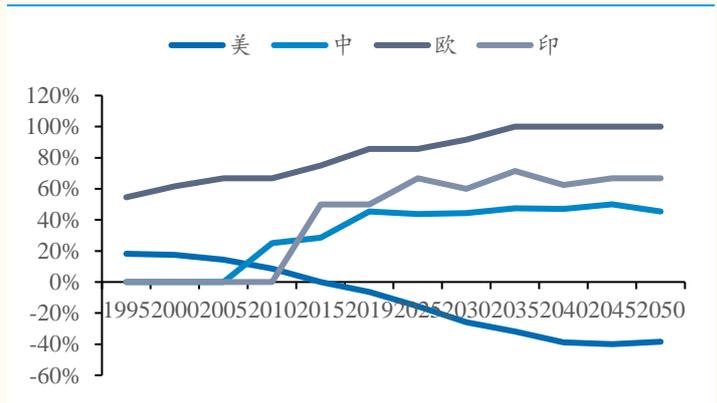
- 去依附（降低对外依存度）是不变的转型方向之一。
- ✓ 美近 20 年能源去依附成效显著。随着本国的资源禀赋被发现，使得美国拜托了对外依附，在油气方面成为了能源净出口国。
- ✓ 中国对外依存度增速放缓。中国为产煤和用煤大国，在积极的去煤化过程中。煤炭对外依附逐步降低；由于贫油贫气，油气对外依存度仍分别接近 50% 和 60%，但占比增速放缓。
- ✓ 对外依存度和用能经济性高度关联。通常而言，伴随着能源对外依存度的下降，表明国内内部供应与需求间的关系趋于平稳，用能成本可控，用能经济性也会随之提升。在下文美国 20 世纪末能源转型的历史案例中可见此结论。

图表 6：1995-2050 年美中欧印石油对外依存度占比变化



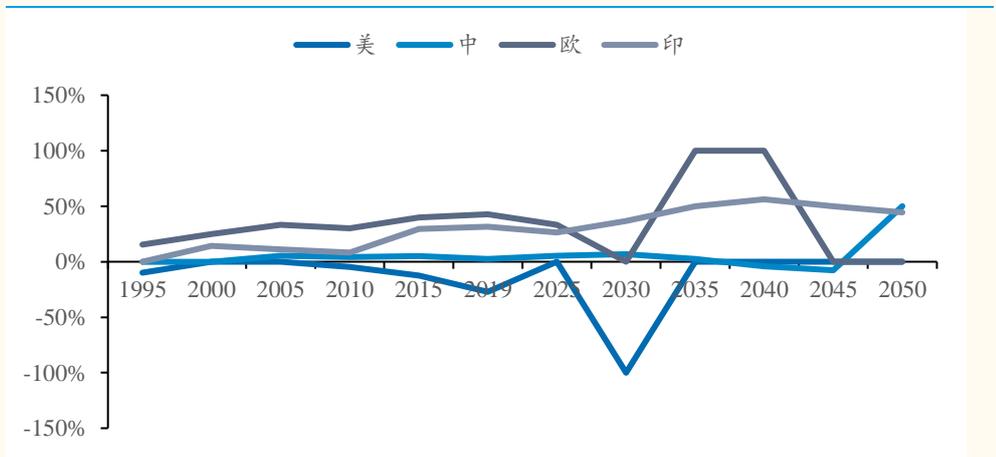
来源：BP，国金证券研究所

图表 7：1995-2050 年美中欧印天然气对外依存度占比



来源：BP，国金证券研究所

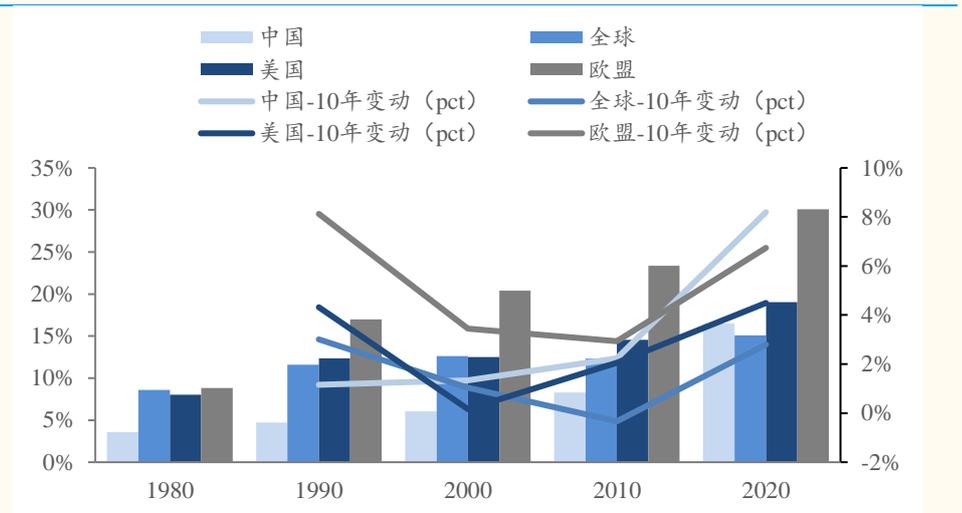
图表 8：1995-2050 年美中欧印煤炭对外依存度占比变化



来源：BP、国金证券研究所

- **清洁化是不变的转型方向之二。**自 1980 年代至今，全球范围内能源清洁化进程是向前发展的，包括核能、水利、光伏、风电、生物质能等在内的非化石能源消费比重提升显著。尤其是 2010~2020 年的近 10 年来，得益于新能源技术的大发展，10 年占比提升幅度接近 1990 年的历史高值（当时三代核电技术发展、核电占比提升起到拉动作用），中、欧转型积极性高。

图表 9：美、欧、中、全球清洁能源消费比重比较

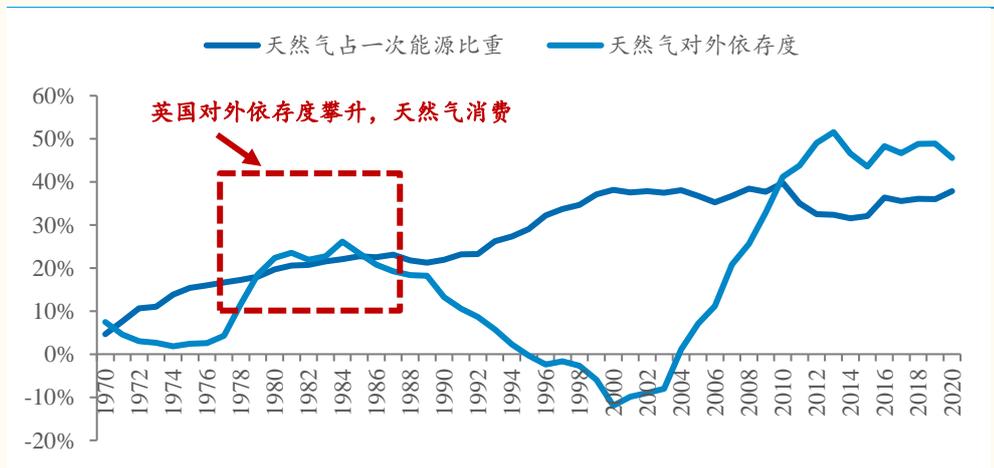


来源：BP、国金证券研究所

2.2 英国能源转型：资源禀赋的新发现是转型起点，政策促进投资效益改善是转型驱动力

- 英国大规模煤转气始于 60 年代北海油气田的发现。为改善煤炭造成的严重污染，英国自 50 年代开始积极发展天然气工业；60 年代初，北海油气田被发现，为英国从人工煤气转向天然气提供基础。
- 本国有可靠的供应源、但投资不足使得 80 年代对外依附高升。80 年代的英国，由于限价收购和税赋等原因，石油公司对北海油气田的投资收益不高、积极性不强，为避免天然气消费因供应短缺而难以保障，天然气对外依附度攀升。

图表 10：1970-2020A 英国天然气消费占比和对外依存度情况 (%)



来源：BP、国金证券研究所

- 英国能源转型通过政策引导和支持，在天然气产业发展的不同阶段，充分发挥国有化和市场化的优势。在导入期和快速成长期发挥垄断国企“集中力量办大事”的优势，初期不计成本投入，兴建管网等基础设施，快速建立对其他能源的竞争优势。在缓慢增长期和成期心回归市场化，提高有限社会资源的利用效率。只有兼顾经济性和可靠性，才能让天然气产业长期良性发展。
- 初期：天然气发展初期需要国有化整合资源。早期英国天然气市场参与者数量多、分布广，呈无序竞争状态。政府出台一系列法律，规范天然气产

业的发展；设立大型国有天然气公司 BG，利用垄断国企的特殊地位整合资源，在初期不计成本快速确立天然气对煤和油的竞争优势。

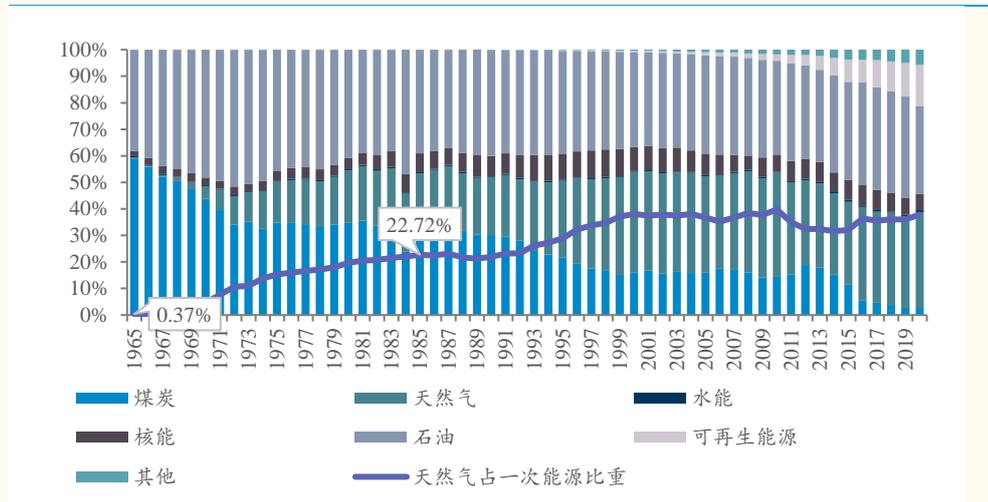
- ✓ **灵活调整税收制度，使北海油气田保持投资吸引力。**由于限价收购和税赋等原因，7、80 年代石油公司的投资收益不高。为此，政府频繁修改税制以恢复英国北海的投资吸引力。1983 年后，油气税收制度作出重大调整，优惠的税收政策挽救了 70 年代后期效益下降的油气产业，为北海成功吸引了投资商。在政策支持和 BG 不计成本的大量投入下，1965-1985 年间，英国天然气产量由 0.17 bcm 增加到 39.28 bcm；高压输气管网由 315 公里增加到 2399 公里；天然气的消费量从 0.81bcm 增加到 51.29bcm，其在一次能源中的占比也由 0.37% 上升至 22.72%。

图表 11：英国天然气产业国有化改革与“引投资”的产业政策

政策年份	政策名称	政策内容
1948 年	《天然气法案》	将 1064 家地方私营企业划归 12 个地区委员会，由英国燃气理事会 (British Gas Council) 统筹管理
1964 年	《大陆架法》	为北海油气田的国际招标和勘探确立公平竞争的环境，吸引国际投资
1965 年	《天然气法》	规定“未经同意，任何海上作业者不得将天然气提供给英国本土的私人或企业”，确立了英国燃气理事会对天然气开发和管理的职责
1972 年	修改《天然气法案》	改组燃气理事会，成立集勘探与生产、采购、输配以及分销为一体的国有天然气企业，即英国天然气公司 (British Gas Corporation, 简称 BG)。

来源：BP，国金证券研究所

图表 12：1965-2020 年英国能源消费结构和天然气占一次能源消费比重情况 (%)



来源：BP，国金证券研究所

- **后期：市场化改革是英国能源转型的最后一阶段。**为解决市场缺乏竞争导致社会资源分配效率低下，阻碍天然气产业长期良性发展的问题，考虑到输气网络已初具规模、具备市场化条件，政府出台一系列法律，为天然气市场恢复竞争活力提供法律依据。反垄断过程中还建立了信息披露制度与平台、使行业信息变得公开透明，进一步保障了英国天然气交易的效率。

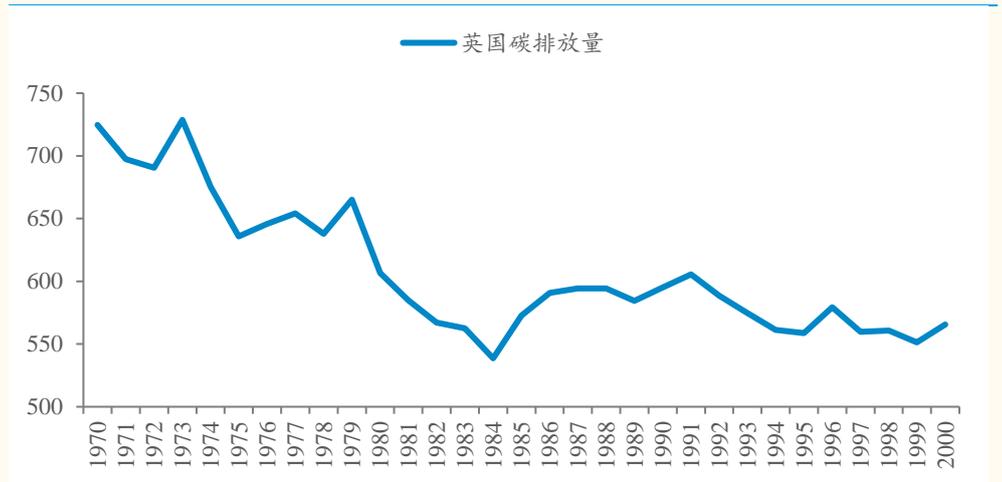
图表 13：英国天然气产业国有化改革与“引投资”的产业政策

政策年份	政策名称	政策内容
1982 年	《石油天然气企业法案》	在天然气分销领域引入竞争者，且规定竞争者可使用 BG 的管网输送天然气。但由于运销未剥离和监管不当，该法案未对 BG 的垄断地位造成影响
1986 年	再修《天然气法案》	确立对 BG 进行股权私有化；废除 BG 的独家分销权利；制定天然气分销商许可证制度；引入第三方准入机制；将市场分为批发、合同与零售三类；开放大型工业用户市场；设立天然气分销总干事；成立行业监管机构天然气市场办公室（Office of Gas Supply，简称 Ofgas），对 BG 拥有自然垄断设施和专营权的业务领域进行监管、保证准入机制的执行等
1988 年	《90:10 法令》	规定 BG 与气田签订的购气量不得高于该气田产量的 90%；要求 BG 按无歧视原则定价，并公布价格计划以及管网与储气设施的储运情况
1992 年	《公共服务事业竞争与服务法》	要求降低合同市场准入门槛；向独立分销商开放储气库使用权
1995 年	第四次修改《天然气法》	推进天然气管输与储运设施第三方准入机制；创立许可证制度，通过许可证之间的相斥制度分离垄断与竞争业务
1996 年	《天然气管网准则》	规定了管网使用者的权利与义务、管道公司的运行方式和保持管网系统平衡的手段，以保证天然气管网的平稳运行，完善市场制度

来源：BP，国金证券研究所

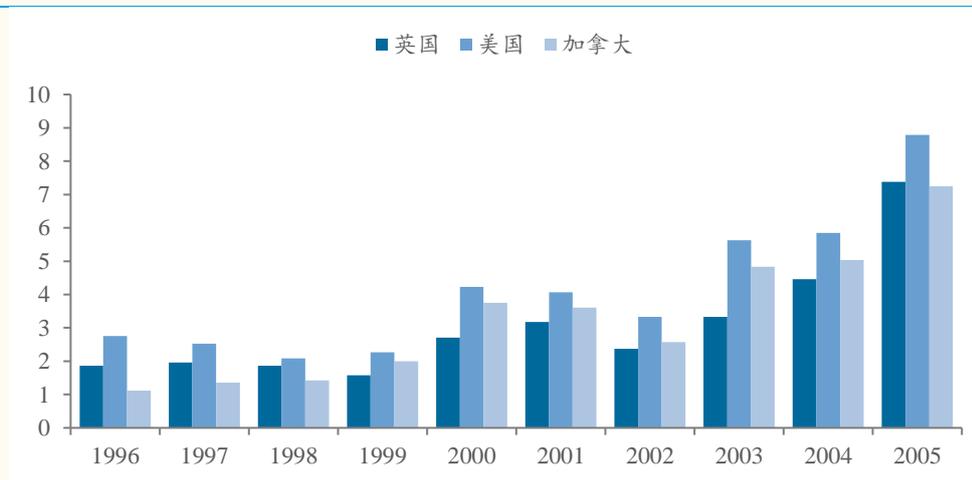
- 实现能源转型，为英带来能源安全、经济性多点利好
- 环境和能源安全得到改善：北海油气田的发现和政策支持下的大力推广帮助英国快速提高了天然气消费占比，降低了天然气对外依存度，并使得 90 年代平均碳排放量较 70 年代下降了 14.03%。
- 较低的对外依存度使英国用气成本低于同期对外依存度较高的美国：自 1984 年起，英国天然气对外依存度持续下降。1992-2005 年间，英国天然气对外依存度一直维持在 10% 以内。在此期间，英国天然气用能成本长期低于当时对外依存度攀升的美国，而与一直以来是天然气出口国的加拿大较为接近。

图表 14: 1970-2000 年英国碳排放情况 (百万吨二氧化碳)



来源: BP、国金证券研究所

图表 15: 1996-2005 年英国、美国和加拿大天然气价格情况 (美元/百万英热)

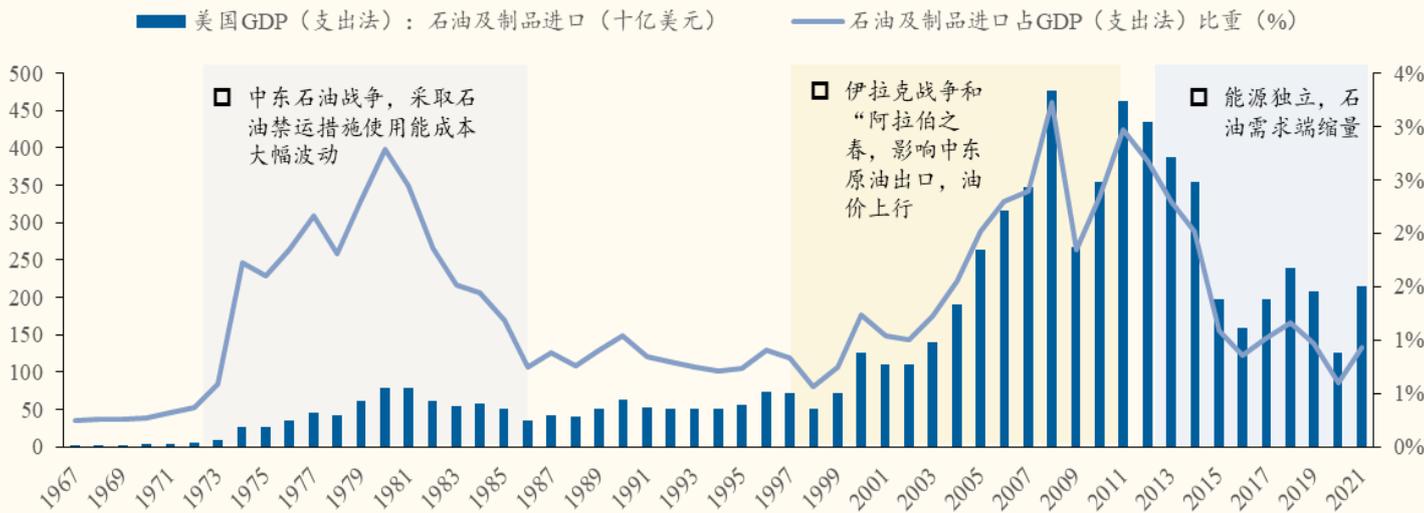


来源: BP、国金证券研究所

2.3 美国能源转型: 地缘政治影响外来供给是转型起点, 政策扶持新技术替代是转型驱动力

- **地缘政治影响能源外来供给是转型起点:** 原油供给具有区域性特点, 价格波动影响则是全球性的。美国历史上两次原油进口成本大幅波动均与主要产油地区中东的政治局势恶化、进口供给受限有关, 事件发生催生了美对能源独立的诉求。
- ✓ **20 世纪 70~80 年代:** 美国国内石油和天然气需求在当时已经超过了国内生产水平, 进口需求不断增加; 1973 年阿拉伯国家对美国采取石油禁运措施以后, 世界原油价格疯涨到原来的 4 倍, 美国用能成本大幅提升。
- ✓ **2000~2008 年:** 伊拉克战争和“阿拉伯之春”事件在多年里影响了中东地区的原油出口, 国际原油价格暴涨, 美国用能成本再次高涨。
- ✓ **2009 年后:** 页岩技术大规模应用后, 石油在一次能源消费占比和进口依存度两方面同时下降。

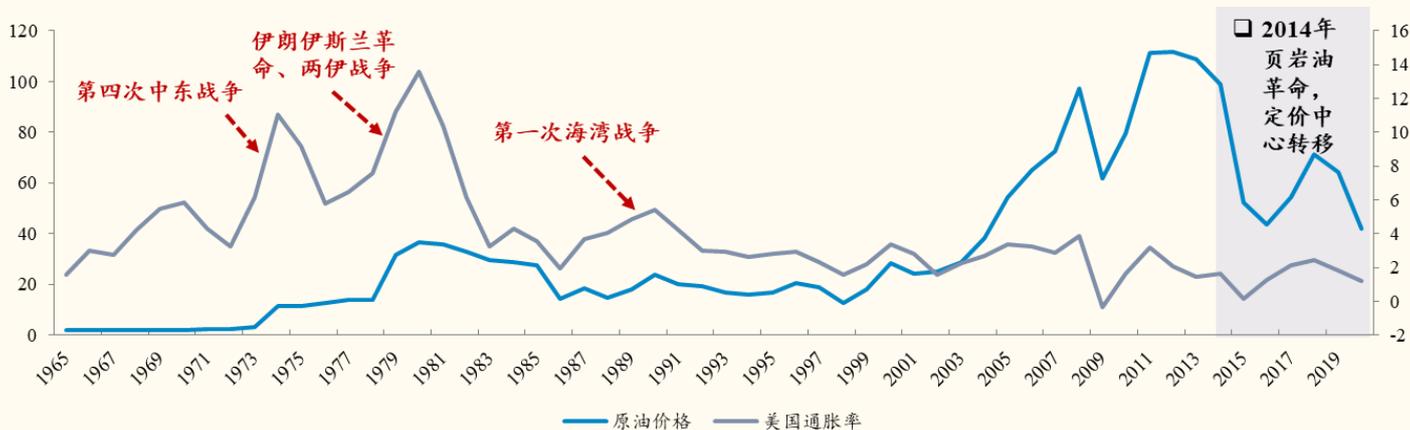
图表 16：历史上美国石油及制品进口支出情况



来源：BP、Wind、国金证券研究所

- 20 世纪三次石油危机引发世界原油价格飙升，严重打乱欧美经济体的经济发展步调，同时催生了通胀加速，用能经济性受到威胁。1973 年 10 月，第四次中东战争爆发，阿拉伯国家为打击以色列及其支持国，宣布禁止石油运输并减产；1978 年底，伊朗爆发伊斯兰革命，至 1979 年 3 月初暂停石油输出；1980 年，两伊战争爆发，两大石油输出国产量锐减；1990 年，第一次海湾战争爆发，欧美国家对伊拉克实施制裁，对伊拉克实施石油禁运。

图表 17：世界原油价格与美国通胀情况（美元/桶，%）



来源：Wind、国金证券研究所

- 市场化+税收政策支持，扶持新技术走向商业化成熟。
- ✓ 早期跨州价格管制引发天然气供需错配。六十年代，全国性跨州天然气基于历史成本统一定价，天然气价格涨幅远低于替代能源，用气需求扩大但上游利润微薄、开采动力不足，引发了供需错配。
- ✓ 市场化改革+税收政策引导，是页岩技术从技术突破到商业化成熟的重要

基础之一。价格变动可传导+下游可自由购气标志着市场化的成熟，叠加各类税收政策对非常规气补贴延长、范围扩大的支持下，页岩技术应用规模扩大、走向成熟。据美国康菲国际石油公司估计，80年代~90年代政策优惠占到了非常规气开发利润的近30%。

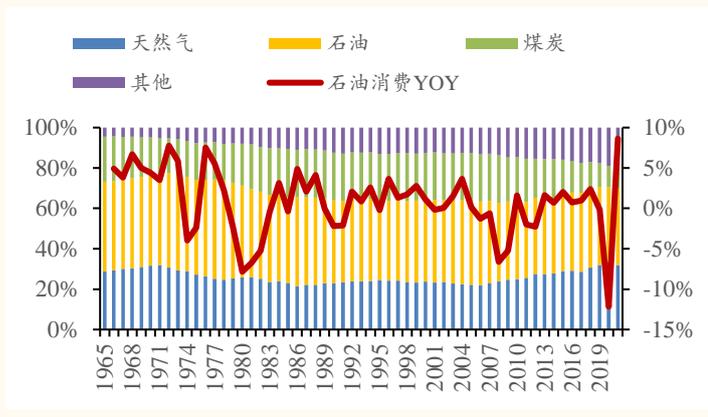
图表 18：2000 年前后美国天然气产业市场化改革与税收补贴政策

政策类型	政策年份	政策名称	政策内容
市场化改革	1978 年	《天然气政策法》	取消了监管机构对跨州交易天然气的定价权和审批权，不再监管 1977 年 4 月 20 日后开始生产的天然气及高成本气、深井气等天然气的价格，价格变动可向下游传导
	1992 年	《FERC 第 636 号令》	管输价格定价、能力配置的市场机制逐步完善，运、销解绑，实现完全市场化
税收补贴	1980 年	《能源意外获利法》	对非常规能源开发实施长期的税收补贴，并专门设立了非常规油气资源研究基金
	1990 年 / 1992 年	《税收分配的综合协调法案》 / 《能源税收法案》	(1) 延长部分税收优惠的适用期限； (2) 扩大非常规能源补贴范围
	1997 年	《纳税人减负法案》	延续了替代能源的税收补贴政策
	2001 年	《美国能源政策法》(EPACT 2001)	(1) 加强传统能源开发生产的税收刺激（电力需求旺盛、电价猛涨的背景下）； (2) 为配合电力重组提供特别税收优惠（引入电力市场化竞争）
	2004 年	《美国能源法案》(EPACT 2005)	(1) 大量提供税收优惠； (2) 承诺政府将在 10 年内每年投资 4500 万美元用于非常规气研究

来源：《美国能源税法的演变及其评析》、国金证券研究所

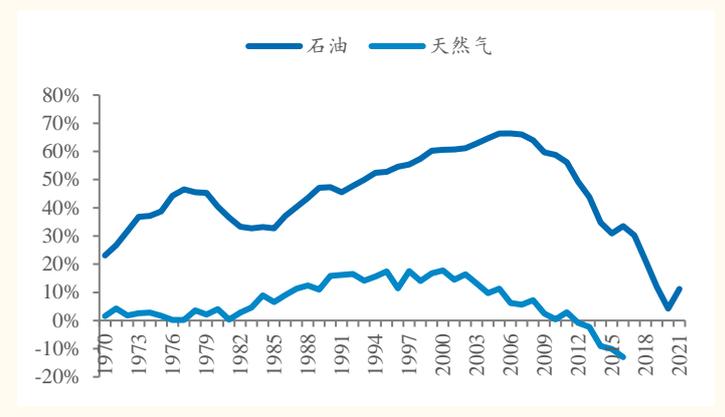
- 实现能源转型，为美带来能源安全、经济性多点利好
- 能源安全格局改善：政策支持下的页岩新技术应用帮助美国实现了能源转型，扭转了在 21 世纪初天然气对外依存度持续上升的局面，并缩减了石油在一次能源消费中的比重。得益于能源安全格局的改善，美国在全球战略部署上有了更多的调整空间。
- 大量新增供给带来用气经济性：以美国丰富的页岩气资源储量+技术突破为前提，在初期对页岩气富集区的开发过程中，品质和产量都有保障，大量新增供给迅速压低了天然气价格，并使其在对外出口上也具有了比较优势。

图表 19：石油占一次能源消费比重逐渐收窄



来源：BP、国金证券研究所

图表 20：页岩新技术的应用大幅降低美国油气对外依存度



来源：BP、国金证券研究所

2.4 中国新能源转型：光伏技术革新是转型起点、政策支持平价上网是转型驱动力

■ 光伏技术革新是转型起点，技术创新包括如下几个节点：

- ✓ 2009 年，保利协鑫（或江苏中能，2009 年被保利协鑫收购）成功研发冷氢化工艺。2008-2010 年，保利协鑫分别生产了 1850、7454 和 17853 吨多晶硅，3 年间产量增长近 10 倍，生产成本从 2008 年的 66 美元/公斤下降至 2010 年的 22.5 美元/公斤。
- ✓ 2013 年，隆基掌握拉晶技术和金刚线切割工艺。金刚线切割技术对降本的作用在于：1) 提高切割效率，降低设备折旧；2) 提升硅锭出片率 10%-15%，减少刀口刃料损失；3) 切片耗材用量大幅降低。切割耗材占硅片切片生产成本的 66%，金刚线切割工艺的应用可直接降低成本 10%。2015 年，隆基融资扩产，金刚线切割工艺得到普及应用，单晶硅片成本急速下降；2016 年，单晶硅片实现对多晶硅片成本优势的反超。
- ✓ 单晶硅成本下降为 PERC 电池提效创造了条件。PERC (Passivated Emitter and Rear Cell) 电池可有效降低背表面复合，增加背表面反射，从而提高电池效率；在 P 型单晶硅上可以提升 1%，在多晶硅上可以提升 0.6%。2016 年底，天合光能创下 22.61% 的 PERC 电池效率纪录；此后，隆基和晶科轮番打破效率纪录，最终 P 型电池效率纪录止步于 24% 左右。2021 年，PERC P 型单晶电池效率为 23.1%，而 BSF P 型多晶电池效率仅提升到 19.5%，单、多晶电池效率差扩大。2021 年，PERC 电池片市占率达到 91.2%，BSF 电池片市占率下降至 5%。

图表 21：光伏产业链结构及重要技术革新节点

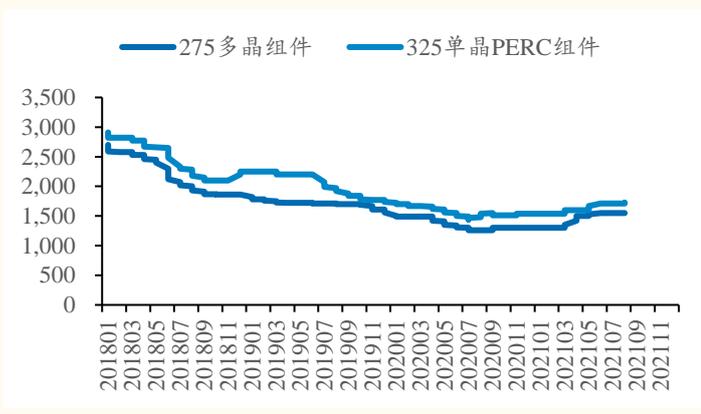




来源：光伏行业协会、国金证券研究所

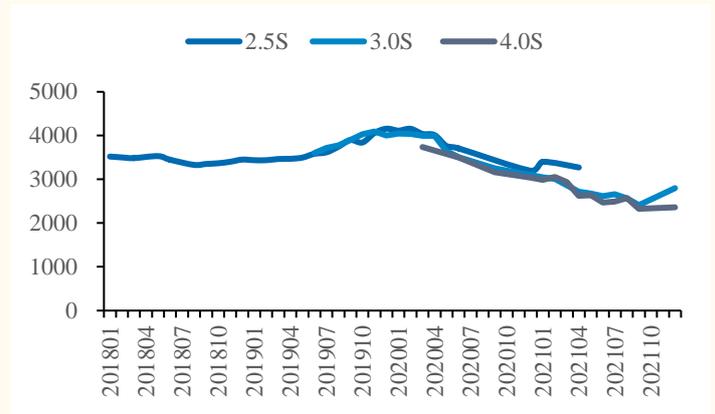
- **组件/风机价格长期呈下降趋势，拉低装机成本。**从国内产业链中上游数据看，近三年多晶/单晶组件价格均下降约 50%，风机价格下降伴随大型化技术迭代。（短期价格受部分环节供需紧平衡、原材料上涨因素扰动）。中国光伏 LCOE 显著更低。得益于更完整的产业链支持，在户用/工商业光伏方面，中国地区度电成本显著更低，欧美部分国家 LCOE 翻倍。

图表 22：2018~2021A 国内组件价格趋势（元/KW）



来源：IRENA、金风科技官网，国金证券研究所

图表 23：2018~2021A 国内风机价格趋势（元/KW）



来源：IRENA、金风科技官网，国金证券研究所

图表 24：分地区、分新能源类型 2010 VS 2020 年 LCOE 比较 (\$/Kwh)

		2010A	2020A	LCOE降幅 (%)	VS 中国
陆风	中国	0.071	0.037	-48%	
	欧洲	0.113	0.045	-60%	21.6%
	北美	0.092	0.037	-60%	0.0%
海风	中国	0.178	0.084	-53%	
	欧洲	0.158	0.083	-47%	-1.2%
	北美	/	/	/	
		2010A	2020A	降幅 (%)	
户用光伏	中国	0.164*	0.063	-62%	
	德国	0.304	0.135	-43%	114.3%
	法国	0.72	0.165	-77%	161.9%
	意大利	0.409	0.104	-75%	65.1%
	西班牙	/	0.103	/	63.5%
	英国	/	0.236	/	274.6%
	美国加州	0.309	0.176	-56%	179.4%
工商业光伏	中国	0.148*	0.06	-59%	
	德国	0.255	0.106	-50%	76.7%
	法国	0.632	0.131	-79%	118.3%
	意大利	0.325	0.088	-73%	46.7%
	西班牙	0.259	0.075	-71%	25.0%
	英国	/	0.179	/	198.3%
	美国加州	0.262	0.13	-58%	116.7%

来源：IRENA、金风科技官网，国金证券研究所

- 补贴政策退坡滞后于成本下降，装机快速大幅上升。中国光伏发电产业的发展分为四个阶段：
 - ✓ 2008 年前：低端加工业：此阶段中国光伏产业以电池和组件加工为主，进出口均高度依赖海外市场，终端市场无明确政策支持。
 - ✓ 2009-2012 年：光伏电站市场化的开端：金融危机爆发后，海外需求骤降。为纾解国内光伏产业过剩的产能，2009 年，政府部门先后开展了特许权招标、太阳能光伏建筑示范项目、金太阳工程等，并制定了足够诱惑力的财政激励政策，鼓励光伏下游产业的发展。
 - ✓ 2013-2017 年：高补贴下的快速增长期：2012 年，美欧先后对中国的光伏产品启动“双反”调查，出口需求萎缩恶化。2012 年底，国务院下发五条措施，多方面扶植光伏业发展。得益于标杆电价补贴政策，中国新增光伏装机容量从 2013 年的 12.92GW 增长到 2017 年的 53.06GW，居世界第一。2015 年起，风、光上网标杆电价逐步降低。至 2018 年，三类资源区光伏标杆上网电价共下调四次。
 - ✓ 2018 以来：补贴退坡、平价上网：2018 年 531 新政后，光伏补贴逐渐退出市场，光伏发电从政策导向走向市场化。

图表 25：中国新能源发电补贴激励政策

时间	电价制度	内容
2008 年前	核准电价	2007~2008 年，国家发改委分批次核准了 4 个项目，核准电价为 <u>4 元/千瓦时</u>
2009 年	特许权竞价和投资安装补贴	1) 特许权招标竞价 ：中标方式为上网电价低者中标。2009 年第一批最终中标电价为 <u>1.09 元/千瓦时</u> ；2010 年第二批中标电价 <u>0.7288~0.9907 元/千瓦时</u> 。 2) 太阳能光电建筑示范 ：2009 年补贴标准为建材型、构件型项目不超过 20 元/瓦，与屋顶、墙面结合安装型项目不超过 15 元/瓦。2010 年分别降至 17 元/瓦、13 元/瓦；2012 年为降至 9 元/瓦、7.5 元/瓦。 3) 金太阳工程 ：在 2~3 年内，采取财政补助方式支持不低于 500MW 的光伏发电示范项目。
2011 年	标杆上网电价	2011 年 7 月 1 日以前核准建设、2011 年 12 月 31 日建成投产、尚未核定价格的光伏发电项目，上网电价统一核定为 <u>1.15 元/千瓦时</u> ；此后，除西藏仍执行 1.15 元/千瓦时外，其余上网电价为 <u>1 元/千瓦时</u> 。
2013 年	三类资源区光伏上网电价及分布式光伏度电补贴	2013 年 ：一、二、三类资源区： <u>0.9、0.95、1 元/千瓦时</u> ；分布式光伏： <u>0.42 元/千瓦时</u> ； 2018 下半年 ：一、二、三类资源区： <u>0.5、0.6、0.7 元/千瓦时</u> ；分布式光伏： <u>0.32 元/千瓦时</u>
2021 年	补贴取消	2021 年起，对新备案集中式光伏电站、工商业分布式光伏项目和新核准陆上风电项目，中央财政不再补贴，实行平价上网。

来源：发改委，北极星电力网，国金证券研究所

- **能源转型进行中，中国光伏产业链在全球确立优势。**随着中国可再生能源消费占比指数式增长，我国自身对风、光中游组件、设备的需求量较大。同时，由于我国光伏产业链的庞大规模，在多晶硅硅料、硅片、电池片、组件这四大环节的全球产量占比均达到了近 80% 以上。

图表 26：2021 年中国光伏产业产量在全球占比情况

产品名称	中国产量(万吨或GW)	增速	全球产量(万吨或GW)	中国占比
多晶硅	50.5	27.50%	64.2	78.70%
硅片	227	40.60%	232.9	97.50%
晶硅电池片	198	46.90%	223.9	88.40%
组件	182	46.10%	220.8	82.40%
新增装机	54.88	13.90%	170	32.30%

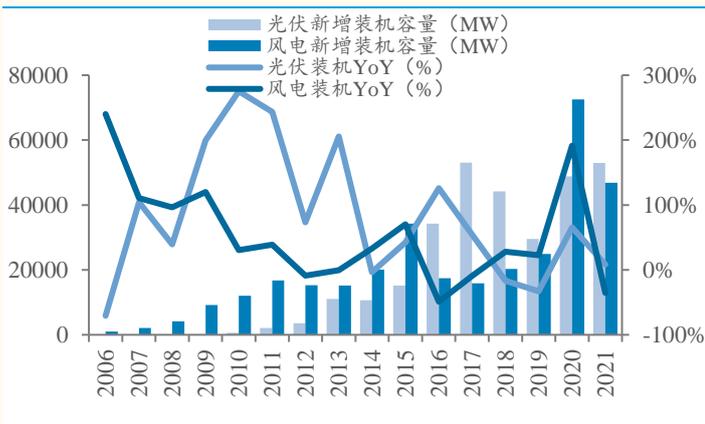
来源：Wind，BP，光伏行业协会，国金证券研究所

图表 27：2008-2019A 中国光伏级多晶硅产量和价格情况(吨)(美元/千克)



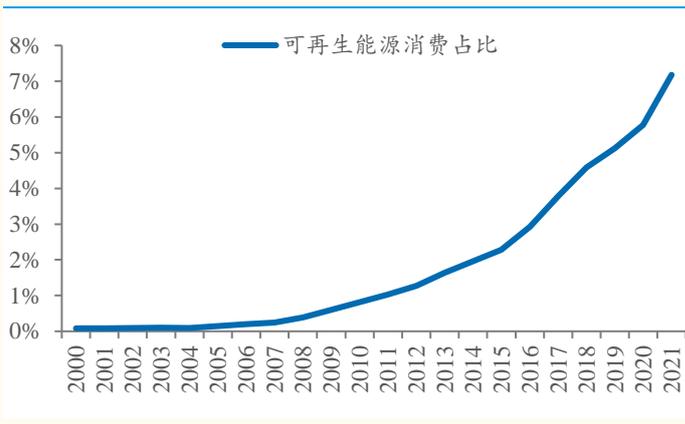
来源：Wind，BP，光伏行业协会，国金证券研究所

图表 28：2006-2021A 中国新增风、光发电装机情况



来源：Wind, BP, 光伏行业协会, 国金证券研究所

图表 29：2000-2021A 中国可再生能源消费占比 (%)



来源：Wind, BP, 光伏行业协会, 国金证券研究所

3、中、欧能源困境更突出、新能源成本具有比较优势，决定了转型力度更大

3.1 全球化石能源价格高企受供需扰动影响

■ 疫情扰动供需导致能源价格飙升，俄乌冲突进一步推高价格。

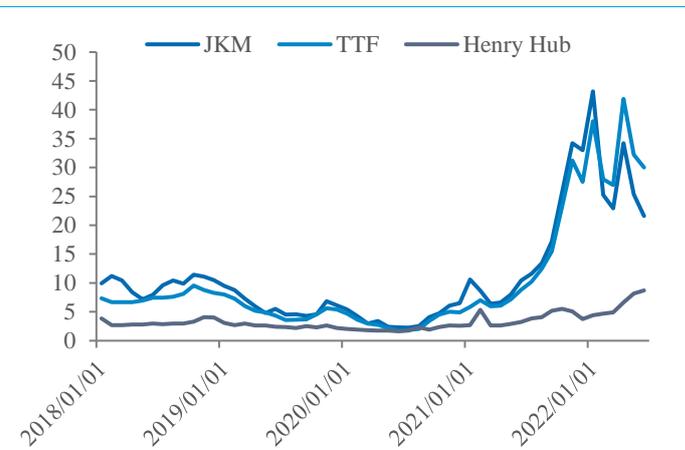
- ✓ 2021 年冬季至今，低碳造成的供给短缺、疫情后的需求复苏以及极端天气等多重因素影响，欧洲煤炭及其竞争能源天然气价格迎来快速上涨。
- ✓ 俄乌冲突爆发后，作为欧洲煤炭价格基准的鹿特丹煤炭期货一路飙升至 459 美元，比冲突爆发前约 200 美元的水平涨了 45%，并且打破了过去一直存在的澳洲煤溢价的现象，煤价一度超过澳洲 NEWC 价格。2021 年冬季至今，低碳造成的供给短缺、疫情后的需求复苏以及极端天气等多重因素影响，欧洲煤炭及其竞争能源天然气价格迎来快速上涨。
- ✓ 2021 年以来，作为欧洲大陆唯一的基准枢纽 TTF 价格自 2021 年以来快速上行，1 月 1 日至 12 月 31 日上涨幅度高达 433%，并逆转了原本天然气市场存在的“亚洲溢价”现象。美国 Henry Hub 气价受俄乌冲突影响较小，远低于亚欧市场价格。

图表 30：煤炭期货价格 (\$/吨)



来源：Wind, 国金证券研究所

图表 31：JKM 和 TTF 价格走势单位 (\$/mmbtu)

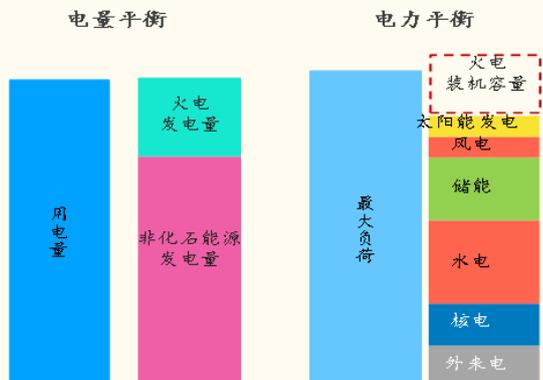


来源：Wind, 国金证券研究所

- 风、核等高峰出力不足导致火电发电增风、核等高峰出力不足导致 2021 年欧洲火电发电增加、天然气去库存，今年有补库压力。2021 年，除核电

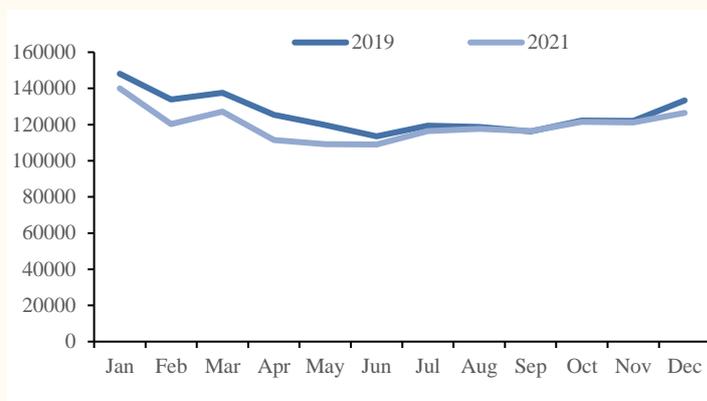
外，欧洲发电量基本恢复到疫情前水平。但是由于发电量占比达 24.3%的核电全年降幅接近 5%，且发电占比占 14.3%的风电在 7 月高峰期出力不高，受电力瞬时平衡的影响，发电占比达 24.3%的气电在 2021 年全年发电涨幅达 15.2%，连续两年去库存，为今年补库带来了压力；发电占比达 15.9%的煤电，虽然全年总量同比下降 4.8%，但在多个月份参与调峰高发。

图表 32：高比例新能源会带来电力平衡不足



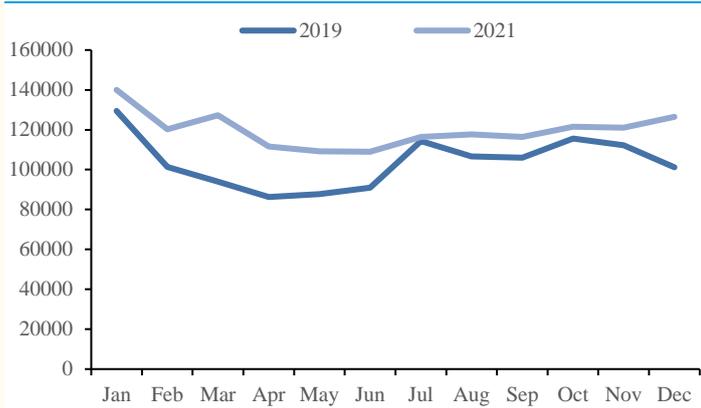
来源：EMBER，国金证券研究所

图表 33：2021 年核电发电较少 (Gwh)



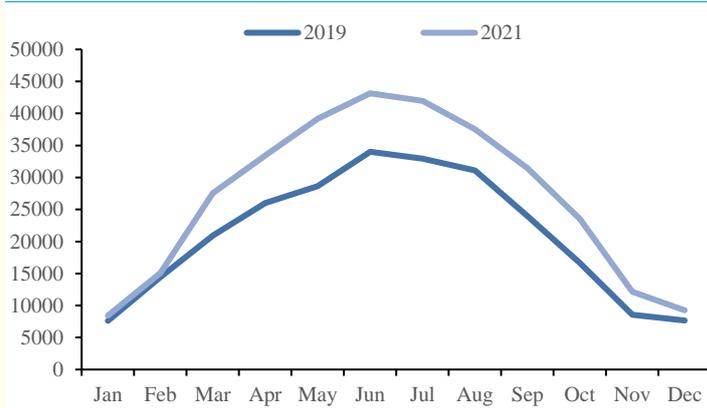
来源：EMBER，国金证券研究所

图表 34：2021 年夏季风电未能顶峰出力 (Gwh)



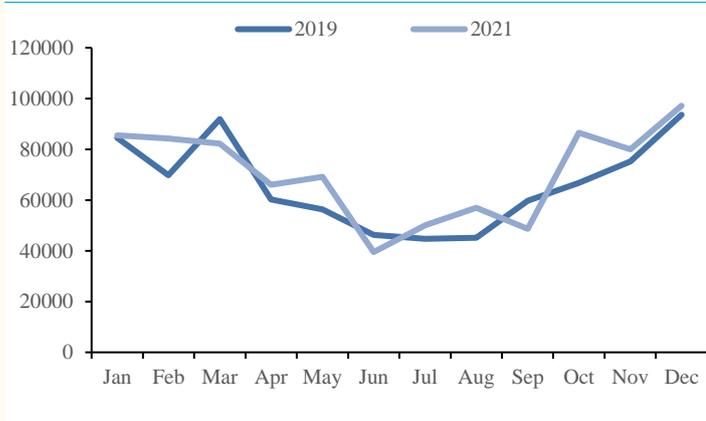
来源：EMBER，国金证券研究所

图表 35：2021 年光伏发电增长明显 (Gwh)

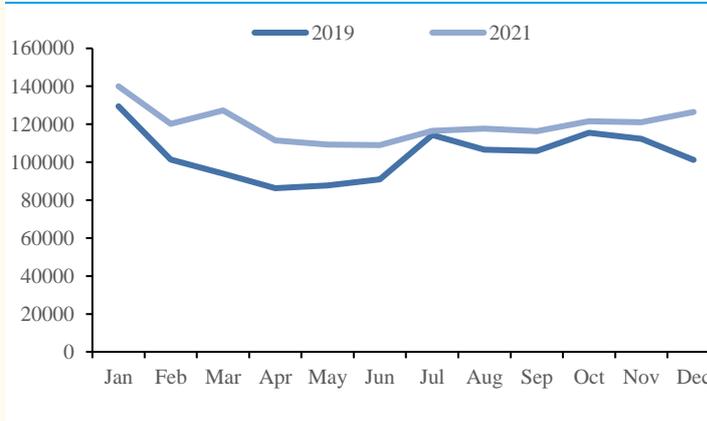


来源：EMBER，国金证券研究所

图表 36：2021 年煤电调峰作用明显 (Gwh)



图表 37：2021 年气电平稳增长 (Gwh)



来源：EMBER，国金证券研究所

来源：EMBER，国金证券研究所

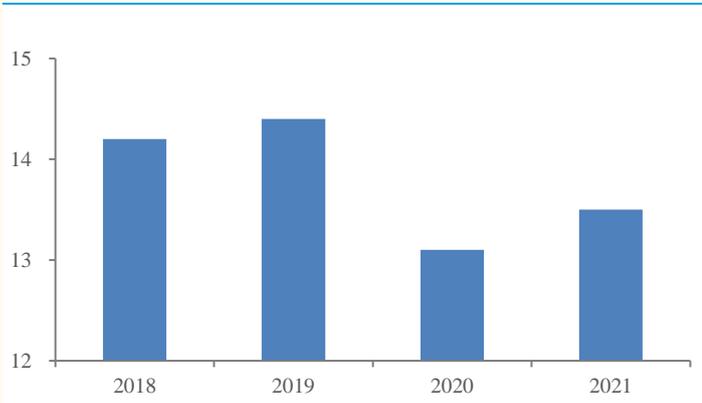
- 1) **煤炭：投资不足+增产意愿不强，全球煤炭供应短缺。**疫情影响，尽管全球煤炭贸易量从2020年的13.1亿吨上升至2021年的13.5亿吨，但仍未恢复至2019年14.4亿吨的水平。在需求并未上涨的情况下，价格暴涨说明煤炭供应仍然紧缺。产量数据亦表明，2021年全球煤炭产量78.9亿吨，距2019年79.4亿吨水平仍有小幅差距。
 - **供应的短缺主要受两个因素制约：**(1) 全球能源清洁化大势所趋，使得投资者对化石能源投资信心缺失，转投其他清洁能源领域；(2) 价格高涨，煤炭供应商获利颇丰，“以价补量”心理导致煤炭供应商扩产意愿不强烈。

图表 38：中国煤矿投资 10 年后投资下降明显，17 年后回升



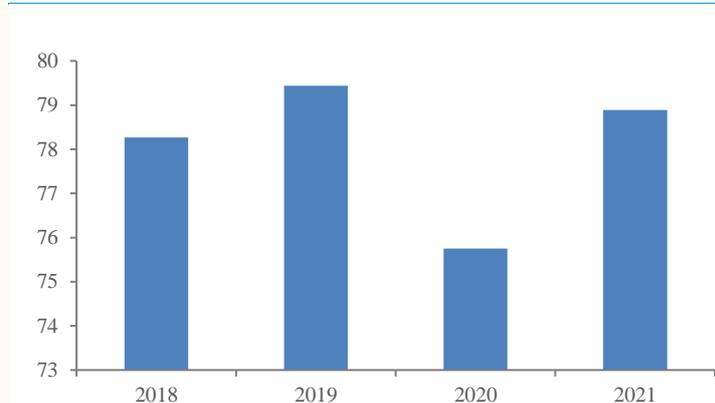
来源：中国煤炭经济研究会，国金证券研究所

图表 39：2018-2021 年全球煤炭贸易量 (亿吨)



来源：中国煤炭经济研究会，国金证券研究所

图表 40：2018-2021 年全球煤炭产量 (亿吨)



来源：中国煤炭经济研究会，国金证券研究所

- 2) **天然气：疫情影响减弱，世界经济复苏，全球天然气消费需求恢复原本增长步调。**疫情前，全球天然气产量和需求量均稳步增长，并且产量增速快于需求量增速，全球天然气供需格局较为宽松。需求量方面，亚太地区，尤其是中国，疫情前后都贡献主要增量。由于供需两侧弹性不同，2020 年全球天然气产量下降 2.68%（20、21 年年均停机损失占总产能近 9%），而消费量仅下降 1.55%；2021 年全球天然气产量增长 4.54%，而消费量增长 4.99%。在疫情扰动下，天然气全球产、消经历一降一增，供需格局从宽松转向紧张，推动价格上涨。
 - **欧洲天然气消费需求存在刚性，今年入冬前补库存压力大。**欧洲 Repower

EU 计划的实施, 将使其对天然气的需求稳定增加。受疫情影响最严重的 2020 年, 欧洲消费量较 2019 年仅下降 2.26%。2021 年, 受夏东两季极端天气影响, 发电占比达 24.3% 的气电全年发电涨幅达 15.2%, 天然气消费量增长 5.37%。2020-2021 年, 欧洲天然气已经连续两年处于去库存状态。若今年入冬前无法累足库存, 入冬后天然气供应仍将面临很大压力, 天然气价格或仍有上行空间。

图表 41: 2017-2021A 不同地区天然气消费量增长率情况



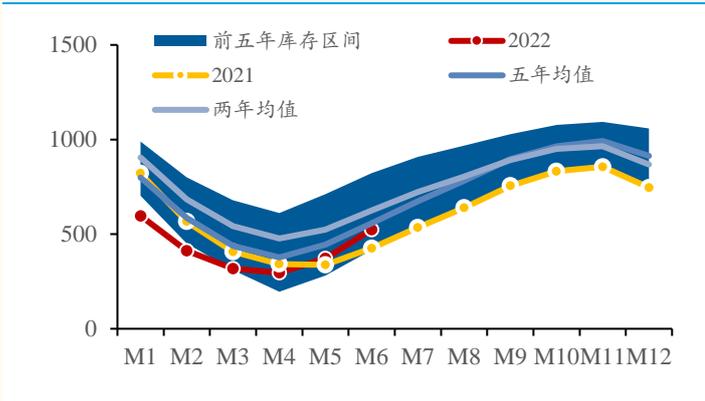
来源: BP 统计年鉴, GIE, 国金证券研究所

图表 42: 2017-2021A 全球天然气产量与消费量情况 (bcm)



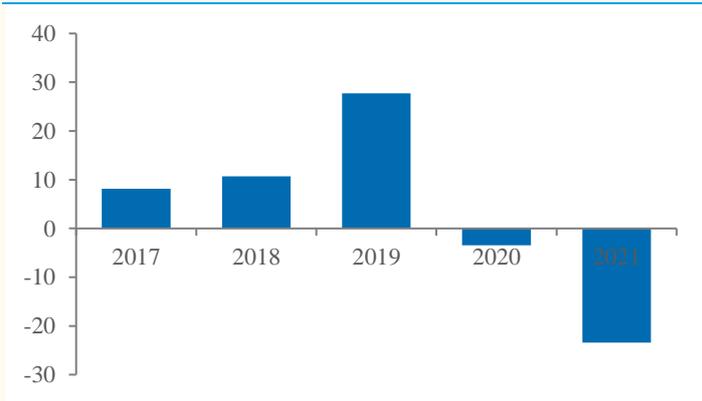
来源: BP 统计年鉴, GIE, 国金证券研究所

图表 43: 欧盟天然气库存情况 (TWh)



来源: BP 统计年鉴, GIE, 国金证券研究所

图表 44: 2017-2019A 欧洲天然气供需缺口 (bcm)



来源: BP 统计年鉴, GIE, 国金证券研究所

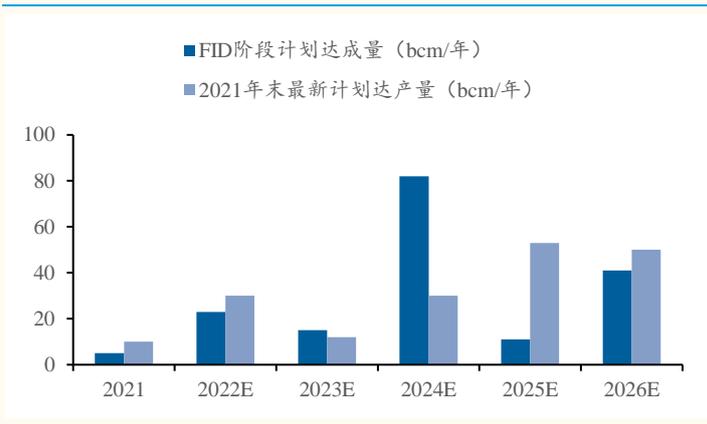
- **欧洲天然气进口多方面受阻, 引发天然气价格全面上涨。**自 2022 年 2 月俄乌冲突以来, 面对欧美等西方国家对俄罗斯的制裁, 普京下令俄气将与“敌对国家”签订的油气合同换算成卢布结算, 这一措施使部分欧洲与俄气的合同提前终止, 欧洲气价一度大涨, 卢布大幅反弹。俄罗斯 LNG 也是制裁对象, 美国将贡献 LNG 出口主要增量, 预计 2022 年全球 LNG 增量需求在 28bcm, 美国增量占比近 64%。
- **产能滞后, LNG 供应将不及预期。**2020/2021 年 LNG 设施停机范围扩大导致供给短缺, 往后看因 FID 阶段的计划达成目标在未来两年可能无法实现, 加剧全球供需紧张局面。三个主要影响因素包括: (1) 疫情导致停机、开工不及预期; (2) 受限于 21 年前行业整体投资不足; (3) 近两年上游油气田开发的新 FID 量少, 仅卡塔尔一处大型扩建项目。

图表 45: 2012~2021A LNG 设施停机情况



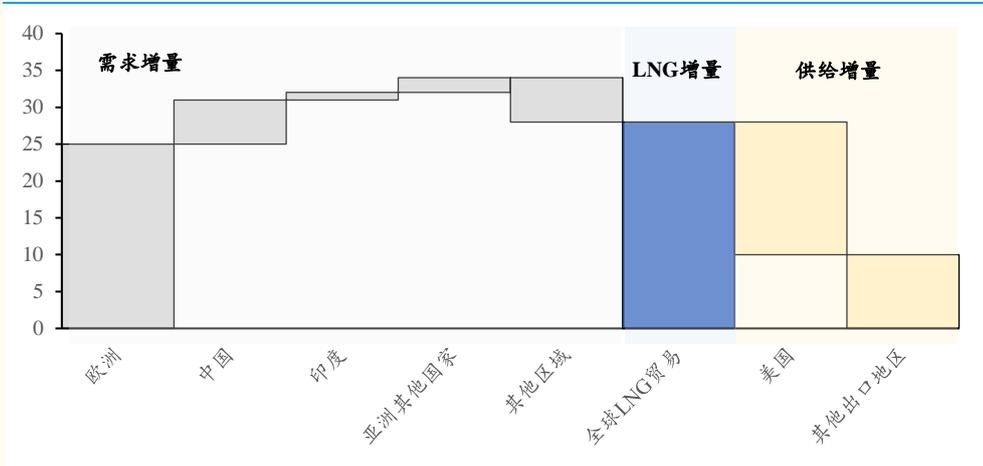
来源: IEA, 国金证券研究所

图表 46: 大量 LNG 新产能计划达产时间延后



来源: IEA, 国金证券研究所

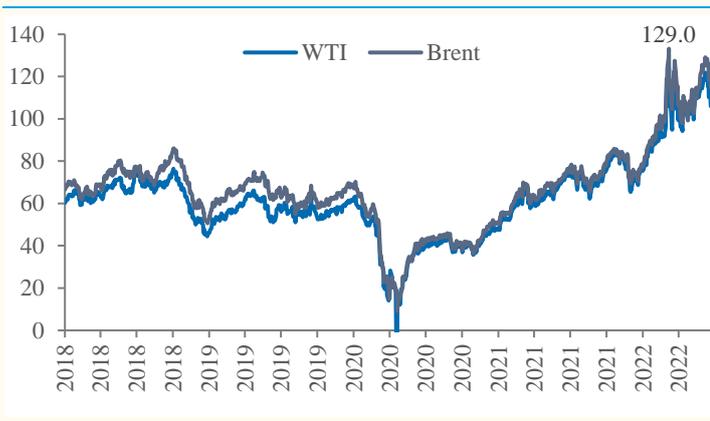
图表 47: 2022 VS 2021 年, 预计全球 LNG 贸易量增 (bcm)



来源: IEA, 国金证券研究所

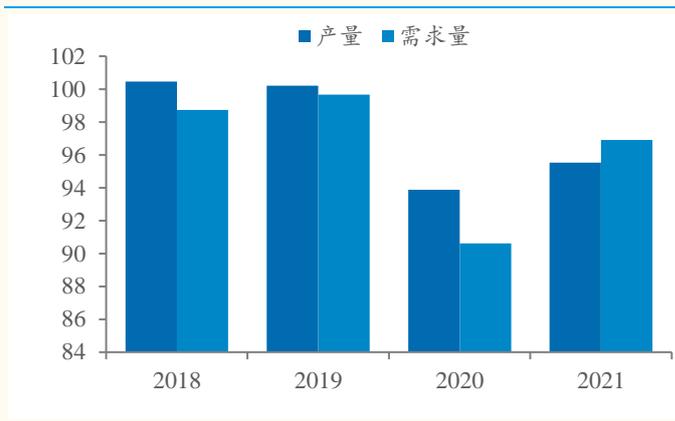
- 3) **石油: 需求平稳缓增, 供给侧弹性有限:** 石油是现代工业的血液, 需求增长率与经济增速息息相关。2009 年以来, OECD 国家的石油消费量逐渐稳定, 在 45 百万桶/日上下浮动。00 年代, 油价持续攀升很大程度上是因为亚洲新兴经济体的崛起, 尤其中国的石油消费量在 2000-2010 年间几乎翻了一倍。然而石油产量增速不及需求增速, 导致石油供需常年偏紧, 支撑价格的长期上涨趋势。
- **石油需求侧弹性大于供给侧弹性, 疫情扰动下价格大起大落。** 全球石油产量从 2020 年的 93.87 百万桶/天上升至 2021 年的 95.53 百万桶, 而同期需求量从 90.62 百万桶/天上升至 96.9 百万桶/天。虽然产量和需求量都仍未回到疫情前水平, 但供求关系从 2020 年的宽松转为 2021 年的紧张。2020 年 4 月, 布油一度跌至 9.12 美元/桶, WTI 甚至出现负油价。2021 年下半年, 油价在 60-80 美元/桶区间波动。俄乌冲突爆发后, 国际油价冲高至超 120 美元/桶后回落, 目前在 100-120 美元/桶区间波动。

图表 48: WTI 和布油价格走势 (美元/桶)



来源: Wind, BP, 国金证券研究所

图表 49: 2018-2021 年全球石油产量和需求量 (百万桶/天)



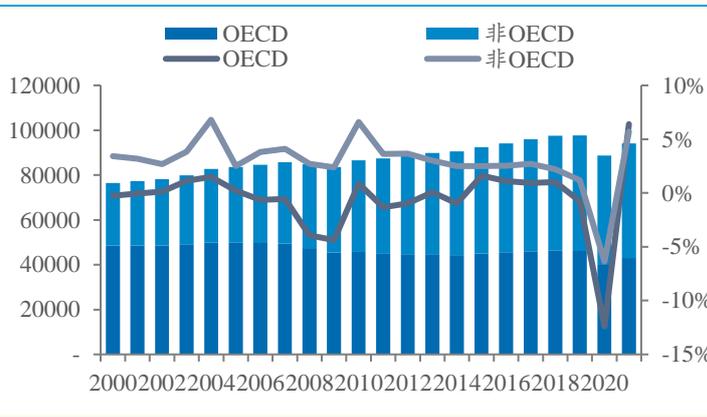
来源: Wind, BP, 国金证券研究所

图表 50: 2003-2021A 全球石油需求增长率与 GDP 增长情况 (%)



来源: Wind, BP, 国金证券研究所

图表 51: 2000-2021A 全球石油消费量和增长率情况 (万桶/日)

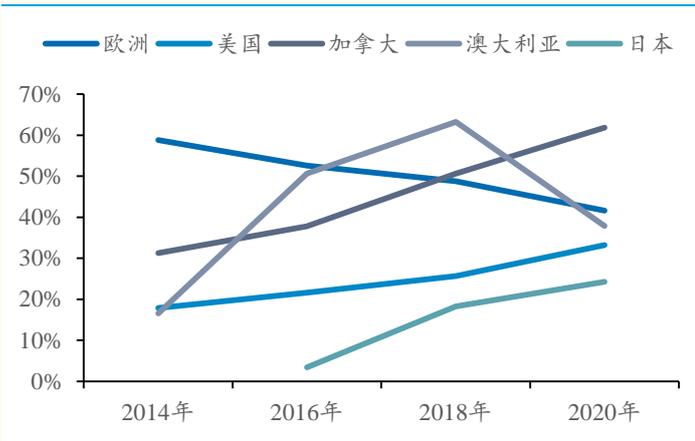


来源: Wind, BP, 国金证券研究所

3.2 ESG 抑制化石能源投资是影响供需的长期逻辑

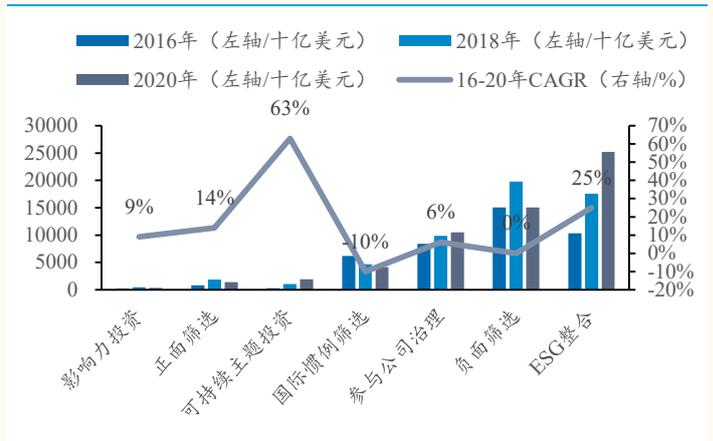
- 气候目标共识，带来 ESG 投资热度。
- ESG 逐渐成影响各投资主体的主要投资策略。根据 GSIR 数据显示，2014-2020 期间内，美、加、日三地区 ESG 占比均呈现波动上升趋势，其中日本上升势头最为迅猛，由 2016 年的 3.40% 上升至 2020 年的 24.30%，CAGR 为 59.49%。欧、澳 ESG 投资占比虽有下降，但截止 2020 年 ESG 投资占比仍超过 30%。
- 在 ESG 投资的细分策略中，可持续主题投资策略增长速度最快，2016-2020 年间 CAGR 高达 63%。可持续主题投资包括对低碳、绿色与清洁能源方面的投资，促使更多投资着力于促进新能源领域发展。

图表 52: 2014-2020 年主要国家 ESG 投资占总投资额比重 (%)



来源: GSIR, 国金证券研究所

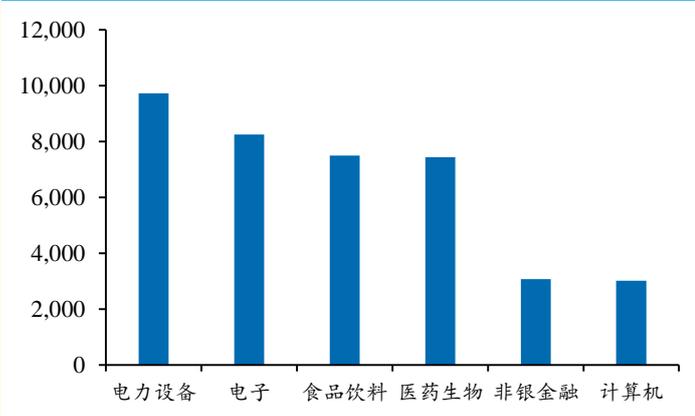
图表 53: 2016-2020 年全球 ESG 投资分策略投资情况



来源: GSIR, 国金证券研究所

- 国内外投资机构 ESG 投资比重上升。
- 摩根大通 EGS 年度报告: 2020 年公司绿色主题投资共计 1060 万美元, 占总投资额 37%; 其中, 可再生能源与提升能源效率方面投资 140 万美元, 占年度总投资 14%。与 2019 年相比, 绿色主题投资由 550 万美元增长至 1060 万美元, 同比增加 92.73%; 从总投资占比上看, 由 25% 上升至 37%, 同比增加 14pct。
- 中国境内基金投资: 更加集中于新能源相关领域。电子设备行业中涵盖多项新能源概念, 成为基金投资的重点行业。2017-2021 年, 中国电力设备行业市值逐渐攀升。截止 2021 年市值高达 9724.82 亿元, 已成为市值规模最大行业。占股票投资市值比 14.25%, 超配率为 5.69%。

图表 54: 2021 年中国基金投资市值排名 (按行业)



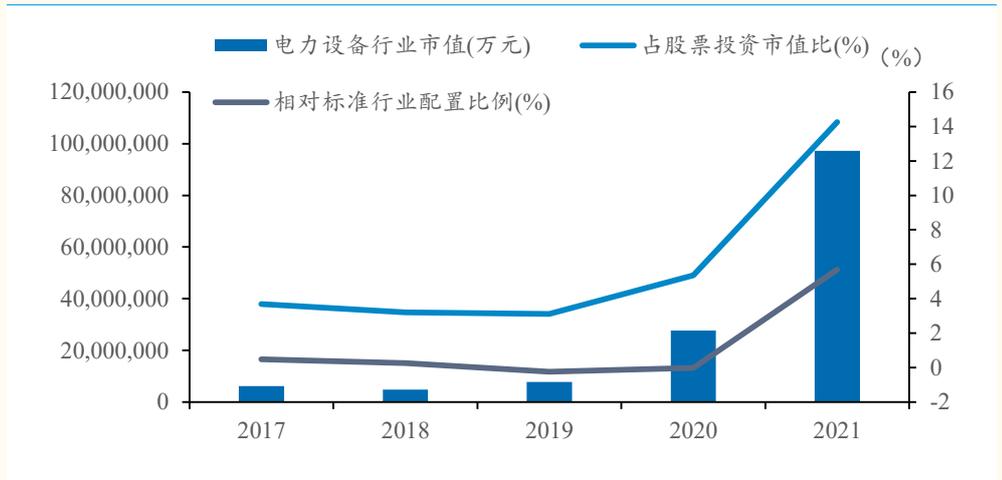
来源: Wind (行业分类以申万一级行业 (2021) 为准), 摩根大通 ESG 年报

图表 55: 2019、2020 年摩根大通 EGS 投资情况



来源: Wind (行业分类以申万一级行业 (2021) 为准), 摩根大通 ESG 年报

图表 56：2017-2021 年中国电力设备行业国内基金持仓情况



来源：Wind（行业分类以申万一级行业（2021）为准），摩根大通 ESG 年报

■ 化石能源投资分化，不具备长远预期。

(1) 煤炭：发达国家与新兴市场煤炭投资分化

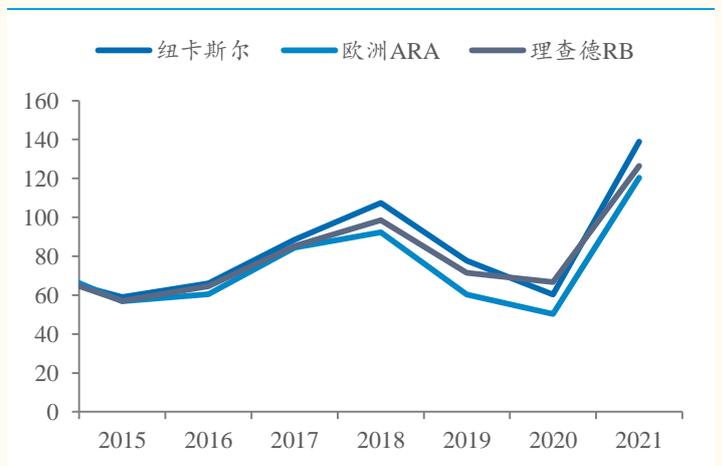
- 中国煤炭投资额远高于美欧。煤炭是中国的资源禀赋所在，但也是单位热量碳排放量最高的化石能源。美欧由于碳市场较为完善，煤炭投资回报率受碳价和碳税影响而降低；而中国碳市场尚不完善，因此对煤炭的投资额远高于美欧。
- 发达经济体煤炭投资额长期呈下降趋势，而新兴经济体煤炭投资额仍在增长。发达国家“去碳”方向坚定，长期看，煤炭投资下降有确定性，但可能会受能源价格影响在步调上有所调整；发展中国家在国际上承担的减排责任较小，且处在 GDP 快速增长期，能源需求快速增长，投资更多从经济性角度出发。基于 EIA 预测，受 2021 年下半年以来的高煤价影响，预计 2022 年全球煤炭投资额将增加 10%：其中，发达国家煤炭投资仍下降，而发展中国家贡献 20% 的增长率。
- 投资额对煤价的反应有 1 年左右的滞后性。2015-2016 年，煤价位于区间底部，但全球投资增长率到 2017 年才回正。2017-2018 年，煤价处在上升周期，2019 年转而下降；而全球投资增长率 2019 年才见顶，2020 年受疫情影响整体下降。

图表 57：2015-2021 年煤炭投资情况（十亿美元）



来源：Wind, EIA, 国金证券研究所

图表 58：2015-2021 年煤价走势（美元/吨）



来源：Wind, EIA, 国金证券研究所

(2) 天然气：全球天然气投资复苏，但短中期供应仍缓增，主要受 21 年前投资滞后影响。

- 2014 年以来，油气价格和投资额走势类似，但 2021 年二者投资额对价格的反应不同，说明二者投资额下降的原因不同。受美国页岩油气革命影响，2009 年和 2014 年，气、油价格分别大幅下降。2017-2018 年，油气价格止跌回升。2021 年下半年起，全球油气价格高涨。2021 年，欧洲天然气投资额大幅增加 108.7%，而石油投资额并未恢复疫情前水平，而是继续下降。据 EIA 预测，2022 年美国天然气投资额将增长 20.3%；石油投资额在 2021 年增长 35.9%后，2022 年或仅增加 1%。
- 相比石油，天然气投资受 ESG 影响较小，复苏更快；但 21 年前投资滞后仍对短中期供应产生影响。天然气投资对价格的反应较及时，但由于项目从 FID 到建成投产周期平均约五年，2021-2025 年天然气投产项目少主要受 2016-2020 年低气价周期投资低的滞后影响。2021 年欧洲石油投资额对高油价几乎没有反应，说明其受非价格因素制约。

图表 59：2015-2021 年天然气投资情况（十亿美元）



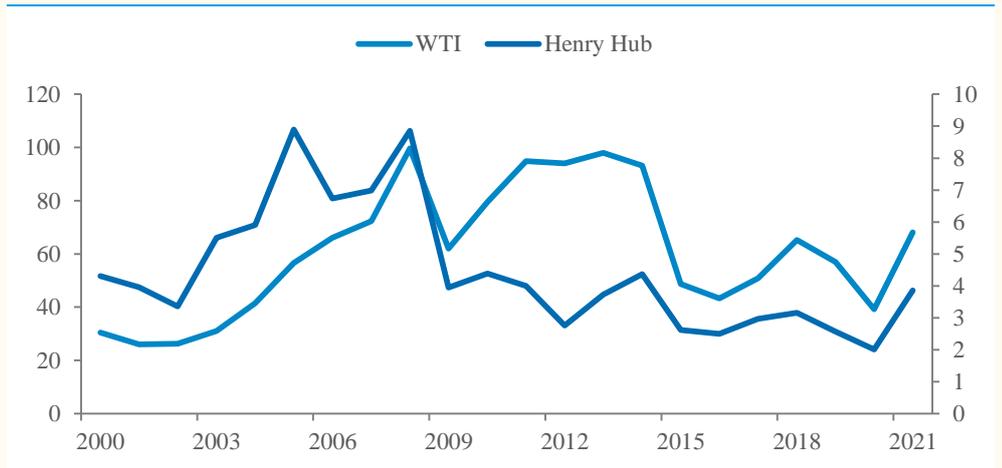
来源：IEA, Wind, 国金证券研究所

图表 60：2015-2021 年石油投资情况（十亿美元）



来源：IEA, Wind, 国金证券研究所

图表 61：2010-2021 年美国油气价格情况（美元/桶）（美元/百万英热）



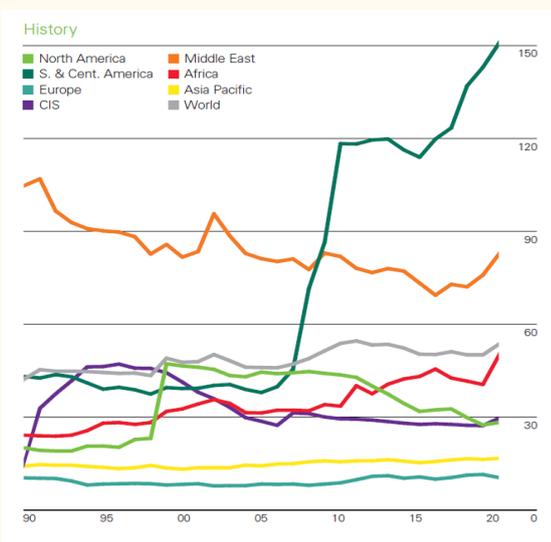
来源：IEA, Wind, 国金证券研究所

- 从开采年限预期和储采比看，化石能源投资仍不具备长远预期。
- 从传统能源储采比来看，近年来呈上升趋势。全球传统能源储采比，即可开采年限，自 2000 年以来呈下降趋势。随着对传统能源开采意愿度下降，

2018-2020 年间储采比有所回升。中国作为能源出口大国，2021 年石油储采比为 18.2，天然气储采比为 43.3，煤炭储采比为 37。

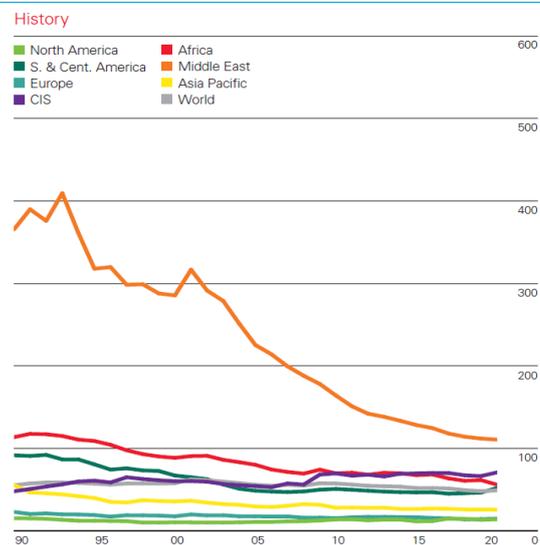
- 从预期资源开采年限缩短，可见对天然气投资的长远预期不足。2021 年天然气顶尖项目的预计资源开采年限从 2014 年的>50 年减半至约 25 年，说明资本已明确长远来看，油气资源的需求大部分将被可再生能源替代。因此，除行业内自循环投资外，外部投资进入意愿仍然很小。

图表 62：全球石油储采比



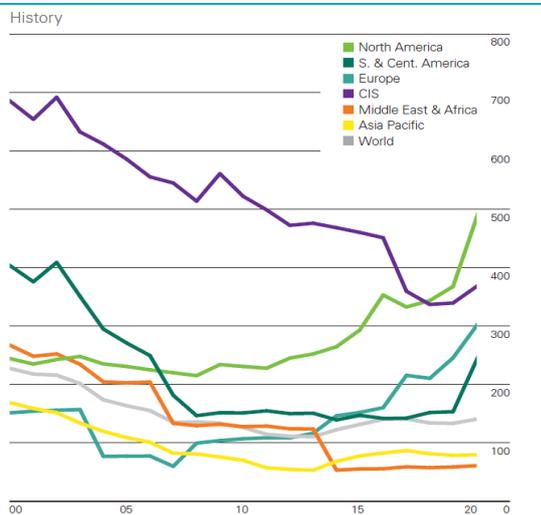
来源：IGU, Goldman Sachs Global Investment Research, 国金证券研究所

图表 63：全球天然气储采比



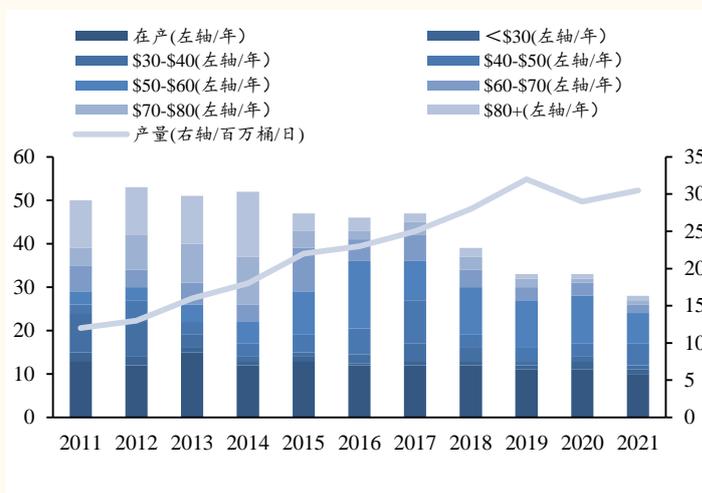
来源：IGU, Goldman Sachs Global Investment Research, 国金证券研究所

图表 64：全球煤炭储采比



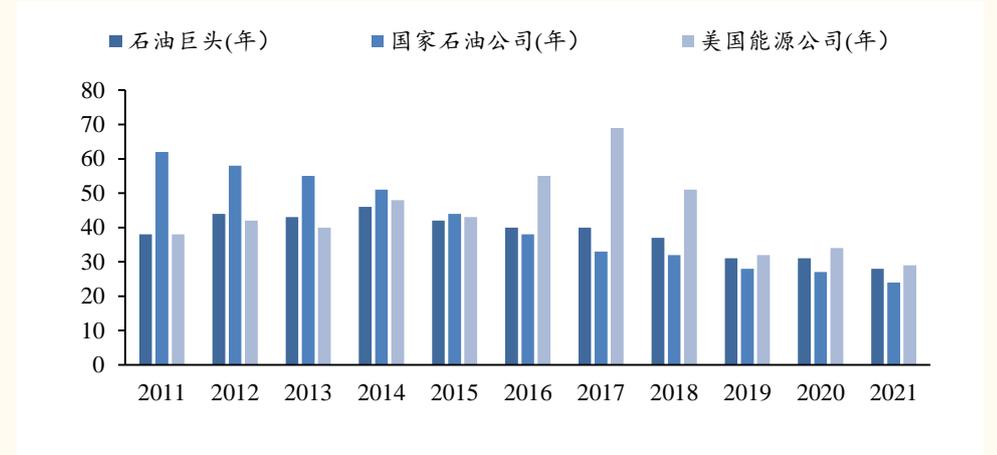
来源：IGU, Goldman Sachs Global Investment Research, 国金证券研究所

图表 65：顶尖项目的资源开采年限预期大幅下降



来源：BP, 国金证券研究所

图表 66：大型油企投资策略变动不大，非 OPEC 和美国地区平均开采年限下降

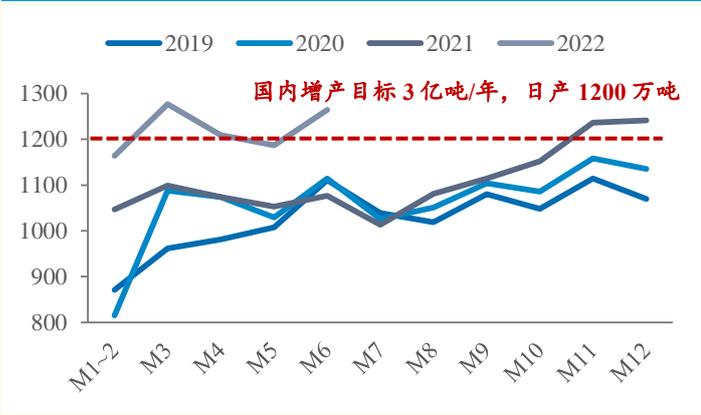


来源：BP，国金证券研究所

3.3 中国能源困境主要体现在煤炭，俄乌冲突导致全球贸易煤维持高价

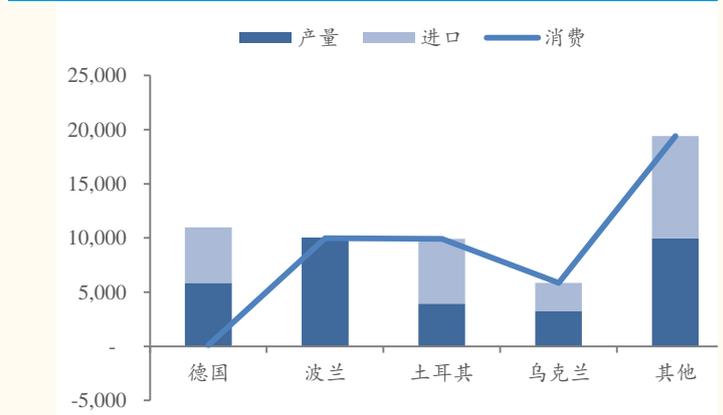
- **俄煤被制裁将导致煤价长期高企。**当地时间 4 月 7 日，欧盟 27 个成员国代表决定对俄罗斯实施新一轮制裁，其中包括对俄罗斯煤炭实行禁运。这是俄乌冲突以来，欧盟首次针对俄罗斯能源实施制裁。欧洲需要通过进口煤国家间的再平衡来解决煤炭制裁。囿于短期再平衡需要价差拉动，我们认为欧盟对俄煤制裁将导致欧洲 ARA 煤价维持在 300 美元/吨高位。
- **土耳其成为欧洲进口煤再平衡关键。**欧洲主要煤炭消费国为德国、波兰、土耳其和乌克兰，其中波兰可以自平衡，土耳其不属于欧盟，依然可以进口俄罗斯煤，其过往俄罗斯煤采购量约在 1500 万吨左右，另有 4000 万吨购自哥伦比亚，因此，土耳其能否在俄罗斯煤与哥伦比亚煤之间切换成为欧洲煤价。
- **中国产量通过亚太贸易煤再平衡影响欧洲煤价。**中国为平抑国内能源成本，意欲 2022 年增产 3 亿吨，即日产量 1200 万吨的目标，但就 1-6 月产量看，实现该目标有一定难度。中国减少的动力煤将有一部分转运印度等国家。而日韩与欧洲将利用煤价差争夺澳洲高卡煤市场。但无论贸易煤如何再平衡，整体供需始终偏紧会导致全球煤价始终维持高位。

图表 67：2019-2022 年 4 月中国原煤月度日产量（万吨）



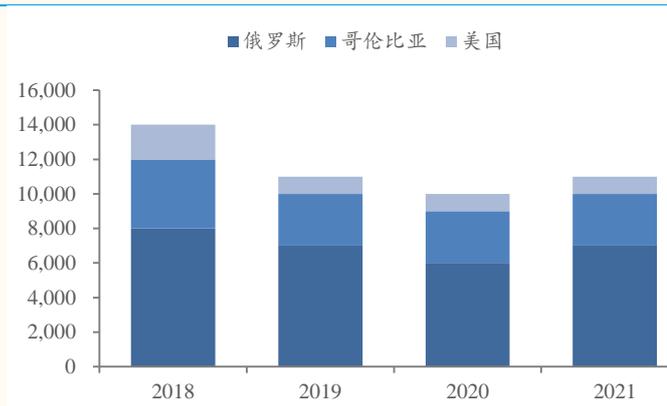
来源：中国煤炭经济研究会，国金证券研究所

图表 68：欧洲主要国家煤炭供需平衡（万吨）



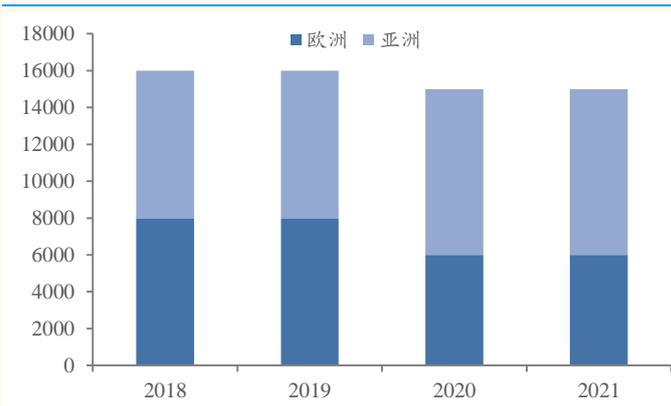
来源：中国煤炭经济研究会，国金证券研究所

图表 69：欧洲主要煤炭进口国（万吨）



来源：中国煤炭经济研究会，国金证券研究所

图表 70：俄罗斯动力煤出口分地区（千万吨）



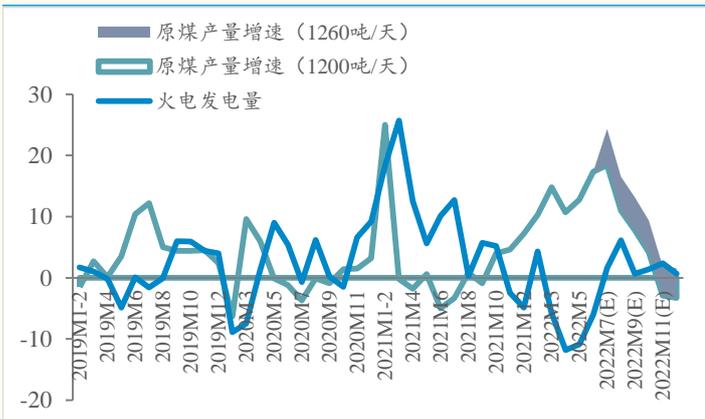
来源：中国煤炭经济研究会，国金证券研究所

■ 国内增产压力大，海运煤市场再平衡难度大

■ 国内煤炭增产压力大。1—6 月进口煤炭 11500 万吨，同比下降 2456 万吨。去年全年进口煤炭 3.2 亿吨，基于今年全年煤炭进口减少 50%的假设，分别按原煤日产量 1200 万吨/日、1230 万吨/日、1260 万吨/日估算 2022 年 5-12 月煤炭产量：若煤炭日产量为 1200-1230 万吨/日，则全年动力煤供需仍有缺口，将导致价格上升；若煤炭日产量为 1260 万吨/日，则动力煤供需缺口全面消失，从而使价格将下降。但从 3、4 月的实际产量来看，实现 1260 万吨/日的日产量难度较大。

■ 海运煤市场再平衡难度大。全球海运煤市场分为低卡煤和高卡煤市场，低卡煤的供应主要以印尼为主。全球海运煤市场大约在 14 亿吨左右，其中印尼煤供应了近一半。低卡煤消费国主要以中国、印度和东南亚国家为主；而高卡煤供应以澳大利亚、美国、俄罗斯、哥伦比亚和南非为主，消费以欧洲与日韩为主；再平衡难以在中低卡位间切换，增加了再平衡难度。

图表 71：国内煤炭产量 vs 煤电增速 (%)



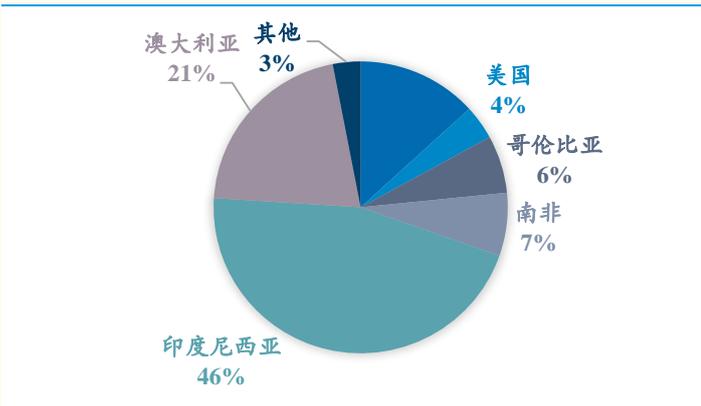
来源：中电联、Wind，国金证券研究所

图表 72：国内动力煤供需缺口（万吨）



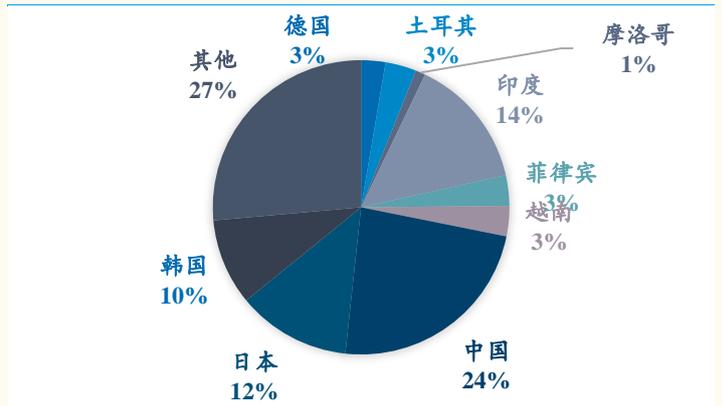
来源：中电联、Wind，国金证券研究所

图表 73：2021 年海运煤供应结构



来源：中电联、Wind，国金证券研究所

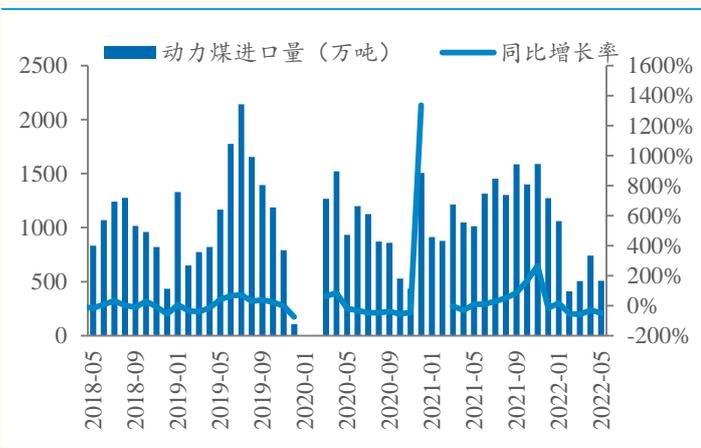
图表 74：2021 年海运煤需求结构



来源：中电联、Wind，国金证券研究所

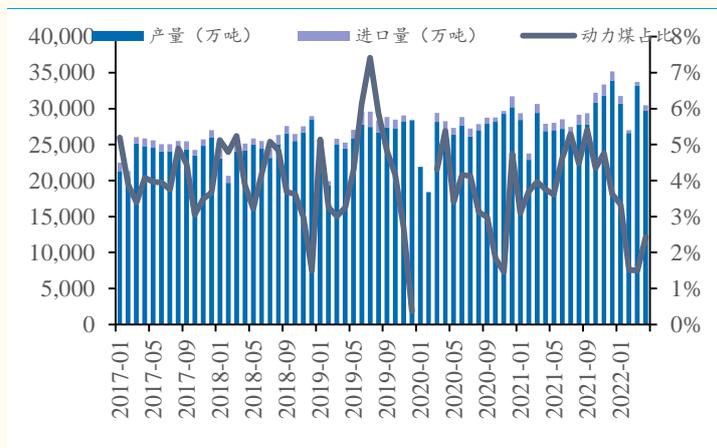
- 动力煤进口量减少 50% 以下，国内煤炭增产测算：
- 进口动力煤占总供应量比重较小，大部分情况在 5% 以内。因基数小，所以波动幅度大：2021 年动力煤进口量 1.5 亿吨，同比增长 46.31%。
- 1 月，俄乌冲突尚未爆发且国内经济增长延续 2021 年下半年势头，虽然国际煤价仍处在相对高位，但进口量实现同比增长 16.14%。2-3 月，受俄乌冲突和国内疫情影响，动力煤进口量同比下降 67.4%。基于全年煤炭进口量分别同比下降 70%、50%、30%、10% 的假设，对应国内动力煤日产量分别需增加 31.79 万吨、22.71 万吨、13.62 万吨、4.54 万吨。

图表 75：动力煤进口量与增速（万吨）（%）



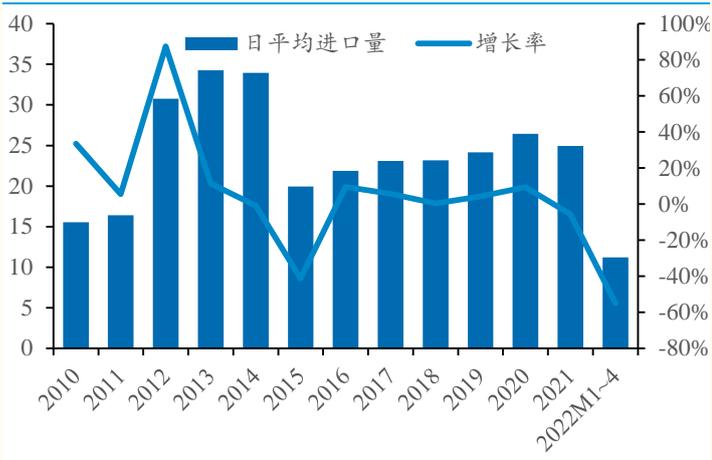
来源：Wind，国金证券研究所

图表 76：国内动力煤供应量构成（%）



来源：Wind，国金证券研究所

图表 77: 国内动力煤日均进口量与增速 (万吨) (%)



来源: Wind, 国金证券研究所

图表 78: 广州港动力煤市场价 (元/吨)



来源: Wind, 国金证券研究所

- 当 2022 年全年动力煤进口量降幅在 50% 以内时, 可通过国内增产弥补缺口。受国内经济形势承压和清洁能源发电情况较好的影响, 预计 2022 年火电发电量将与上年度基本持平乃至下降。鉴于动力煤的主要用途即为发电, 预计今年动力煤需求量也将与上年度基本持平。2021 年动力煤日均产量为 931.2 万吨。为弥补全年煤炭进口量分别同比下降 70%、50%、30%、10% 的缺口, 2022 年动力煤日均产量分别须达 963 万吨、953.9 万吨、944.8 万吨、935.8 万吨。根据 3、4 月日产量数据, 同期动力煤供需关系应当偏宽松, 然而实际煤价跌幅较小, 因此推测 990-1000 万吨/日为今年动力煤真实日产量上限。由于煤矿全年保持以最大产能生产存在一定难度, 且大型活动举办期间煤碳产量将受影响, 预计全年日均动力煤产量为 950-960 万吨, 完成对动力煤进口量降幅 50% 以内的弥补压力较小。

图表 79: 国内煤炭增产测算

日期	进口下降70% (31.79万吨/日)	进口下降50% (22.71万吨/日)	进口下降30% (13.62万吨/日)	进口下降10% (4.54万吨/日)	实际日产量	实际增速
2022M1	11.45%	10.46%	9.47%	8.48%	990.5	7.99%
2022M2	20.10%	18.99%	17.88%	16.77%	950.1	16.21%
2022M3	16.26%	15.30%	14.34%	13.39%	1071.6	12.91%
2022M4	14.29%	13.28%	12.26%	11.25%	991.6	10.74%
2022M5	14.61%	13.57%	12.53%	11.48%	967.5	10.96%

2月增长率高主因21M2基数低

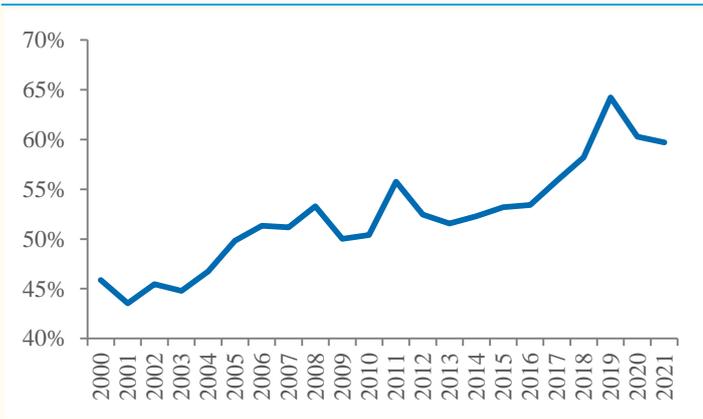
根据煤价走势, 我们判断3、4月产量存疑

来源: 国金证券研究所

3.4 欧洲能源困境主要体现在天然气, 俄乌冲突导致高对外依存度国家供给受限

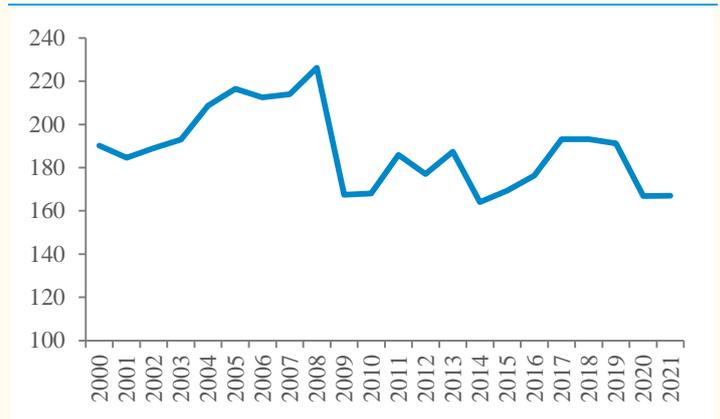
- 俄气供应威胁是欧洲天然气价格大幅飙升的导火索。2021 年以来，受德国停止“北溪二号”审批导致市场担心进口天然气受阻，天然气价格包含一定程度的风险溢价。
- 欧洲天然气需求稳定而对外依存度逐步攀升至 60% 以上，俄气减供进一步带来进口 LNG 需求。欧洲天然气供应主要依靠挪威自产、俄罗斯管道气及进口 LNG。2010 年以来，英国和荷兰控制的北海油气田老化枯竭导致欧洲自产量下降，对外依存度逐年攀升。俄气减供使欧洲转而进口 LNG 作为替代，欧洲 LNG 需求增加。

图表 80：2000-2021A 欧洲天然气对外依存度



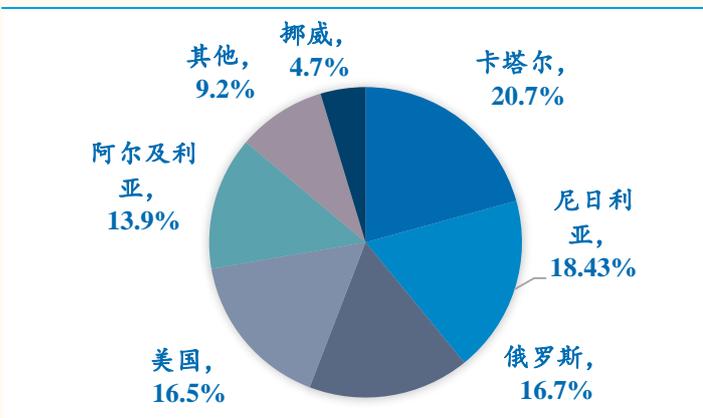
来源：Statista, BP energy, IEA, 国金证券研究所

图表 81：2000-2020 年俄罗斯出口欧洲管道气 (bcm)



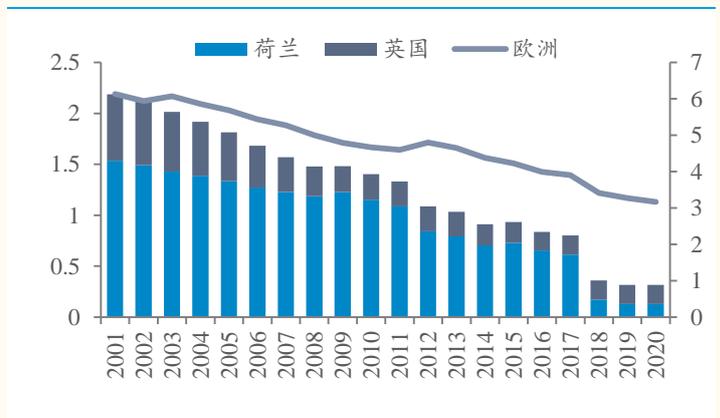
来源：Statista, BP energy, IEA, 国金证券研究所

图表 82：2021 年欧盟 LNG 进口来源国



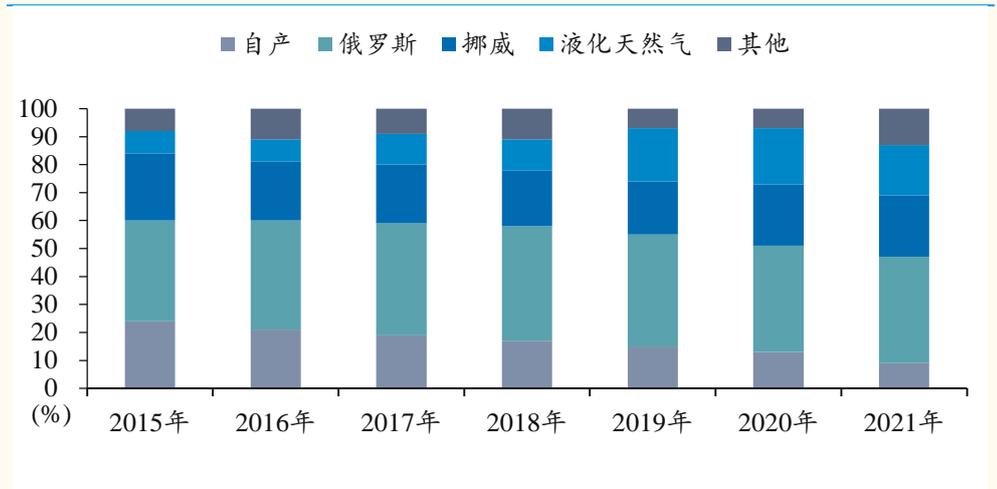
来源：Statista, BP energy, IEA, 国金证券研究所

图表 83：2000-2021A 英国、荷兰和全欧洲天然气探明储量



来源：Statista, BP energy, IEA, 国金证券研究所

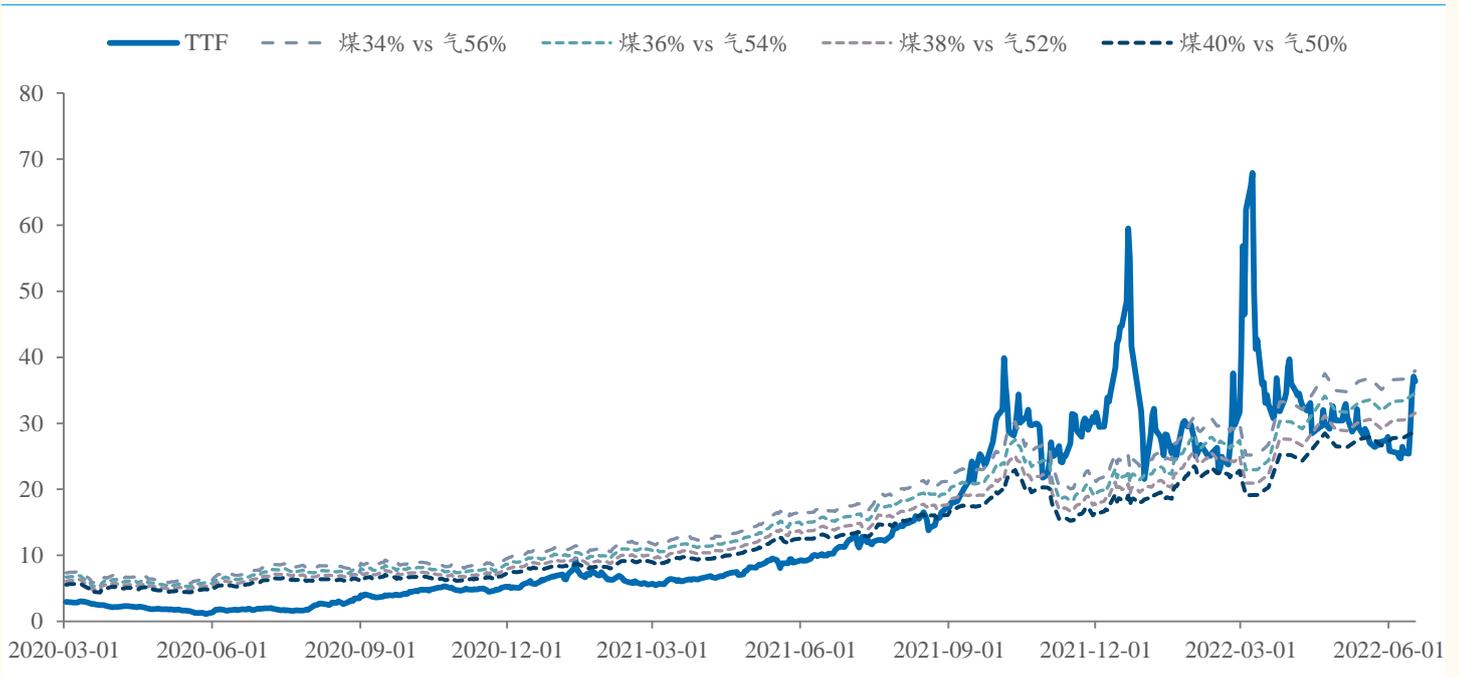
图表 84：2015-2021 欧洲天然气供应结构



来源：Statista, BP energy, IEA, 国金证券研究所

- 气价超出煤气转换区间最上沿，欧洲能源安全形势严峻。
- 欧洲天然气价格超出煤气转换区间最上沿，气转煤需求强。欧洲传统电力领域煤气装机比例相当、煤气转换灵活，二者价格相互制约。2021年9月，天然气价格穿透煤气转换区间最上沿。此后，欧洲煤电发电量一直高于2019年水平。
- 气转煤同样受限，预计 TTF 价格年底前将维持高位：
 - ✓ 近几年欧洲“去碳”较为激进：一方面煤机大量退出，煤气转换的灵活性减弱；另一方面，碳价也约束了煤炭替代的经济性。若不考虑碳价，气价突破煤气转换区间最上沿的时间更早；
 - ✓ 欧洲 8 月对俄罗斯煤炭实施禁运后，能否以合理的价格填补俄罗斯煤的缺口也存在不确定性。
- 若电力领域对气的弹性需求完全转换成煤后，天然气还存在供需缺口，则需要工业领域做出响应。欧洲过去从未出现过需求侧响应，这使能源价格继续上涨对经济可能造成的影响存在无法预测性。

图表 85：欧洲煤气转换区间（美元/百万英热）

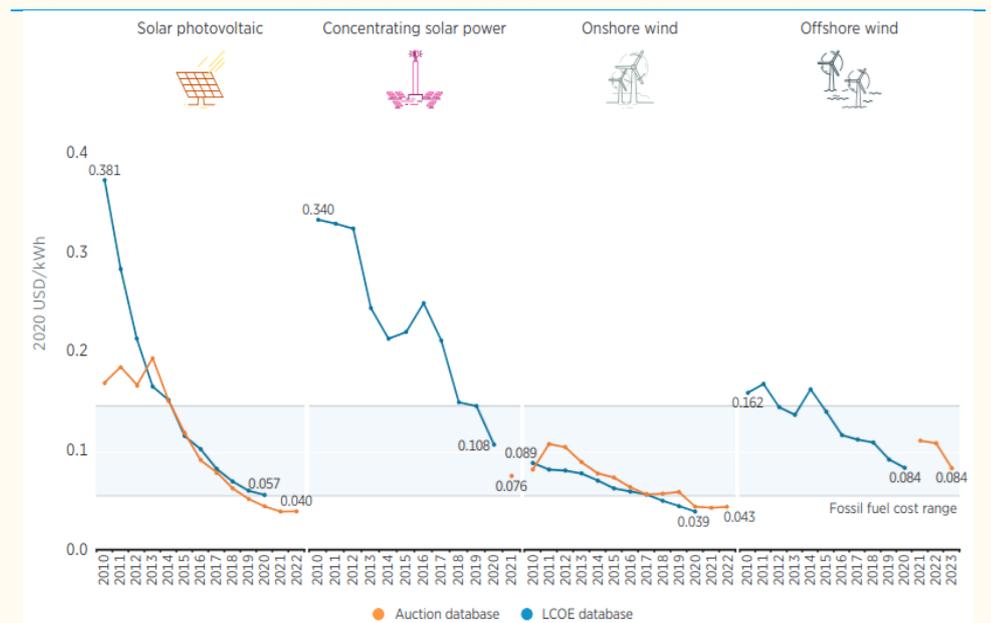


来源：Wind, EIA, 国金证券研究所

3.5 新能源成本的比较优势决定了中、欧新能源转型更积极

- **新能源 VS 化石能源成本比较看：全球范围内，光伏、陆上风电价格已具备比较优势。**根据 IRENA 的全球平均数据来看，光伏和陆上风电项目的购电协议价已经能够低于新开发的化石能源发电项目，表明新能源经济性整体上具有了比较优势，而光热和海上风电项目仍处在降本途中。其中，从最近签署的购电协议来看，光伏 2022 年购电协议价降至 0.04\$/KWh，低于最廉价的化石能源发电价 27%（煤电为主），低于 2020 年 LCOE 30%，表明价格下探仍有空间。

图表 86：2010~2023E 新能源与化石能源购电协议价、LCOE 比较



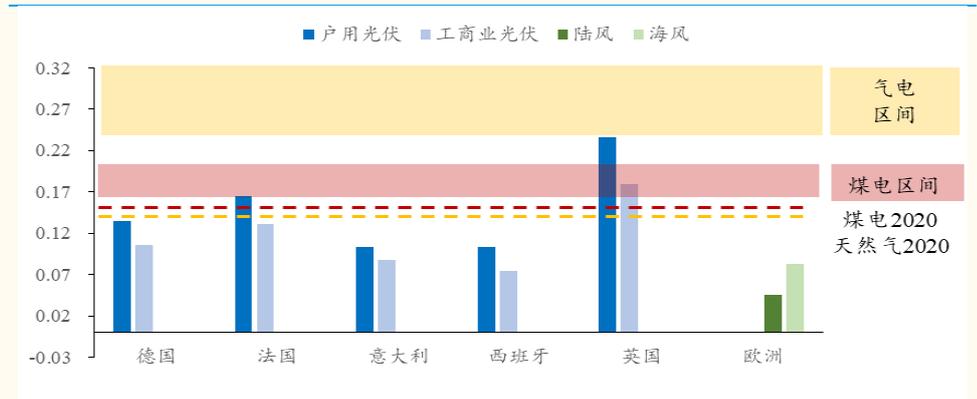
来源：IRENA, 国金证券研究所

■ 化石能源成本上涨，进一步突出新能源经济性

(1) 欧洲

- ✓ **煤电**：欧洲煤炭发电成本 150~250 美元/吨，度电耗煤 300 克，折合度电成本 0.045~0.075 美元。已超过多国风、光平均度电成本。
- ✓ **天然气**：欧洲当前天然气发电成本 15~25 美元/mmbtu，度电消耗 0.2 方气，折合度电总成本 0.24~0.32 美元。已超过各类新能源平均度电成本（假设 1mmbtu=25 标方）。

图表 87：欧洲新能源与煤电、天然气 LCOE 比较 (\$/Kwh)

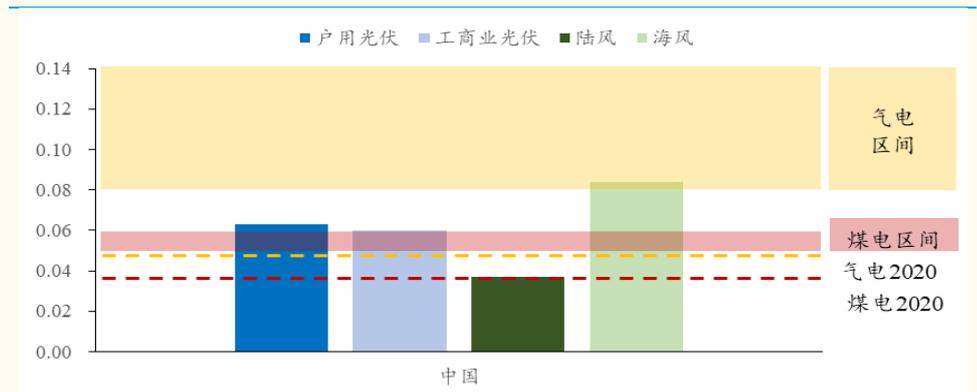


来源：IRENA，国金证券研究所

(2) 中国

- ✓ **煤电**：中国当前煤炭发电成本 800~1000 元/吨，度电耗煤 300 克，折合度电总成本 0.34~0.4 元（0.049~0.057 美元）。陆风、光伏与之平价。
- ✓ **天然气**：中国当前天然气发电成本 8~16 美元/mmbtu，度电消耗 0.2 方气，折合度电总成本 0.078~0.142 美元。已超过海风度电成本（假设 1mmbtu=25 标方）。（备注：火电燃料成本外其他成本，按照中国 0.1 元/KWh、欧美 0.12 美元/KWh 测算）

图表 88：中国新能源与煤电、天然气 LCOE 比较 (\$/Kwh)

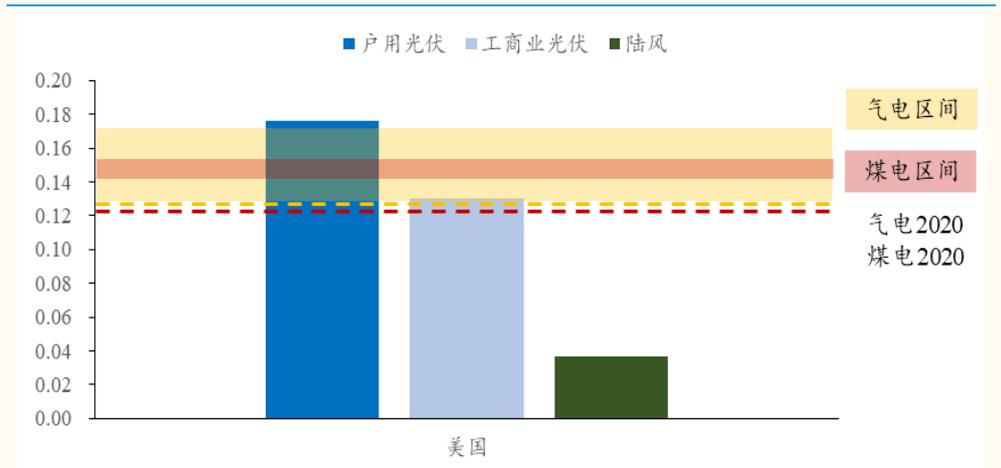


来源：IRENA，国金证券研究所

■ 美国能源禀赋使得化石能源成本优势明显

- ✓ **煤电**：美国当前煤炭发电成本 70~100 美元/吨，度电耗煤 300 克，折合度电总成本 0.14~0.15 美元。
- ✓ **天然气**：美国当前天然气发电成本 2~6 美元/mmbtu，度电消耗 0.2 方气，折合度电总成本 0.14~0.17 美元。（假设 1mmbtu=25 标方）。
- ✓ **化石能源成本相比加州光伏成本仍具备一定的优势，但受到全球能源价格普涨的影响，相比 2020 年成本优势已经缩小。**

图表 89：2020 年美国新能源与煤电、天然气 LCOE 比较 (\$/Kwh)



来源：IRENA，国金证券研究所

4、投资建议

■ 风、光发电板块：

从美、英历史能源转型的路径及驱动因素可以看到政策扶持、技术进步对于转型的催化作用。从能源成本的比较可以看到当前中、欧新能源转型的动力十足。在经历光伏、陆风、海风走向平价上网、补贴逐步退坡带来的抢装潮后，我国新能源转型渐入佳境，行业迈入成熟发展阶段。我们预计“十四五”期间新能源装机将保持高增长态势。新增装机驱动因素包括大基地规划和电力市场建设给绿电带来的利好。

建议关注光伏、风电中游产业链（电新覆盖）、建议关注下游绿电运营商三峡能源。

■ 电网板块：

电网需求伴随风光大基地建设而起，同时在宏观经济上发挥“稳增长”的逆周期调节作用，电网（特高压）投资有望超预期。建议关注电网建设中主要硬件供应商许继电气、平高电气（电新覆盖）。

5、风险提示

■ 电力板块——电源：

新增装机容量不及预期；下游需求景气度不高、用电需求降低导致利用小时数不及预期；电力市场化进度不及预期；补贴退坡影响新能源发电企业盈利等。

■ 电力板块——电网：

装机需求不及预期；电网投资不及预期等。

公司投资评级的说明：

- 买入：预期未来 6—12 个月内上涨幅度在 15%以上；
- 增持：预期未来 6—12 个月内上涨幅度在 5%—15%；
- 中性：预期未来 6—12 个月内变动幅度在 -5%—5%；
- 减持：预期未来 6—12 个月内下跌幅度在 5%以上。

行业投资评级的说明：

- 买入：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 15%以上；
- 增持：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 5%—15%；
- 中性：预期未来 3—6 个月内该行业变动幅度相对大盘在 -5%—5%；
- 减持：预期未来 3—6 个月内该行业下跌幅度超过大盘在 5%以上。

特别声明：

国金证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

均不得以任何方式对本报告的任何部分制作任何形式的复制、转发、转载、引用、修改、仿制、刊发，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发，需注明出处为“国金证券股份有限公司”，且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。本报告反映撰写研究人员的不同设想、见解及分析方法，故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致，国金证券不对使用本报告所包含的材料产生的任何直接或间接损失或与此有关的其他任何损失承担任何责任。且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，在不作事先通知的情况下，可能会随时调整，亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与国金证券其它业务部门、单位或附属机构在制作类似的其他材料时所给出的意见不同或者相反。

本报告仅为参考之用，在任何地区均不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。本报告提及的任何证券或金融工具均可能含有重大的风险，可能不易变卖以及不适合所有投资者。本报告所提及的证券或金融工具的价格、价值及收益可能会受汇率影响而波动。过往的业绩并不能代表未来的表现。

客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突，而不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。证券研究报告是用于服务具备专业知识的投资者和投资顾问的专业产品，使用时必须经专业人士进行解读。国金证券建议获取报告人员应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议，国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。

在法律允许的情况下，国金证券的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

本报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布该研究报告的人员。国金证券并不因收件人收到本报告而视其为国金证券的客户。本报告对于收件人而言属高度机密，只有符合条件的收件人才能使用。根据《证券期货投资者适当性管理办法》，本报告仅供国金证券股份有限公司客户中风险评级高于C3级(含C3级)的投资者使用；本报告所包含的观点及建议并未考虑个别客户的特殊状况、目标或需要，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。对于本报告中提及的任何证券或金融工具，本报告的收件人须保持自身的独立判断。使用国金证券研究报告进行投资，遭受任何损失，国金证券不承担相关法律责任。

若国金证券以外的任何机构或个人发送本报告，则由该机构或个人为此发送行为承担全部责任。本报告不构成国金证券向发送本报告机构或个人的收件人提供投资建议，国金证券不为此承担任何责任。

此报告仅限于中国境内使用。国金证券版权所有，保留一切权利。

上海

电话：021-60753903

传真：021-61038200

邮箱：researchsh@gjzq.com.cn

邮编：201204

地址：上海浦东新区芳甸路1088号

紫竹国际大厦7楼

北京

电话：010-66216979

传真：010-66216793

邮箱：researchbj@gjzq.com.cn

邮编：100053

地址：中国北京西城区长椿街3号4层

深圳

电话：0755-83831378

传真：0755-83830558

邮箱：researchsz@gjzq.com.cn

邮编：518000

地址：中国深圳市福田区中心四路1-1号

嘉里建设广场T3-2402