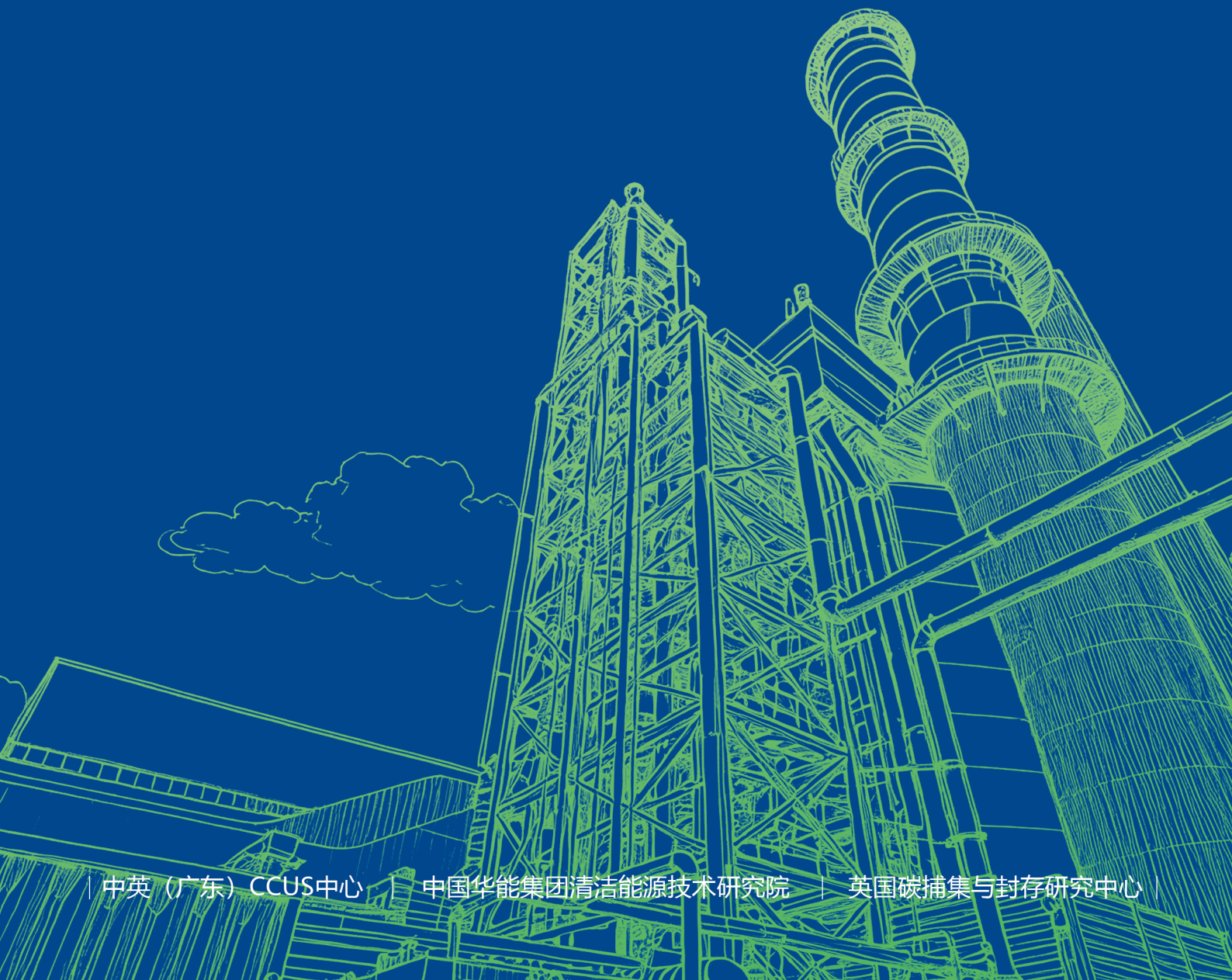
中英（广东）CCUS 中心
UK-China (Guangdong) CCUS Centre

中国华能集团清洁能源技术研究院
CHINA HUANENG CLEAN ENERGY RESEARCH INSTITUTE

UKCCS RESEARCH COMMUNITY

天然气联合循环电厂CO_2捕集技术：现状、挑战与展望

2026年6月



中英（广东）CCUS中心 | 中国华能集团清洁能源技术研究院 | 英国碳捕集与封存研究中心

致谢

本报告系“迈向净零——中英碳捕集、利用与封存（CCUS）合作伙伴倡议”项目研究成果，由英国外交、联邦和发展事务部（FCDO）通过英国驻华大使馆资助完成。作者谨对 FCDO 的科研经费支持及促成本项工作的合作框架致以诚挚感谢。

2025 年 3 月 17 日，中国国家能源局与英国能源安全与净零部于北京联合召开第八次中英能源对话，会议期间双方正式签署《中英清洁能源合作伙伴关系谅解备忘录》。本报告所载研究成果，属中英两国在前述双边合作框架下于 CCUS 领域的专题产出。

本报告由 Jon Gibbins（英国碳捕集与封存研究中心）、夏菖佑（中英（广东）CCUS 中心）与范紫桉（中国华能集团清洁能源技术研究院）共同撰写，并在中英燃气轮机 CCUS 净零工作组（Gas-CCUS Net Zero Working Group, GCNZ）的技术支持下完成。工作组专家成员包括：许世森（中国华能集团）、郜时旺（中国华能集团清洁能源技术研究院）、梁希（中英（广东）CCUS 中心）。

执行摘要

天然气联合循环电厂（NGCC，以下简称燃气电厂）在全球能源转型中承担着关键角色，为可再生电力占比持续攀升的电网系统提供不可或缺的灵活性与可靠性保障。然而，若要使燃气电厂持续运行与碳中和目标相容，则必须有效消除其 CO_2 排放。本报告系统评估了在燃气电厂部署碳捕集、利用与封存（CCUS）技术的现状、挑战及实现路径。

尽管掺氢燃烧在长期来看是潜在方案，但胺法燃烧后捕集仍是当前唯一技术成熟、具备规模化条件的燃气电厂脱碳路径。Allam 循环、固体吸附剂等替代路线，或因技术尚未成熟，或因无法适配天然气烟气低浓度 CO_2 的特性，短期内均不具备大规模部署条件。尽管前端工程设计（FEED）研究已论证胺法捕集的技术可行性，迄今却尚无一座商业规模燃气电厂碳捕集项目建成投运，长期运行性能与实际成本仍存在较大不确定性。

本报告评估揭示了关于燃气电厂碳捕集技术在技术与经济层面的若干关键洞察：

技术经济性	胺法燃烧后捕集是当前唯一可行的近期脱碳路径，但成本对运行条件高度敏感。捕集成本随电厂负荷率显著波动——高负荷工况下，国外最新估算值约为 80 美元 / 吨 CO_2（约合人民币 541 元 / 吨），低负荷工况则超过 212 美元 / 吨 CO_2（约合人民币 1,436 元 / 吨）。基于中国在工业规模化部署中的成本控制能力，实际捕集成本有望显著低于上述国外参考值。
捕集率	业界对捕集率上限的认知正在更新。研究表明，将烟气 CO_2 做到“应收尽收”——即捕集电厂燃机全部新增排放，实现接近 100% 的捕集率，使烟气 CO_2 浓度降至大气本底水平——技术上已可实现，突破了此前 90%~95% 捕集率的行业惯用目标。
运行灵活性	在高比例可再生能源电网中，燃气电厂须频繁启停调峰。英国 FOCUSS 项目（Flexible Operation of Capture Using Solvent Storage，即利用溶剂储存实现灵活碳捕集）表明，采用溶剂储存系统可在启停及变负荷工况下维持高捕集率。
溶剂性能	对比分析表明，先进溶剂与基准单乙醇胺（MEA）之间的捕集性能差异并不显著。更深层的差异和风险在于溶剂的长期稳定性与降解控制——早期项目的实际运行数据已经表明，溶剂管理成本可能远超设计预期。

中英两国虽处于不同的能源转型阶段，但燃气电厂部署碳捕集的战略价值在双方的实践中均得到了充分印证。中国气电装机规模预计将于 2030 年达到 200~400 GW。华能洋浦碳捕集测试平台（约 2,000 吨 / 年）自 2023 年投运以来，已成为全球首个专注于天然气烟气 CO_2 捕集的国际测试平台，验证了碳捕集与调峰电厂柔性运行的协同控制能力。英国方面，以 2035 年实现净零排放电力系统为目标，正全力推进 Net Zero Teesside 等旗舰项目。无论在中国还是英国，为燃气电厂配备碳捕集，既能大幅削减其碳排放，又能为高比例可再生能源电网提供不可或缺的稳定支撑。

为加速推动可靠、高性能、经济可行的燃气电厂碳捕集部署，本报告提出以下五项战略优先行动建议：

以长周期验证夯实技术根基	开展两年以上的试点运行，系统积累溶剂寿命与运维成本的可靠数据。
以工程化手段保障灵活性	实施溶剂储存等先进溶剂管理与控制策略，确保电厂在所有运行工况下均能保持高捕集性能。
采用 95%~100% 捕集率目标	新建项目应以 95% 为最低捕集率标准，以约 100% “新增 CO_2” 捕集为设计目标，锚定碳中和排放路径。
以试点降本驱动经济性突破	聚焦模块化设计、热集成优化，并在设备配置上充分考虑调峰运行的特殊要求，持续压降项目资本开支。
完善政策与市场机制，推动早期项目落地	在规模效应充分显现之前，公共财政支持至关重要。政府与监管机构应提供定向金融工具（如拨款、低息贷款或捕集 CO_2 差价合约），并强化碳市场信号，为早期商业项目创造可持续的收入来源，降低投资风险。

综上，燃气电厂部署碳捕集，其意义不限于减排本身，更是一项关乎能源安全与转型韧性的系统性战略投资。依托持续的国际合作、针对性的技术创新以及支持性政策的推动，燃气电厂碳捕集必将构筑起通往安全、可靠、碳中和未来的关键桥梁。

目录

致　谢 i

执行摘要 i

目　录 iv

第 1 章　引言 01

第 2 章　为何胺法燃烧后捕集是大规模燃气电厂脱碳的唯一可行选择 04

第 3 章　燃气电厂碳捕集技术现状评述 08

3.1 燃气电厂胺法燃烧后捕集项目现状 09

3.2 燃气电厂碳捕集溶剂的性能差异 11

3.3 最大可达捕集率 12

3.4 基于溶剂储存的灵活运行碳捕集：FOCUSS 项目总结 14

第 4 章　中国代表性天然气联合循环发电厂案例研究 18

4.1 电厂概况与运行工况 19

4.2 碳捕集测试平台设计 21

4.3 研究能力与未来展望 24

第 5 章　总结与战略方向 26

5.1 结论 27

5.2 未来工作建议 29

参考文献 30

01

第 1 章
引言

全球能源体系正经历一场深刻的脱碳转型。

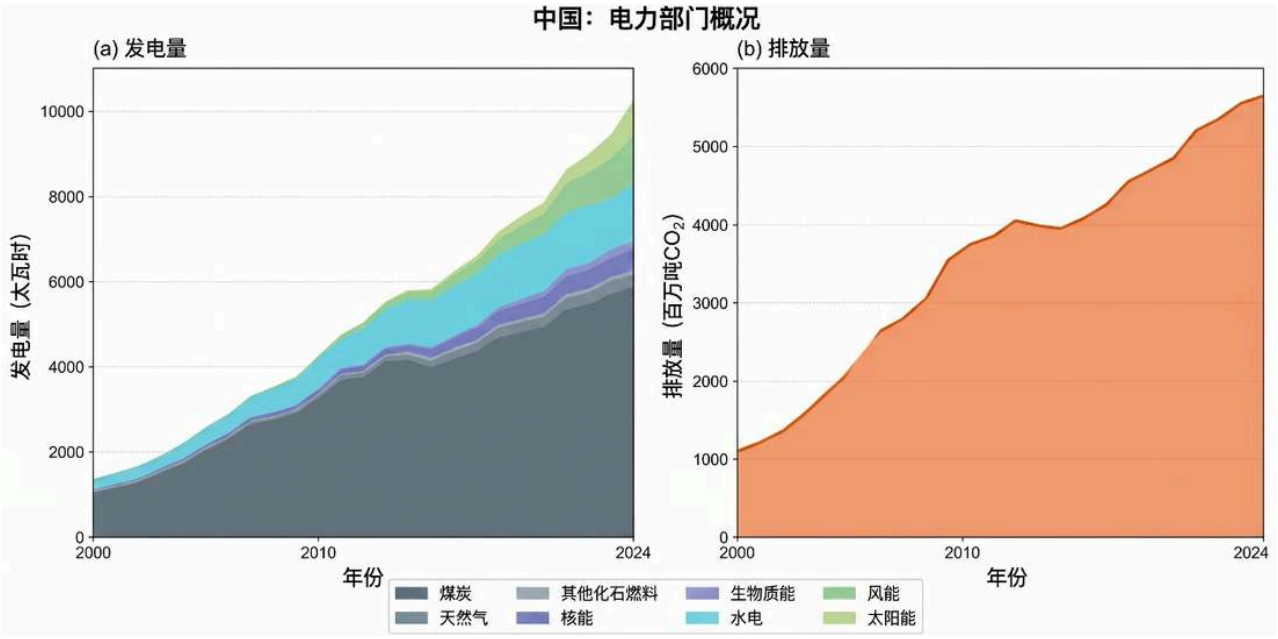
在这一进程中，以天然气联合循环电厂为代表的天然气发电，承担着双重战略角色：一方面，它为煤电提供更为清洁的替代方案；另一方面，更为关键的是，它为波动性可再生能源的大规模并网提供不可或缺的灵活性支撑。然而，气电的气候效益是相对的。一座典型燃气电厂每兆瓦时仍排放约 350~450 千克 CO_2，约为同等规模燃煤电厂的 40%~50%[1]。因此，气电规模越大、在脱碳进程中扮演的角色越重，其自身的碳排放问题就越不容回避，亟需加以解决。

这一增长态势在中国较为显著。

2024 年，中国天然气消费量同比增长 7.3%，占一次能源消费比重达 8.8%；发电用气量增长 9.5%，占天然气消费总量的 18%，气电新增装机容量创历史新高[2]。燃气电厂已被广泛视为“构建新型电力系统的重要灵活调节电源”，在调峰与保障电网可靠性方面发挥着关键作用。据预测，中国气电装机容量将于 2030 年达到 200~400 GW，即使到 2060 年仍可能保持在 200~300 GW 的水平[3]。因此，在这些电厂部署碳捕集技术，不仅是可行选项，更是中国电力行业深度脱碳的一项必要的战略任务，同时也意味着一个潜力巨大的碳捕集技术应用市场。

英国的经验提供了有力的参照（图 1）。

2024 年，英国电力系统取得历史性突破：可再生能源发电占比达 50.4%，化石能源发电则降至 31.8% 的历史最低水平[4]。随着 2024 年 9 月实现煤电全面退出，英国几乎全部剩余化石发电均由天然气承担，占电力供应总量的 30.4%[4]。英国政府明确认识到，灵活性不能以牺牲长期气候目标为代价，已承诺“到 2035 年建成净零碳电力系统”，并将脱碳气电——通过 CCUS 与掺氢燃烧实现——定位为关键的过渡性资产[5]。这表明，对于任何寻求安全、可靠地向以可再生能源为主体的电力系统转型的国家而言，发展低碳或零碳气电技术皆是一项战略性优先事项。



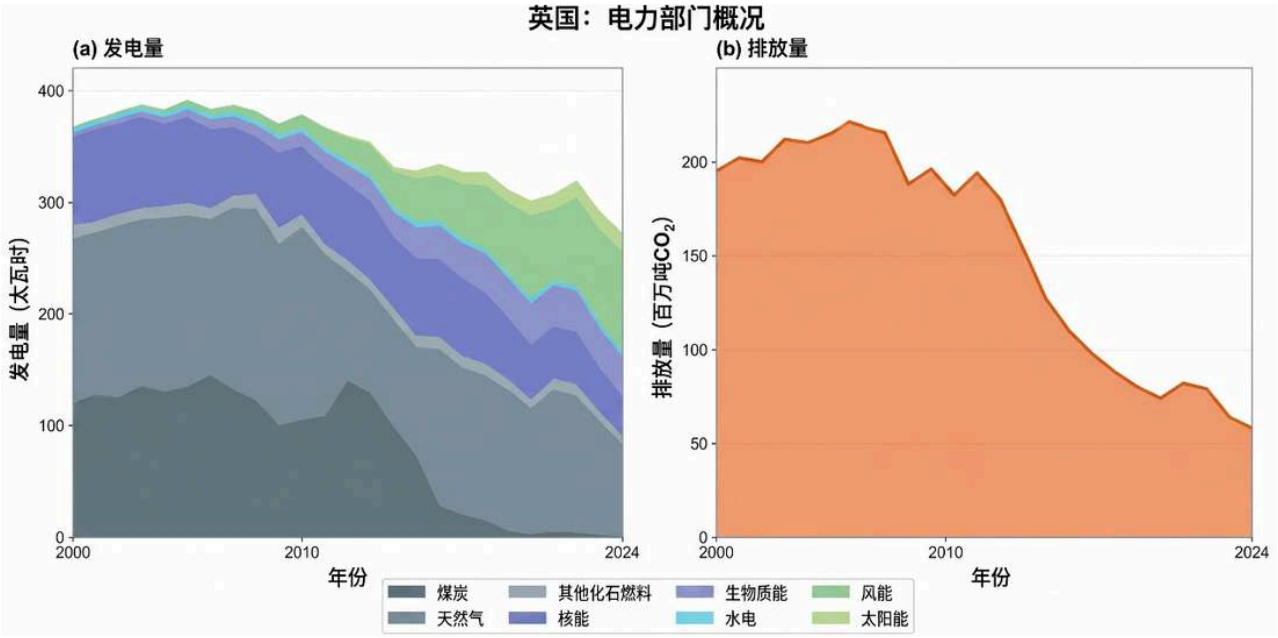


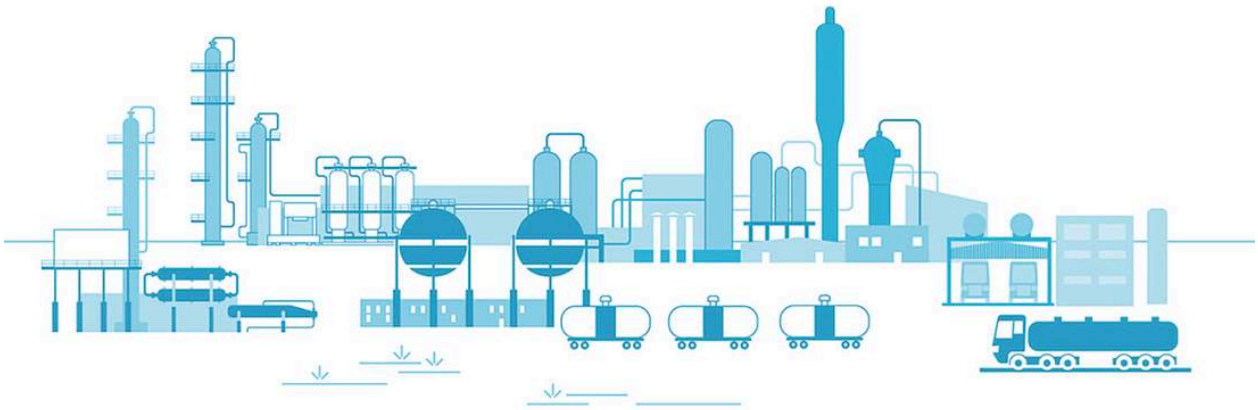
图 1　2024 年中英两国发电结构对比[6,7]。 2024 年，中国气电发电量约为 3,030 亿千瓦时，占全国总发电量的约 3.2%[8]；英国气电发电量约为 840 亿千瓦时，占全国电力供应的 30% 以上。中英两国气电的绝对规模可观，意味着在天然气发电厂部署碳捕集技术具有广阔的市场潜力。

实现燃气电厂碳中和的技术路径主要有两条：

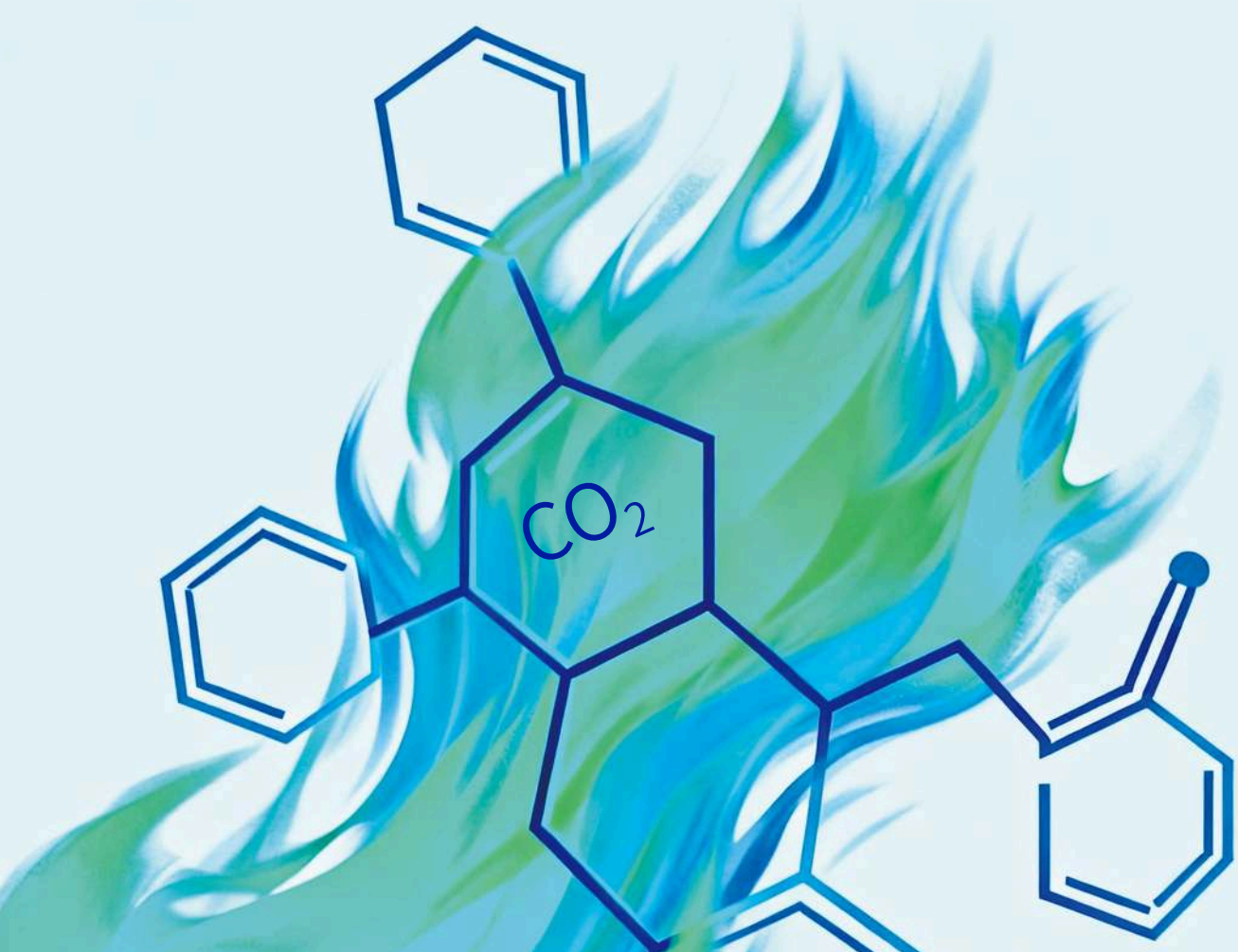
1. 燃料脱碳	(如掺氢燃烧，逐步迈向 100% 氢气燃烧；或利用厌氧消化产生的生物甲烷。对于生物甲烷路线，厌氧消化过程伴生的 CO_2 应予以永久封存或资源化利用);
2. 烟气脱碳	(对现有或新建燃气电厂加装 CCUS)。

氢能虽在长期来看是零碳方案，其规模化推广却面临多重障碍：现有机组在高比例混氢乃至纯氢燃烧方面尚存技术瓶颈，同时还需大幅降低成本、完善供应链体系。可再生甲烷受资源禀赋约束，但作为可直接替换常规天然气的燃料，为近期脱碳提供了一条可行路径。更关键的是，可再生甲烷与 CCUS 耦合后可实现碳中和甚至净负排放，为燃料脱碳路线提供了具有操作性的示范样板。相比之下，对现有及新建燃气电厂加装 CCUS（烟气脱碳路线）适用范围更广、近期可部署性更强，是能源转型中既能衔接当下又可融资落地的关键桥梁。

然而，与燃煤电厂相比，燃气电厂碳捕集面临独特的工程挑战。燃气电厂烟气中 CO_2 浓度低（约 3%~5%），意味着单位捕集量对应的烟气处理体积远大于煤电；同时烟气氧含量高（13%~18%），加剧了溶剂的氧化降解风险。上述特征对碳捕集技术的分离效率、能耗控制和溶剂抗降解性能均提出了更高要求，也是当前研发攻关的重点方向。



第 2 章
为何胺法燃烧后捕集是大规模燃气电厂脱碳的唯一可行选择



本报告对燃气电厂碳捕集技术进行了系统分析，全面梳理了其发展现状、核心技术经济挑战及未来演进路径。报告认为，在燃气电厂部署 CCUS，其意义远超一项减排措施：它是一项系统级解决方案，服务于保障能源安全、构建新型电力系统、实现能源体系碳中和的最终目标。

当前，胺法燃烧后捕集仍是唯一经得起检验、可对燃气电厂烟气进行大规模商业化 CO_2 捕集的技术路线。这一结论可从各类替代技术的现状得到印证——迄今尚无替代方案已就绪或适用于典型燃气电厂机组的大规模部署。

以下案例从不同技术路线说明了替代方案的不成熟或不适用：

Allam 循环：	尽管已历经十余年研发[9]，Allam 循环至今尚未具备商业化条件。即便是其开发者亦坦承这一局限。近期的业务动态表明，该公司已将战略重心转向以自有专利溶剂（Entropy Inc.）提供胺法燃烧后捕集，作为近期的商业化方案（见专栏 1）。
固体吸附剂（Svante）：	Svante 公司基于金属有机框架材料（MOF）的固体吸附剂技术虽已研发近二十年，但该公司明确指出，该技术在 CO_2 浓度低于 12% 的烟气场景中不具备竞争力。鉴于典型燃气轮机烟气中 CO_2 浓度仅为 3~5%，因此该技术目前不适用于燃气电厂。此外，即使在较高 CO_2 浓度条件下，固体吸附剂在可达到的最低出口 CO_2 浓度方面可能也存在基础热力学极限，从而制约了最大捕集率。正因如此，Svante 同样将基于巴斯夫 OASE® blue 溶剂的胺法燃烧后捕集作为其针对燃气电厂的主推方案（见专栏 2）。
碳酸钾法 (Capsol):	Capsol Technologies 公司提出了一种工艺路线：将烟气加压并适度加热，利用碳酸钾实现 CO_2 捕集，脱碳后的烟气再膨胀做功以回收能量。然而，该技术目前仅适用于较小规模的简单循环燃气轮机（OCGT）改造。该工艺利用燃气轮机排气余热加热贫 CO_2 烟气，不配置蒸汽锅炉；从本质上讲，这相当于增设了一套间接加热的燃气轮机底循环，而非与传统联合循环电厂（CCGT）的蒸汽循环进行集成（见专栏 3）。

综上所述，在当前技术格局下，胺法燃烧后捕集是实现现有及在建燃气电厂大规模、快速脱碳的唯一现实选择——既具备足够的技术成熟度，也拥有充分的场景适配能力。下一章将对燃气电厂胺法燃烧后捕集的技术现状进行系统评述，重点考察现行设计标准、溶剂性能与可实现的捕集率。

专栏 1: Net Power 关于 Allam 循环技术现状的陈述

“关于其他无形资产的非现金减值 [10]:	本季度，公司完成了对富氧燃烧技术的市场分析，发现该技术的市场认可与部署速度慢于此前预期。Project Permian 的价值工程虽已识别出显著的成本下降空间和性能提升潜力，但仍未达到在当前市场条件下具备经济竞争力的水平。上述情况导致公司资产负债表上该项技术及相关资产的账面价值发生减值。”
“优化资本配置，提供清洁稳定电力 [11]:	公司仍视富氧燃烧技术为低碳发电的一项长期可行方案。公司将审慎投入资金以维持其在富氧燃烧领域的技术领先地位，包括持续推进相关工程工作及示范设施的测试运行；同时，公司也可能根据市场机会，将更多可用资本投入到与 Entropy 合作的短期可落地电力项目中。”

“Net Power 近期发布的新闻稿宣布，已与 Entropy 签署意向书，将部署 Entropy 的燃烧后捕集技术，在美国建设清洁稳定电力项目。此外，Net Power 已规划在其现有项目场址部署该方案，首站选定西德克萨斯州的 Project Permian，目标于 2028 年实现首批清洁电力并网。” [10]

“将燃烧后捕集技术纳入 Net Power 的技术组合，使公司有能力在本十年内率先部署清洁天然气发电，占据市场先机。”

专栏 2: Svante MOF 固体吸附剂在气电领域的应用现状

“Svante 屡获殊荣的固体吸附剂过滤式碳捕集技术”

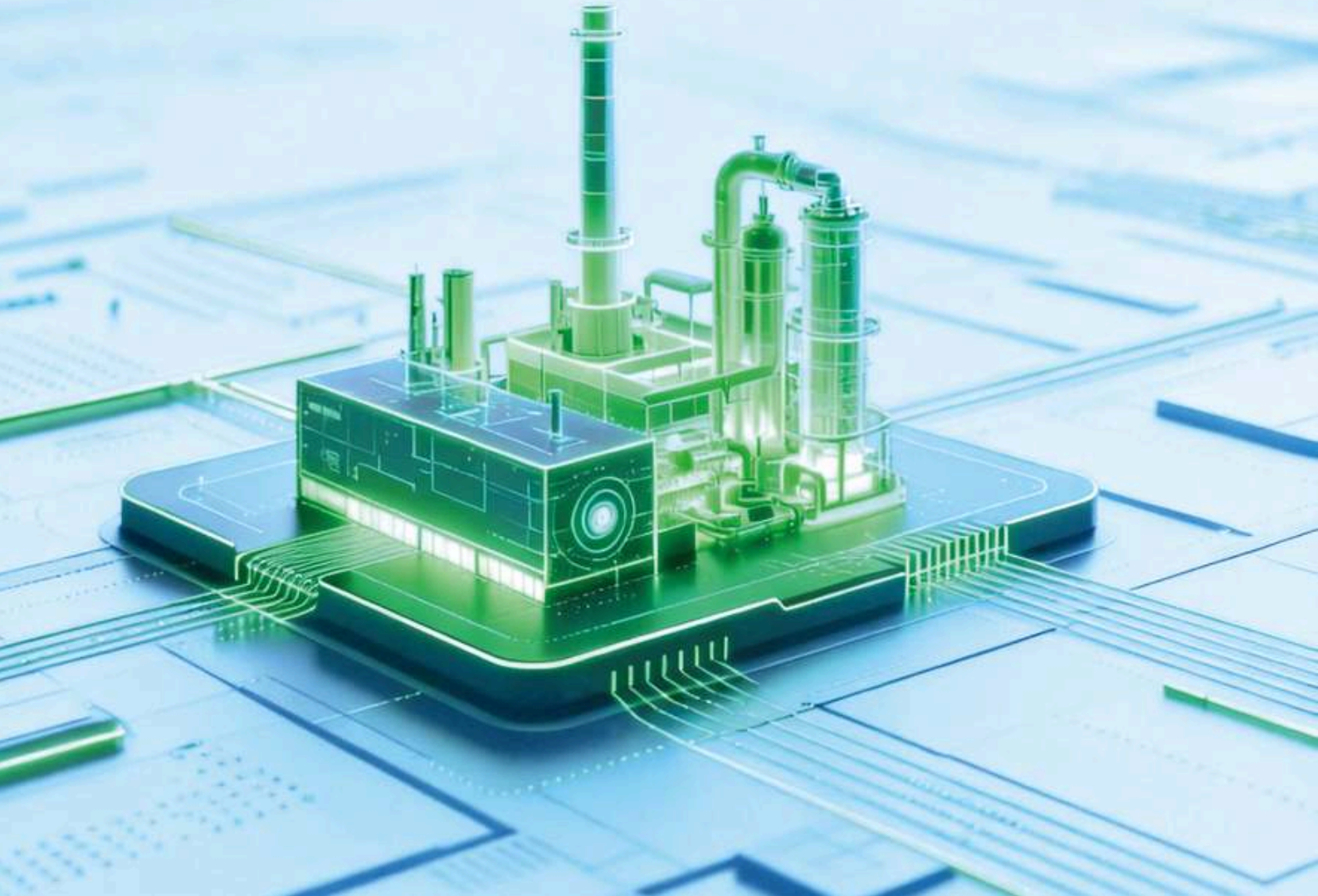
“我们以世界一流的第二代碳捕集技术——固体吸附剂——在行业中建立了声誉。相较于液体胺法等其他技术，该技术具有多项优势，包括环境友好性更优、效率更高、对烟气污染物的耐受能力更强。Svante 的固体吸附剂 CALF-20 最适用于 CO_2 浓度在 12% 及以上的工况。”[12]

“OASE® blue 为 Svante 客户提供了一种可实现商业化的碳捕集方案，捕集率最高可达 99% 以上，且能耗和胺耗均较低。OASE® blue 是针对天然气发电厂等低浓度烟气来源，进行液体胺法碳捕集的领先技术。”[13]

专栏 3: CapsolGT 技术在开放循环燃气轮机（OCGT）中的应用

该技术适用于基于简单循环燃气轮机的较小规模装置（装机容量为数十兆瓦级，而非联合循环电厂的上百兆瓦级）。其从燃气轮机的高温排气中捕集 CO_2。工艺要求全部烟气在燃气轮机中膨胀至接近大气压后，进行冷却和再压缩，以使碳酸钾法能够在足够高的 CO_2 分压下运行[14]。捕集完成后，贫 CO_2 烟气经加热后再次膨胀至大气压，驱动烟气压缩机并产生发电输出[14]。

第 3 章
燃气电厂碳捕集技术现状评述



3.1 燃气电厂胺法燃烧后捕集项目现状

关于燃气电厂燃烧后碳捕集技术的最新进展，公开信息主要来源于美国能源部资助的一系列前端工程设计（FEED）研究（相关内容汇总见表 1）。英国方面，Net Zero Teesside 项目已完成 FEED 研究及后续详细设计，但目前尚无详细的公开报告，仅有会议报告、视频[15, 16, 17]，以及网络文章[18, 19, 20]等渠道的零散信息可供参考。此外，英国部分燃气电厂碳捕集项目的环评许可申请文件中也披露了重要技术信息，涉及具体的设计方案和大气排放指标。上述申请中的关键参数同样纳入表 1。

然而，必须指出的是，上述所有信息均非实际运行数据。商业设计方案不等于运行性能兑现。在商业规模燃气电厂碳捕集项目积累起多年期运行数据之前，所谓“技术现状”仍以理论分析为主。此外，部分现有信息的撰述方与所述技术存在商业利益关联，其评估可能带有倾向性。

表 1 汇总了近年 FEED 研究及公开披露信息，揭示出若干关键设计特征：

捕集率：	90%~95% 为常见目标，但也有部分研究（如 Bechtel-Panda）考虑了 85%。
部署路径：	美国以现有机组改造为主。英国方面，虽有不少改造项目（如 VPI Immingham），但目前的重点示范项目更倾向于新建机组（如 Net Zero Teesside、Connah’s Quay）。
运行灵活性：	灵活性已被视为不可或缺的设计要求，部分方案（如 Mustang Station）配置两套并联碳捕集装置以适应灵活调峰。

燃气碳捕集项目的经济性随项目规模、负荷率及集成方式差异而显著分化。 例如，Polk Unit 2 联合循环机组配燃烧后碳捕集的目标成本控制在 80 美元 / 吨 CO_2 以内；而 GE-Linde-Southern Company 的 FEED 研究估算约为 100 美元 / 吨 CO_2。Mustang Station 碳捕集 FEED 研究（采用 PZAS ™哌嗪先进汽提工艺）的数据进一步揭示了负荷率的显著影响：85% 负荷率下捕集成本约 85 美元 / 吨 CO_2，降至 52% 负荷率时则攀升至 166 美元 / 吨[21]。除表 1 所列案例外，斯坦福大学对燃气电厂改造项目的估算显示，85% 负荷率下平准化捕集成本约为 123 美元 / 吨 CO_2，降至 40% 负荷率时则骤升至约 212 美元 / 吨 CO_2——这一区间更贴近许多燃气电厂的实际运行工况[22]。除上述技术敏感性因素外，宏观经济环境也显著抬升了成本基准。对近年 FEED 研究的分析表明，2020 年末至 2024 年中，通胀叠加利率上行导致美国和西方国家燃气电厂碳捕集单位成本上涨约 59%，能源价格波动又使运行成本额外增加了 10%~15%[23]。 因此，早期 FEED 研究中的静态成本估算可能需要上调，以反映当前的市场实际。

表 1 所列项目汇集了当前对燃气电厂碳捕集技术最为深入的商业化前认知，但实际运行验证仍属空白。

表 1 燃气电厂胺法燃烧后捕集 FEED 研究及近期其他公开技术信息（数据截至 2026 年 3 月）

名称	电厂配置 [a]	捕集规模	设计捕集率 (%)	状态	备注
美国					
1. EPRI-Fluor Elk Hills NGCC 燃气联合循环碳捕集 FEED 研究 [24]	现有 550MW 燃气联合循环（NGCC）改造及新建蒸汽锅炉	约 1.46 $MtCO_2$/yr	未设定百分比，采用固定年捕集量目标	FEED 完成（2022 年 2 月）	使用 Fluor Econamine FG Plus® 溶剂；估算成本 7.48 亿美元；位于加利福尼亚州 Tupman
2. Bechtel-Panda Sherman NGCC 碳捕集 FEED 研究 [25]	现有 758 MW 燃气电厂改造（2×2×1，补燃，F 级燃机）	约 64.5 万吨 CO_2/ 年	85%	FEED 完成（2022 年 3 月）	使用 35 wt% MEA 溶剂；捕集成本约 114.50 美元 / 吨 CO_2；位于德克萨斯州 Sherman
3. PZAS ™哌嗪先进汽提工艺 FEED 研究 [26]	现有 464 MW 燃气电厂改造 (Mustang 电站)	约 85 万吨 CO_2 / 年	90%	FEED 完成（2022 年 3 月）	推荐采用两套独立的碳捕集装置，以并联方式运行，适应灵活调峰需求
4. Linde-BASF 燃烧后捕集 FEED 研究（南方公司密西西比电厂）[27]	现有 525 MW 燃气电厂改造（2×7FA 燃机 +HRSG）	约 163 万吨 CO_2 / 年	90%	FEED 完成（2022 年 9 月）	采用 OASE® blue 溶剂；资本开支估算 7.25 亿美元
5. GE-Linde- 南方公司 燃气电厂碳捕集与封存 FEED 研究 [28]	现有 2×1 7FA.04 燃气电厂改造（巴里电厂，阿拉巴马州）	约 163 万吨 CO_2 / 年	95%	FEED 完成（2024 年 6 月）	捕集成本约 100 美元 / 吨 CO_2（2023 年美元，不含运输与封存）
6. Polk 燃气电厂 2 号机组燃烧后捕集 FEED 研究 [29]	现有 1,190 MW（净出力 1,168 MW）4×4×1 联合循环改造	约 300 万吨 CO_2 / 年	95%	FEED 完成（2024 年 12 月）	采用 ION Clean Energy ICE-31 溶剂；目标成本 ≤ 80 美元 / 吨 CO_2
英国					
1. VPI Immingham 热电联产 CCS 项目 [30]	现有燃机及辅助锅炉改造，配置两套并联碳捕集装置	最高 330 万吨 CO_2 / 年	95%	FEED 完成（2023 年）；待最终投资决定	采用 Shell Cansolv DC-103 溶剂；CO_2 压缩后管输封存
2. 净零蒂赛德（Net Zero Teesside，NZT）[31]	新建 742 MW 燃气电厂，配备碳捕集与封存（CCS）（GE Vernova 9HA.02 型）	最高 200 万吨 CO_2 / 年	95%	FEED 完成（2024 年 Q2）；最终投资决定已做出（2024 年 9 月）	1. 新建项目；2. 采用 Shell CANSOLV® 溶剂；3. 计划 2027 年投入商运
3. Connah’s Quay 低碳电力项目	新建燃气电厂 + 碳捕集（两期，单期最高 690 MW）	单台 550 MW 机组最高 120 万吨 CO_2/ 年	不适用	FEED 已启动（2024 年 12 月）	接入 HyNet CO_2 基础设施；采用 Technip Energies Canopy ™（Shell CANSOLV®）
其他地区					
1. Genesee 碳捕集设施 FEED 研究 [32]	现有燃气电厂改造（MHI KM CDR ™工艺）	约 300 万吨 CO_2/ 年	95%	FEED 完成（2023 年 10 月）	位于加拿大阿尔伯塔省 Warburg；采用 KS-21 ™溶剂

a. 标注装机容量（MW）及项目性质（改造 / 新建）。

3.2 燃气电厂碳捕集溶剂的性能差异

目前，已有多种专利或非专利胺法溶剂被提出或已进入商业化阶段，用于燃气电厂燃烧后碳捕集。这些溶剂常被冠以不同的“技术”之名加以推广，但究其本质，底层工艺原理高度趋同，各方案之间的差异主要在于为提高效率或改善环保性能而采取的局部工艺调整。

由于公开信息有限，不同溶剂之间的客观对比较为困难。不过，2016 年世界银行曾委托独立咨询机构开展了一项此类评估 [33]。该研究基于各溶剂供应商当时提供的信息，统一采用相同的配套工程设计及成本评估方法进行归一化处理，结论是：所考察的各款商业胺法溶剂在总成本上差异甚微（图 2）。此外，分析表明，与基准 30% 质量浓度单乙醇胺（MEA）相比，各专利溶剂未呈现出实质性优势。这一结论意味着，近期燃气电厂 FEED 研究中引用的 35% 质量浓度 MEA 基准 [25]，其表现与专利溶剂处于同一水平。

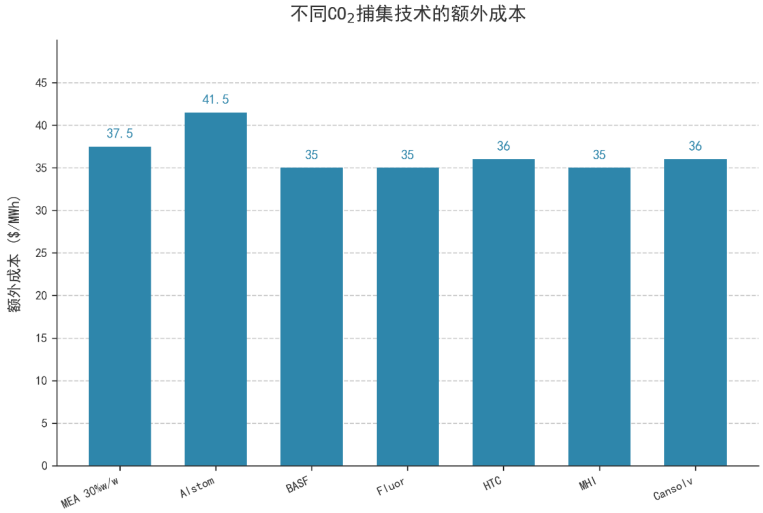


图 2 燃气电厂改造采用 MEA 与各专利溶剂所导致的附加电力成本估算变化 [33]

然而，必须再次强调，图 2 中各成本估算值所隐含的性能水平能否在实际运行中兑现，目前尚无运行数据可以确认。图 3 以 Boundary Dam 和 Petra Nova 两个早期大型碳捕集项目为例，清楚揭示了实际运行中溶剂性能与成本的严重偏离 [34]。在这两个项目中，溶剂管理成本均被报告为投运前预测值的 2~4 倍——其中 Boundary Dam 至少在数年内持续了这种高成本状态 [34]。

Boundary Dam 项目的年捕集规模不足 100 万吨 CO_2，仅溶剂更换一项的年度费用，据萨斯喀彻温电力公司董事长披露，2015 年为 1,730 万美元，2016 年为 1,460 万美元 [35]，其后向政府委员会报告的 2017 年数据为 1,360 万美元 [36]，而最初预测仅为 500 万美元。上述溶剂更换成本的高企程度与图 3 所示可变运维成本的大幅攀升相吻合。

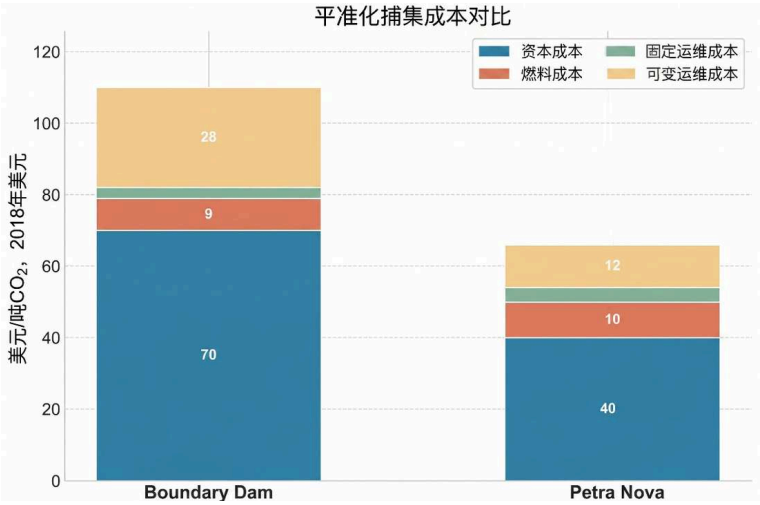


图 3 Boundary Dam Unit 3 与 Petra Nova 碳捕集项目报告成本对比 [33]。此柱状图对比了两个项目的平准化捕集成本（2018 年美元 / 吨 CO_2）。堆叠柱段分别展示了成本构成：资本成本（蓝色）、燃料成本（红色）、固定运维成本（绿色）与可变运维成本（紫色）。其中，可变运维成本主要归因于溶剂管理与更换。成本数据的精度区间为 -10% 至 +15%。所用专利溶剂：Boundary Dam 3 采用 Cansolv DC-103[37]，Petra Nova 采用 MHI KS-1[38]。

3.3 最大可达捕集率

此前，燃气电厂燃烧后捕集标准化评估中设定的捕集率目标低至烟气 CO_2 总量的 85%[39]。之所以设定这一较低的捕集目标，这一较低目标通常以燃气轮机烟气 CO_2 浓度偏低（体积比约 3%~5%）为理由。然而，IPCC 避免危险气候变化的排放路径（见图 4）要求全球净排放在较长时间内维持净负值。这意味着化石燃料使用中任何未被捕集而排入大气的残余 CO_2，均须通过具有同等 CO_2 永久封存效果的二氧化碳移除（CDR）技术加以回收，如生物质能耦合 CCS（BECCS）或直接空气捕集与封存（DACCS）。当前部署的燃烧后捕集技术很可能将持续运行至 2050 年，且必须为后续更大规模的推广树立标杆。因此，应在合理范围内追求最高的捕集率。现有证据表明，这一最高水平是“新增 CO_2”（即燃料燃烧产生的 CO_2）的约 100% 捕集——换言之，烟气离开烟囱时，其 CO_2 含量与进入燃机参与燃烧的大气本底 CO_2 水平相当。对燃气轮机烟气而言，这对应总 CO_2 捕集率约 99%。

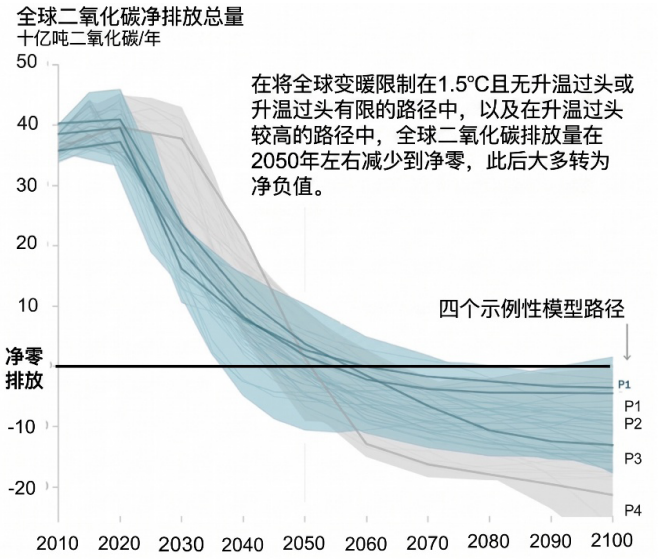


图 4 IPCC 特别报告《全球升温 1.5° C》中的全球 CO_2 排放路径 [40]。几乎所有 1.5° C 路径均要求在 2050 年之后全球净排放为负值，并在此前实现排放的快速下降。

燃气轮机烟气实现近 100%“新增 CO_2”捕集的公开证据，主要来源于挪威蒙斯塔德技术中心（TCM）以 MEA 和 CESAR1（一种非专利的哌嗪 /AMP 混合溶剂，据信其性能与部分专利溶剂有相似之处）开展的系列测试，具体结果如表 2 所示

表 2 TCM 热电联产烟气测试结果 [41,42,43,44,45]

测试序列	MEA 溶剂浓度（% w/w）	捕集率	填料高度 (m)	再沸器热耗 (GJ/tCO_2)
MEA				
MEA-3	43%	86%	18	3.6
F2	36%	90%	18	3.8
B3-rep	37%	91%	18	3.6
D3-rep	36%	97%	24	3.7
CESAR-1				
K		85%	18	3.5
C		90%	18	3.4
D		98%	18	3.9
K		85%	24	3.3
AA		90%	24	3.5
BB		98%	24	3.75
Hume (2021)		约 96%	24	~3.45*

* 最小再沸器热耗

Michailos 与 Gibbins 阐释了燃烧后碳捕集实现高捕集率的基本原理[46]:将解吸塔运行参数控制至产生尽可能低的贫液负荷，同时不造成能耗的过度上升（即运行于拐点附近）；与此同时，精确调控进入吸收塔的贫液流量，使富液负荷在目标捕集率下达到最大。这一理论分析确认，实现最高捕集率需约 24 米填料高度，这一点已在表 2 的实际测试中得到验证。2024 年，广东碳捕集测试平台开展的一项测试进一步证实了利用解吸塔温度实现拐点可控运行的可行性[47]，在能耗不过度增加的前提下达到了相应的高捕集率。近期（2025 年 12 月），该平台将这一工作进一步推进，在燃煤烟气条件下实现了约 100%“新增 CO_2”捕集的连续 75 小时稳定运行。后续计划在广东碳捕集测试平台引入空气稀释，将 CO_2 浓度降至燃气电厂烟气的典型水平，以期在低浓度烟气条件下实现接近 100% 的“新增 CO_2”捕集（即烟气出口 CO_2 浓度与进入燃气电厂的空气 CO_2 水平相当，约为 470 ppmv）。

但必须清醒认识到，虽然 100%“新增 CO_2”捕集技术上可行，却几乎没有“超额捕集以弥补其他时段不足”的操作余地——而这恰恰是较低目标捕集率（如 95%）所具备的灵活优势。这意味着，电厂必须在所有时段——包括启停阶段——追求最高捕集率，这正是 3.4 节讨论的内容。同时也意味着碳捕集装置的可利用率必须极高：一旦捕集装置（或 CO_2 运输与封存系统）不可用，电厂就须停机。政策层面同样需要在两方面之间求得平衡：既要鼓励采用可实现极高捕集率的先进技术路径，又须认识到，由于缺乏超额捕集的空间，实际操作中不能将 100%“新增 CO_2”的源头捕集设为绝对要求。在此情形下——正如前文讨论的——必须借助 BECCS 和 DACCS 等二氧化碳移除技术，对未被捕集的残余 CO_2 进行回收，以实现整体净零排放。将厌氧消化产出的生物甲烷用于配备碳捕集的燃气电厂，即是一种典型的 BECCS 实现方案。

3.4 基于溶剂储存的灵活运行碳捕集：FOCUSS 项目总结

英国能源安全与净零排放部（DESNZ）通过其净零创新投资组合，资助了 FOCUSS 项目（Flexible Operation of Capture Using Solvent Storage，即利用溶剂储存实现碳捕集装置的灵活运行）[48]。该项目正是为了应对灵活调峰的燃气电厂面临的一项核心运行挑战：如何在机组启停及低负荷工况下始终保持高水平的 CO_2 捕集率。

本节总结了这一近期完成的项目的主要成果，重点探讨如何利用溶剂储存在机组启停期间仍能保持全额 CO_2 捕集率。相关内容基于为 IEAGHG PCCC-8 会议准备的最新公开资料[49]。全部项目报告后续将作为关键知识成果在 DESNZ 网站公开发布。

FOCUSS 项目由 SSE Thermal（项目牵头方）、谢菲尔德大学和 AECOM 组成的联合体共同完成，旨在加速推进胺法燃烧后碳捕集装置在启动、停机及其他瞬态工况下仍能维持 95%~99% 捕集率的相关技术走向市场。项目从概念工程预测阶段迅速推进至技术去风险化阶段，已形成可供实施的新方案，助力英国实现其目标——到 2050 年建成 15~30 GW 的近零碳排放燃气发电装机。

对胺法碳捕集工艺进行改造以融入溶剂储存功能，核心在于通过两个独立的串联溶剂储罐将吸收与解吸过程解耦（见图 5）。如此，贫液与富液便可独立管理：解吸器始终可在最优条件下运行，产出贫液负荷理想的溶剂，甚至在不需要时完全停运；吸收器则始终接受精确流量的贫液供给，以保证达到设计捕集率，同时实现富液负荷最大化，进而将再生能耗压至最低。

这一技术路线尤其能解决燃气电厂启动阶段的高捕集率难题。当溶剂再生系统尚未达到运行压力和温度时，吸收器可直接从储罐中取用预先储存的贫液进行捕集，无需等待再生系统升温。在以可再生能源为主体的电力系统中，配备碳捕集的灵活调度燃气电厂预计每年需经历约 200 次热态启动和 50 次冷态启动——在这些时段维持高捕集率，是实现全年高总体捕集率的关键。

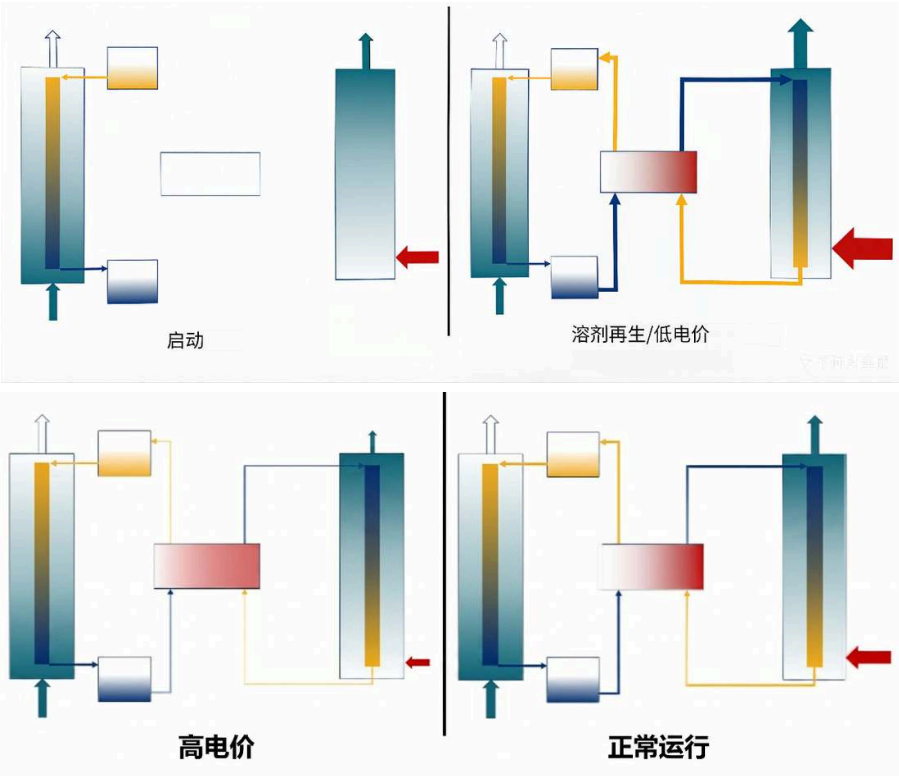


图 5 溶剂储存运行模式

FOCUSS 项目的测试结果充分证明，只要有充足的贫溶剂储备并对溶剂总量进行合理管理，便能在所有运行模式——包括启动、停机和瞬态工况下——达成设计捕集率。增设溶剂储存还带来了额外收益：通过监测吸收器的运行边界并及时调配充足的贫溶剂来匹配烟气变化，无需等待解吸过程的滞后响应，即可快速适应燃气电厂烟气流量或成分的波动。此外，溶剂储存还增强了燃气电厂的运行灵活性及其对电网的支撑能力——通过快速调节进入再沸器的低压蒸汽流量，实现发电出力的快速增减，而整个过程不会牺牲 CO_2 捕集率。

FOCUSS 项目利用谢菲尔德大学转化能源研究中心（TERC）处理能力为 1 吨 CO_2/ 天的胺法碳捕集装置开展了大量测试，成功验证了溶剂储存技术的可行性。测试结果表明，在所有运行模式下，“新增 CO_2”的捕集率均可达到 95% 至 99% 以上（见图 6）。此外，处理能力为 40 吨 CO_2/ 天的广东碳捕集测试平台（采用工业标准的直流热虹吸式再沸器配置并结合解吸器溶剂循环）也开展了相关测试，验证了快速启动的可行性。

除了试验验证外，本研究还基于某在运燃气电厂的实际运行数据，揭示并量化了在启动阶段利用以往被浪费的“早期蒸汽”实现深度碳减排的潜力（见图 7）。所谓“早期蒸汽”，是指燃气电厂在启动过程中产生、但由于参数（温度、压力）尚不达标通常被旁路排向冷凝器的蒸汽。将其导向再沸器用于溶剂再生，可显著降低启动阶段的碳减排成本，同时提升启动过程的净热效率。这一做法既能避免因过度依赖溶剂储存而牺牲发电出力，又能大幅减少所需的溶剂储备总量。

此外，研究还提出了若干实用方法，一方面力求尽快产出满足管道输送标准的 CO_2 纯度，另一方面兼顾贫富液交叉换热器和再沸器等大型换热设备在升温速率方面的限制要求。

关于实施溶剂储存的成本，此前一项针对 850 MW 燃气电厂的研究估算约为 1,100 万英镑（2018 年价格）[50]。这一成本水平相对不高，但实际费用将取决于额外溶剂储备所采用的溶剂本身的价格。此外，所选溶剂还必须能够耐受燃气轮机在启动初期可能产生的较高 NOx 浓度。

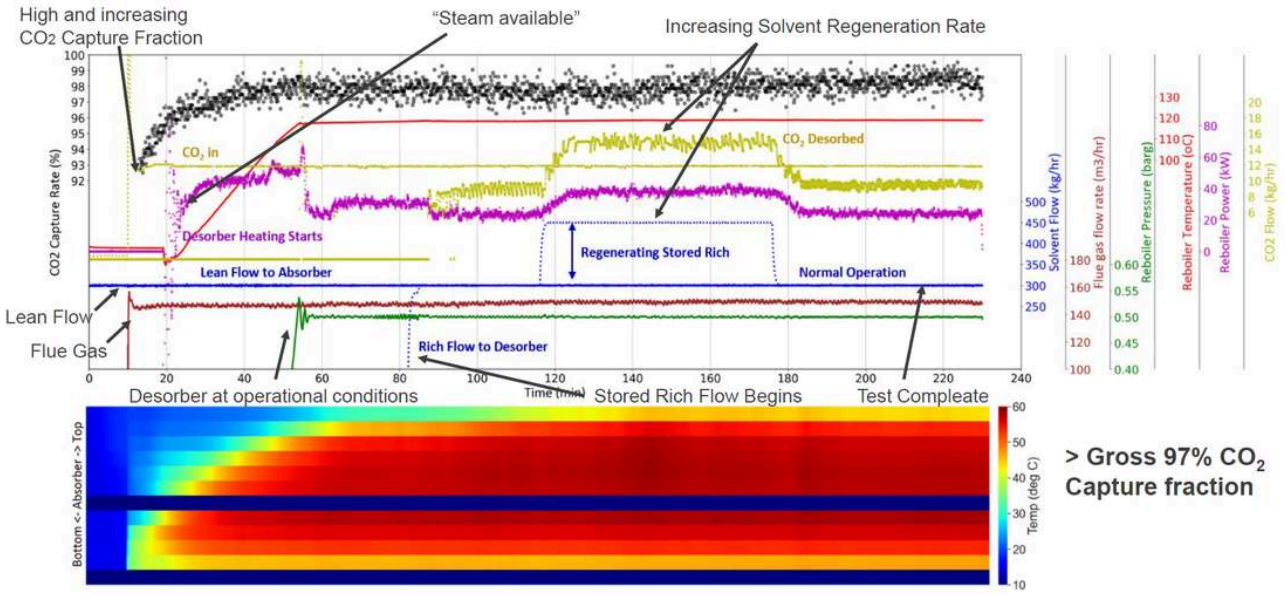


图 6 采用贫液和富液储存的启动流程：从启动之初即可实现高捕集率，并随吸收器温度升高而进一步提升；同时，储存的富液可在电厂正常运行期间进行再生，这与对富余“早期蒸汽”的利用具有异曲同工之效。

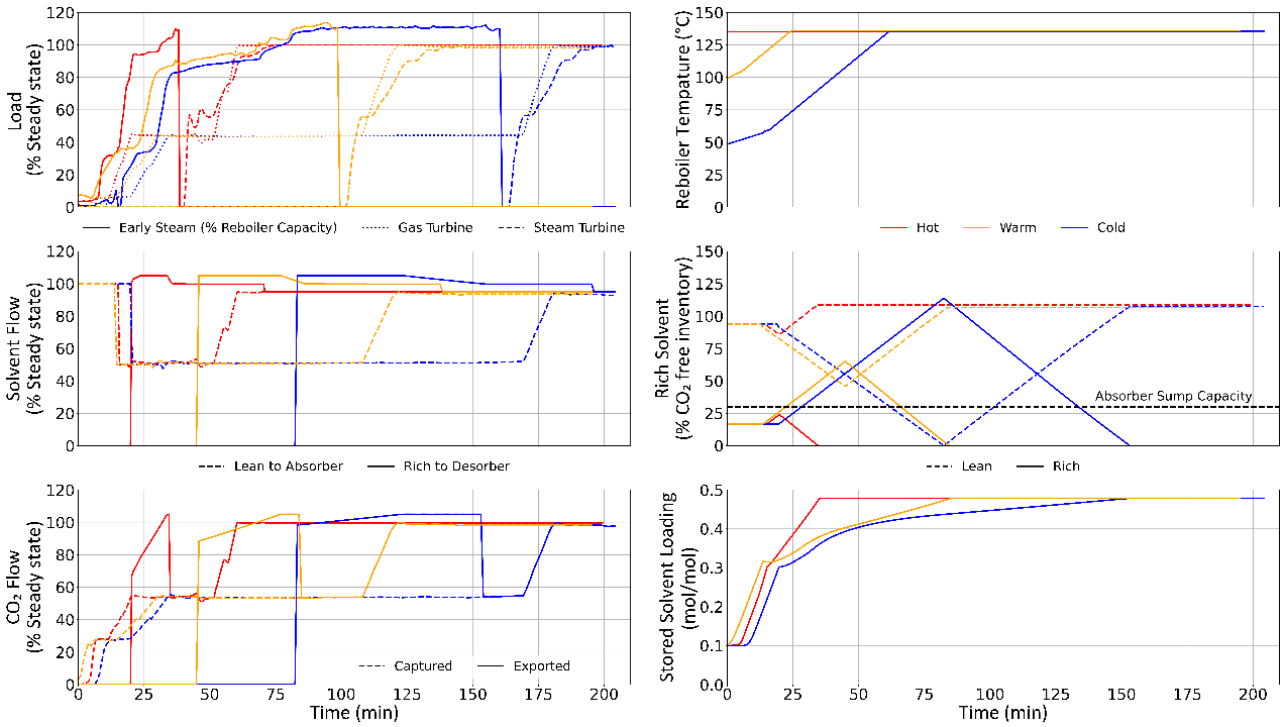


图 7 燃气电厂启动过程中产生的部分蒸汽无法进入汽轮机做功，通常被旁路后直接排入冷凝器。而将这些“早期蒸汽”和“晚期蒸汽”用于再沸器，可以在启动初期即启动溶剂再生，从而最大限度地减少对溶剂储存容量的依赖。

第 4 章
中国代表性天然气联合循环发电厂案例研究

4.1 电厂概况与运行工况

在中国，天然气发电主要定位于为高用电负荷地区提供调峰支撑。受强劲的能源需求、严格的环保要求及有力的政策支持共同驱动，东部沿海地区已成为气电发展的核心区域。从地域分布看，中国燃气电厂呈现“东重西轻、局部集中”的空间格局，主要位于长三角、珠三角、京津冀及川渝等经济发达地区。

为深入展示在中国燃气电厂部署碳捕集所涉的技术与运行考量，本章以华能洋浦热 - 气电联产电厂为案例展开分析。该电厂集中体现了燃气电厂碳捕集部署的若干关键特征，包括其在电网调峰中的角色定位、灵活运行需求以及碳捕集测试平台的集成实践。

华能洋浦热 - 气电联产电厂位于海南省，配备 2×495 MW 9F 燃气 - 蒸汽联合循环热电联产机组。2025 年，该电厂对外供热 124,800 吨，供热参数为 308° C、10.9 bar。电厂定位为调峰灵活运行电源，服务海南可再生能源并网消纳。电厂关键参数汇总于表 3。电厂总平面布置及碳捕集平台位置见图 8。

表 3 华能洋浦燃气电厂关键参数

参数	数值
机组配置	2×495 MW，9F 燃气 - 蒸汽联合循环
投产时间	2022 年
供热量（2025 年）	124,800 吨（308° C，10.9 bar）
温室气体排放（2023 年）	882,762 吨 CO_2
1 号机组年运行小时数（2025 年）	~1,300 小时（高负荷占比：18%）
2 号机组年运行小时数（2025 年）	~2,400 小时（高负荷占比：6.5%）

图 8 华能洋浦天然气联合循环电厂总平面图及二氧化碳捕集平台位置（红色标注区域）该平台与电厂同步设计。

海南地区昼夜温差与季节温差显著，加之可再生能源资源丰富，全省用电需求呈现明显的峰谷差特征。燃气机组能够快速响应电网负荷变化，及时承担调峰任务，通常表现为夏季长周期运行、冬季低负荷运行。图 9 展示了 2 号机组在非迎峰度夏期（冬季）的典型调峰特性。华能洋浦电厂须以调峰模式运行，确保电网安全，满足电力系统对灵活性与稳定性的需求。

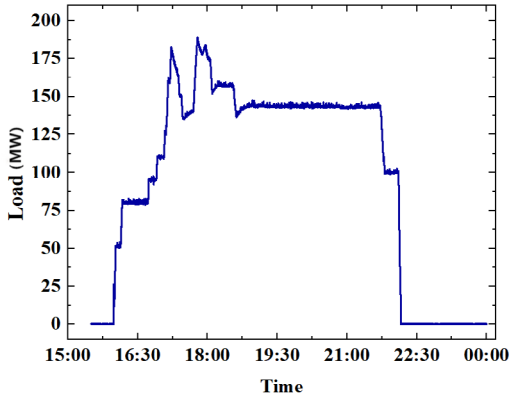


图 9 2 号机组非迎峰度夏期（冬季）典型调峰特性

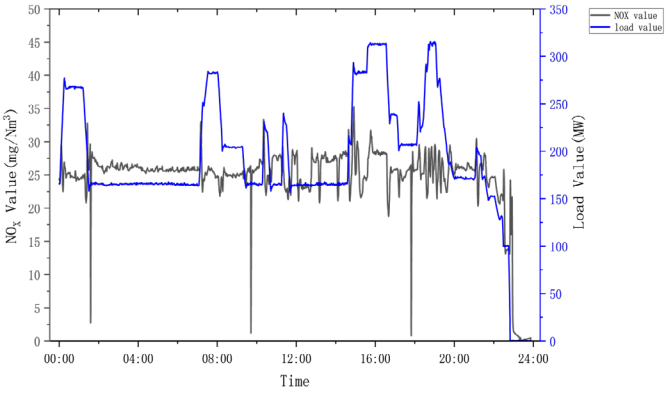


图 10 2 号机组夏季典型调峰特性曲线，实时展示负荷与脱硝后 NOx 排放的联动变化

在夏季用电高峰期，燃气机组须快速响应电网调度指令。图 10 展示了夏季调峰特性，包括机组负荷与 NO_x 排放的关联关系。机组通常从午后至晚间持续高负荷运行，满足基础负荷供电需求。NO_x 排放浓度与负荷变化呈显著正相关：负荷升高时，燃烧室温度上升，热力型 NO_x 生成加剧，排放随之增加；但在高负荷稳定运行阶段，燃烧优化与高效脱硝系统的协同作用可使 NO_x 排放在达标范围内趋于稳定甚至实现可控降低。此外，夏季气温偏高可能导致燃机运行工况偏离设计参数，触发 NO_x 排放的瞬态波动。总体而言，负荷与 NO_x 曲线呈现出“同升同控”的动态变化特征。

据 2025 年运行统计，洋浦电厂 1 号机组全年累计运行约 1,300 小时，其中高负荷（>80% 额定出力）仅占运行时长的 18%；2 号机组累计运行约 2,400 小时，高负荷占比 6.5%，低负荷运行占比高达 93.5%。电厂依据电网调度指令确定每日各机组的启停安排。

4.2 碳捕集测试平台设计

图 11 所示的碳捕集测试平台，是中国首个专注于天然气烟气 CO_2 捕集的测试装置，规模约 2,000 吨 / 年，正逐步发展为面向天然气烟气碳捕集的国际性测试平台。

图 11 华能洋浦燃气电厂碳捕集国际测试平台

本项目系对电厂 1、2 号机组的改造工程，采用华能清洁能源技术研究院自主开发的化学吸收技术。装置总高 28 米，占地面积 300 m^2。碳捕集测试平台于 2023 年 6 月 30 日投入运行，实现了碳捕集装置与调峰电厂之间的协同控制与联合运行。平台关键参数汇总于表 4。

表 4 洋浦碳捕集测试平台关键参数

参数	数值
规模	~2,000 吨 / 年
设计烟气流量	3,500 m^3/h
设计 CO_2 浓度	~4%
设计捕集率	90%
实际可达捕集率	最高 99%
吸收塔尺寸	直径 0.48 m；填料高度 15.2 m
再生塔尺寸	直径 0.22 m；填料高度 12.2 m
填料类型	Raschig RSP 250（316 不锈钢）
烟气组成	3.5%~4.5% CO_2, 12%~17% O_2, <50 mg/Nm^3 NO_x

CO_2 捕集系统从 1、2 号机组抽取旁路烟气及公用介质（包括蒸汽、电力和工艺水）。多数运行工况下，仅单台机组在运，具体选择由电网调度需求决定。该中试规模的碳捕集装置与两台机组的烟气管道均相连通，通过切换阀门即可从任意一台机组抽取烟气。鉴于溶剂再生所需蒸汽的温度和压力较高，须经减温减压处理后方可满足再沸器入口条件，经调节后的蒸汽再进入与再生塔底部相连的再沸器，向富液传热。碳捕集系统与燃气电厂的工艺集成概览见图 12。测试平台详细设备布置见图 13。

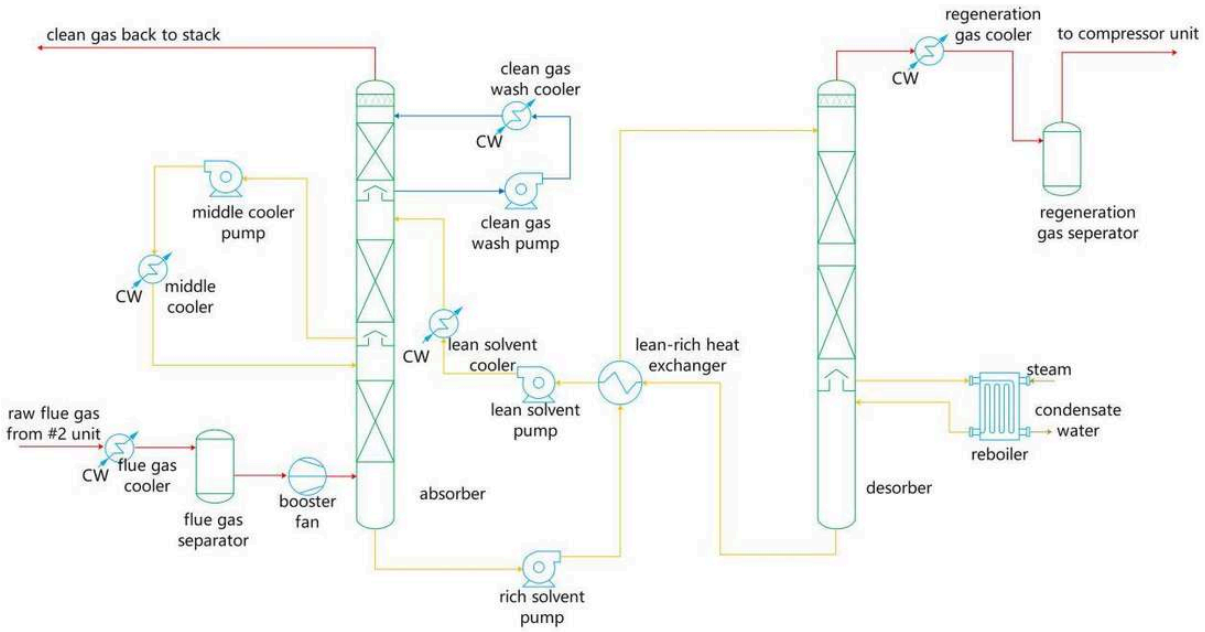


图 12 工艺配置概览（单线运行模式示意）

图 13 测试平台设备布置

原烟气经增压风机加压后，送入两台并联吸收塔中的一台或两台。在吸收塔内，烟气与贫液逆流接触，CO_2 被脱除。两台吸收塔的净化烟气合并后统一排放。各吸收塔底部的富液经泵送至贫富液换热器加热后，再次分流进入两台并联再生塔。两台再生塔塔顶的高浓度 CO_2 汇合为单股出口气流。两台再生塔底部的贫液汇集至共用再沸器进行热再生，经换热器冷却后再次分流，返回两台吸收塔，完成溶剂闭路循环。

平台采用双线并联配置，具有以下运行优势：

稳态运行：	负荷均匀分配于两条捕集线，各吸收塔均可达到设计捕集效率。
单线运行：	关闭一条捕集线的烟气与溶剂阀门后，可将全部负荷导向另一线，实现检修与在线运行之间的无缝切换。
扩展潜力：	并联设计可兼容未来烟气流量增长，支撑容量扩展。
经济性：	关键设备（再沸器和换热器）共用，加之设备本身具有充分的调节比，有效控制了资本投资与运行能耗。

洋浦测试平台属中试规模，CO_2 捕集系统的运行需兼顾测试成本。因此，在实际操作中，当平台用于溶剂性能评估（而非可操作性测试）时，通常仅投运一条吸收 - 再生线，在有效控制运行费用的同时，仍能满足关键溶剂性能参数的评估需求。

塔内件采用 Raschig “Super Pak” RSP 250 规整填料，比表面积 250 m^2/m^3，开放式波纹几何结构既促进了气液高效接触，又维持了较低的压降。该填料由 316 不锈钢制成，适用于高含氧天然气烟气 CO_2 捕集——在此类工况中，氧化降解是需要重点关注的问题。

4.3 研究能力与未来展望

作为国际 CCUS 测试中心网络（ITCN）的核心合作伙伴，清能院洋浦测试平台可开展涵盖吸收剂、工艺工程、溶剂管理及动态运行等多个领域的研究。平台为国内外碳捕集研究者提供测试环境，并致力于吸引海外前沿技术来华进行交叉验证。全球碳捕集与封存研究院《CCS 前沿技术 2025》报告将洋浦测试平台评价为：“该平台定位为全球首个专注于纯天然气烟气 CO_2 捕集的国际测试平台……平台验证了华能 HNC-7 混合碳捕集溶剂、过程强化技术及灵活运行策略，已建立起碳捕集装置与调峰电厂之间的协同控制与联合运行。”

通过调整运行条件与参数，该平台可实现最高 99% 的 CO_2 捕集率，同时再生塔解吸 CO_2 的干基浓度可超过 98%。上述结果表明，在灵活运行工况下，对低浓度燃气电厂烟气实现近乎完全的 CO_2 脱除在技术上是可行的。

受洋浦热电厂现有空间布局与用地规划的限制，厂区内不具备建设全规模碳捕集设施的充足空地。但厂区外围尚存一块平坦地块。若未来需要增设此类设施，须依照相关法律法规向地方政府申请用地许可，并完成相应的土地审批程序。

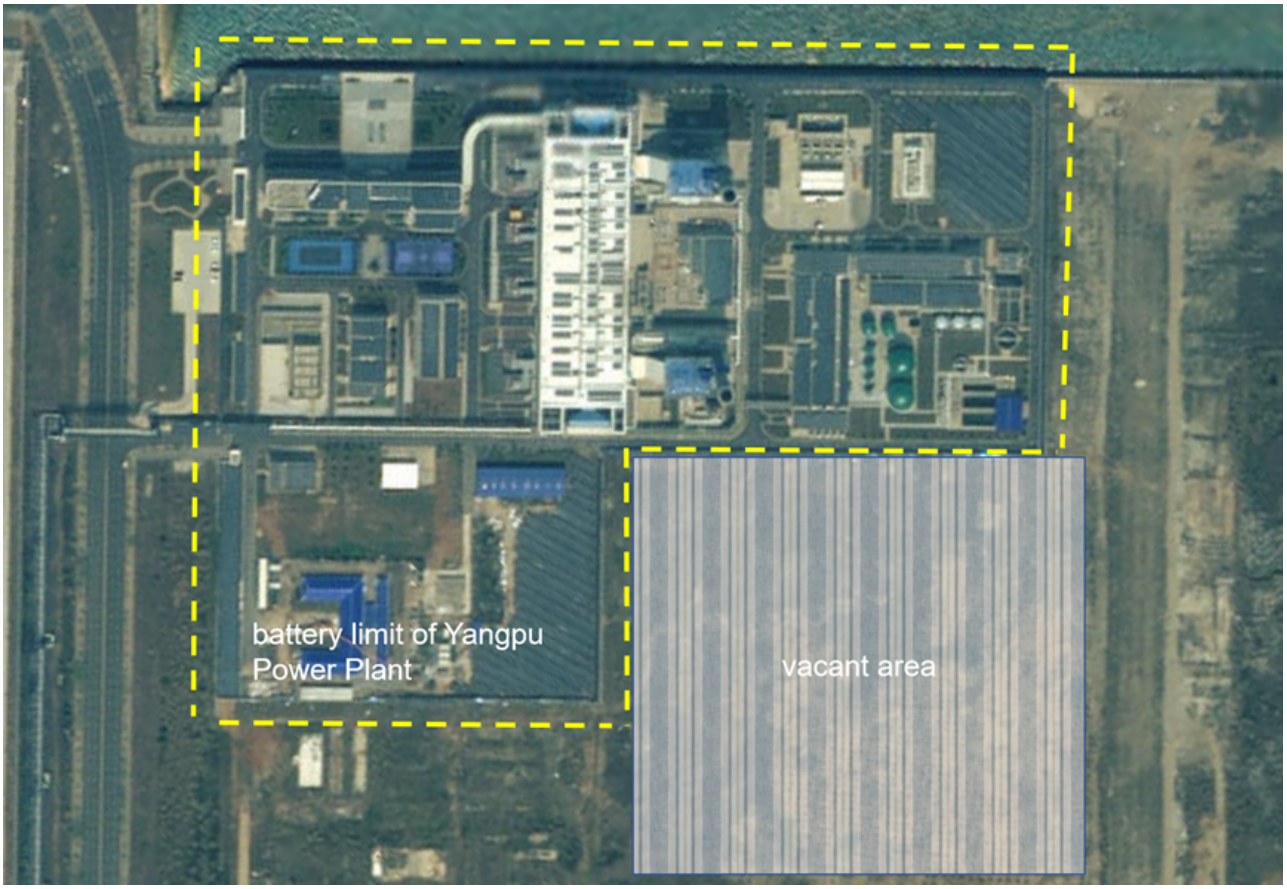
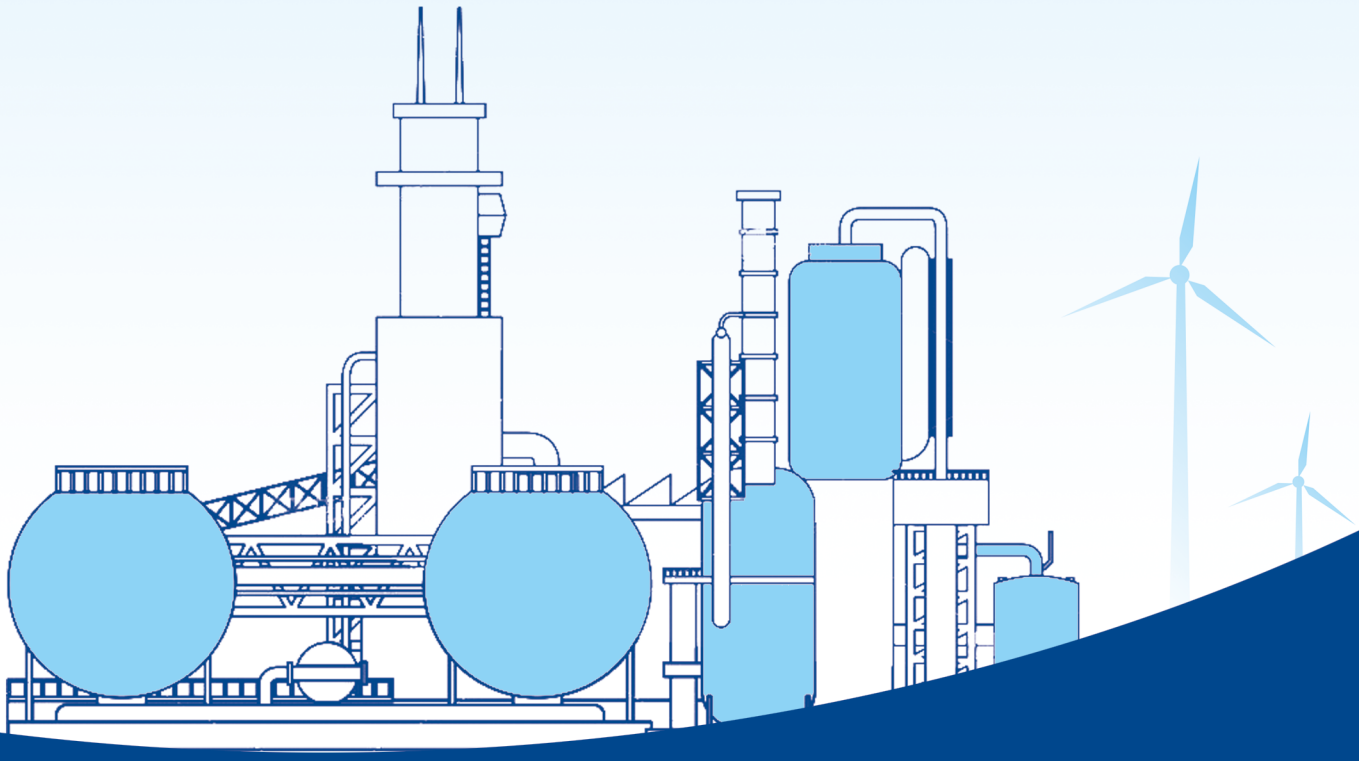


图 14 洋浦热电厂总平面布置及厂区周边潜在可用空地

05

第 5 章
总结与战略方向



5.1 结论

本报告的分析表明，胺法燃烧后捕集是近期对燃气电厂实施大规模脱碳的唯一技术就绪路径。支撑这一结论的核心发现如下：

1. 相对于替代方案的技术成熟度：

在替代技术均无法满足燃气电厂商业化应用需求的背景下，胺法燃烧后捕集凭借数十年的工业与小试研发积累，是当下唯一能够实现深度脱碳所需高捕集率（90%~100%）的技术选项。Allam 循环、固体吸附剂等替代路线，或仍处于商业化前期，或不适用于燃气电厂烟气低 CO_2 浓度的固有特性。

2. 设计方案已趋成熟，商业化运行验证尚未完成：

前端工程设计研究已形成详细的技术蓝图，表明无论是改造现有天然气联合循环电厂（在美国占主导），还是新建配套捕集装置的设施（在英国更受青睐），在技术上均具备可行性。不过，这些仍属于商业化前的估算。近期数据表明，平准化捕集成本对负荷率高度敏感，高负荷率下约为 80 美元 / 吨二氧化碳，低负荷率下则超过 212 美元 / 吨二氧化碳。此外，受 2020 年至 2024 年间通货膨胀和利率上升等宏观经济变化影响，单位捕集成本显著增加。由于目前尚缺乏商业规模天然气联合循环加燃烧后捕集设施的长期运行数据，实际运行表现、溶剂管理成本以及在电网动态条件下的运行灵活性，仍是关键的不确定性因素。

3. 高捕集率：

技术可行，减排必需。小试与研究项目已从根本上更新了行业对捕集率的认知。英国 FOCUSS 项目着力解决了灵活运行条件下（全年或涉及数百次启停）维持高捕集率的关键难题。更具根本意义的是，COGENT-Capture 项目在广东碳捕集测试平台开展的工作表明，通过优化工艺控制（如在“拐点”附近运行），实现约 100%“新增 CO_2”捕集（即将烟气 CO_2 浓度降至大气本底水平）在技术上完全可行，且不会导致单位再沸器热负荷或资本成本的大幅增加。这使得追求最高可行捕集率，不仅是环境责任的必然要求，也成为新建项目在技术和经济上均站得住脚的设计目标。

4. 溶剂选择：

核心在于风险管控，而非性能优势。独立对比分析表明，在标准化评估框架下，各专利溶剂与基准 MEA 在能效与成本方面的差异可能并不显著。而且，随着电厂负荷率降低，能耗相对于资本成本的重要性还将进一步下降。更深层的差异可能体现在溶剂的长期稳定性、降解控制及环境足迹上——这些因素唯有通过持续的商业化运行或具有充分代表性的中试运行才能验证。早期燃煤碳捕集项目的经验已发出警示：实际溶剂管理成本可能大幅超出初始预测，至少在某些时段如此。

5. 运行灵活性至关重要：

对于服务于高比例可再生能源电网的燃气电厂，灵活性不是可选项而是必选项。FOCUSS 项目表明，通过将吸收与解吸过程解耦，溶剂储存系统可在启停及变负荷工况下维持高捕集率。利用启动阶段以往被浪费的“早期蒸汽”，还可进一步减少溶剂储备需求，且无需折损发电出力。若无此类措施，调峰所需的频繁循环（如全年数百次启停）将严重削弱年度捕集性能。

6. 系统层面的关键支撑，而非简单的末端治理：

无论对于中国还是英国——推而广之，对于任何高比例可再生能源电力系统——配备碳捕集的燃气电厂都不是一个可有可无的选项，而是一项战略必需。它们提供关键的稳定可控容量，与波动性可再生能源协同保障电网可靠性。因此，在燃气电厂部署燃烧后碳捕集，其意义远不止于末端减排；它是在能源安全与转型韧性维度上的一项系统级投资。

5.2 未来工作建议

为加速推动可靠、高性能、经济可行的燃气电厂碳捕集部署，建议聚焦以下战略优先方向：

1. 以长周期集成验证夯实商业化基础：	在全面商业化推广之前，应依托专用小试或示范项目，在实际运行条件下开展不少于两年的长周期测试。这一延长的验证期对于确认溶剂长期稳定性、捕集系统性能及实际运维成本至关重要。
2. 通过先进的溶剂管理与控制策略提升运行灵活性：	开发集成化解决方案，确保在电厂启停及快速变负荷期间始终保持高捕集性能。具体包括：(1) 部署溶剂储存系统，提升低负荷或停机时段的捕集效率；(2) 建立先进控制系统，实现燃气电厂与碳捕集装置之间的实时协调，根据电网调度信号同步优化发电出力、热集成与 CO_2 捕集率。
3. 将 95%~100% 捕集率作为新建项目的设计目标：	新建燃气电厂碳捕集项目建议以 95% 为最低捕集率目标，以约 100%“新增 CO_2”捕集（即将烟气 CO_2 浓度降至接近大气本底水平）为设计目标。这一标准与碳中和排放路径内在一致。
4. 以试点项目为引擎驱动资本成本下降：	资本支出仍存在显著的压缩空间。应依托试点项目开展针对性研发，重点聚焦模块化设计、热集成优化、替代建筑材料及过程强化。首批项目所积累的“干中学”经验与供应链培育，将是成本下降的核心驱动力。更具根本意义的是，针对预期运行区间、负荷周期及电力系统波动，合理配置捕集设备规模，充分利用系统平衡应用场景的特殊性，同样可能带来可观的成本节约。
5. 完善政策与市场机制，推动早期项目落地：	在规模效应充分显现之前，公共财政支持不可或缺。政府与监管机构应提供定向金融工具（如拨款、低息贷款或捕集 CO_2 差价合约），并强化碳市场信号，为早期商业项目创造可持续的收入来源，降低投资风险。

参考文献

1 IPCC. 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Volume 2: Energy, Chapter 2: Stationary Combustion[R/OL]. Geneva: IPCC, 2006[2006] [2026-02-09].

2 China National Petroleum Corporation National High-end Think Tank Research Center. China Natural Gas Development Report (2025)[R]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2025.

3 Institute of Energy at Peking University, Climate Change and Energy Transition Program. China Gas Power Development Goals and Outlook[R/OL]. Beijing: Institute of Energy at Peking University, 2024[2024-12] [2026-02-09].

4 Department for Energy Security and Net Zero. UK Energy in Brief 2025[R/OL]. London: Department for Energy Security and Net Zero, 2025[2025-07-31] [2026-02-14]. https://www.gov.uk/government/collections/uk-energy-in-brief

5 Department for Energy Security and Net Zero. Powering Up Britain[R/OL]. London: Department for Energy Security and Net Zero, 2023[2023-03] [2026-02-14].

6 Ember. China electricity data and statistics[EB/OL]. London: Ember, (2026)[2026-02-22]. https://ember-energy.org/countries-and-regions/china/

7 Ember. United Kingdom electricity data and statistics[EB/OL]. London: Ember, (2026)[2026-02-22]. https://ember-energy.org/countries-and-regions/united-kingdom/#data

8 Jiemian News. China's gas-fired power development lags far behind world levels[EB/OL]. (2025-09-20)[2026-02-22]. https://tech.cnr.cn/gstj/20250920/t20250920_527369359.shtml

9 ALLAM R, MARTIN S, FORREST B, et al. Demonstration of the Allam Cycle: An Update on the Development Status of a High Efficiency Supercritical Carbon Dioxide Power Process Employing Full Carbon Capture [J]. Energy Procedia, 2017, 114: 5948-5966. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.03.1731.

10 NET POWER INC. Net Power Reports Third Quarter 2025 Results and Provides Business Update[EB/OL]. Durham, N.C.: Net Power Inc., (2025-11-13)[2026-03-05]. https://netpower.com/press_releases/net-power-reports-third-quarter-2025-results-and-provides-business-update/

11 BARRON D. Why Net Power is Adding Post-Combustion Capture to its Suite of Carbon Capture Solutions[EB/OL]. Houston, Tex.: Net Power, (2025-10-29)[2026-03-05]. https://netpower.com/blog/why-net-power-is-adding-post-combustion-capture-to-its-suite-of-carbon-capture-solutions/

12 SVANTE INC. Technology: Solid Sorbent-Based Filters for Carbon Capture[EB/OL]. Vancouver, Canada: Svante Inc., (2024)[2026-03-05]. https://www.svanteinc.com/technology/

13 SVANTE INC. BASF OASE® blue: Liquid Amine Scrubbing Solution for Carbon Capture[EB/OL]. Vancouver, Canada: Svante Inc., (2024)[2026-03-05]. https://www.svanteinc.com/basf-oase/

14 CAPSOL TECHNOLOGIES ASA. CapsolGT: Simple Cycle Gas Turbine CO_2 Capture Solution[EB/OL]. Oslo, Norway: Capsol Technologies ASA, (2026)[2026-03-05]. https://www.capsoltechnologies.com/capsolgt

15 Hunter I. Teesside Net Zero: building the future of carbon capture: lessons from the East Coast Cluster [EB/OL]. UKCCSRC Spring 2025 Conference, Plenary 1, 2025 [2025-03-24]. https://ukccsrc.ac.uk/wp-content/uploads/2025/04/Spring-2025-Conference-Plenary-1-Ian-Hunter.pdf.

16 UKCCSRC. Plenary 1: Looking back - how far has CCS come? [EB/OL]. YouTube, 2025 [2025-03-24]. https://www.youtube.com/watch?v=gU-46gQiC8I.

17 GE Vernova. Decarbonized power at scale: NZT Power and GE Vernova are leading the way [EB/OL]. YouTube, 2025-09-29 [2026-03-24]. https://www.youtube.com/watch?v=QP63xm3zJI0.

18 Net Zero Teesside. Net Zero Teesside | The UK's first decarbonised industrial cluster [EB/OL]. [2025] [2025-03-24]. https://www.netzeroteesside.co.uk/.

19 Technip Energies. Net Zero Teesside Power [EB/OL]. [2025] [2025-03-24]. https://www.ten.com/en/case-studies/net-zero-teesside-power.

20 bp. Net Zero Teesside Power and the Northern Endurance Partnership select contractors for c.£4bn construction contracts [EB/OL]. [2025] [2025-03-24]. https://www.bp.com/en_gb/united-kingdom/home/news/press-releases/net-zero-teesside-power-and-the-northern-endurance-partnership-s.html.

21 IEAGHG. 2023 IEAGHG CCS Cost Network Workshop Report: Economic Performance Analysis of the Mustang Project [R]. London: IEAGHG, 2023.

22 BROWN J D. Finance Costs Drive CCS Cost: What Factors Drive Finance Costs?[C]//IEAGHG. Proceedings: CCS Cost Network 2025 Workshop: 2025-TR03. Cheltenham: IEA Environmental Projects Ltd, 2025: 50.

23 HOMSY S, SCHMITT T, LEPTINSKY S, et al. Insights from FEED studies for retrofitting existing fossil power plants with carbon capture technology[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2025, 140: 104268. DOI: 10.1016/j.ijggc.2024.104268.

24 ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. Front-End Engineering Design Study for Retrofit Post-Combustion Carbon Capture on a Natural Gas Combined Cycle Power Plant[R]. Palo Alto, CA: Electric Power Research Institute, 2022.

25 BECHTEL. Final Scientific/Technical Report: Front-End Engineering Design (FEED) Study for a Carbon Capture Plant Retrofit to a Natural Gas-Fired Gas Turbine Combined Cycle Power Plant (2x2x1 Duct-Fired 758-MWe Facility with F Class Turbines) [R/OL]. Reston, VA: Bechtel National, Inc., 2022[2022-03] [2024-05-20]. https://ukccsrc.ac.uk/open-access-sherman-feed/.

26 The University of Texas at Austin, AECOM Technical Services, & Trimeric Corporation. (2022). Front-End Engineering Design (FEED) Study for a Piperazine Advanced Stripper (PZAS) Carbon Capture Plant at Mustang Station (PZAS FEED Report). Austin, TX: The University of Texas at Austin.

27 LUNSFORD, L., KRISHNAMURTHY, K., JARMUS, D., et al. Front End Engineering Design of Linde-BASF Advanced Post-Combustion CO_2 Capture Technology at a Southern Company

Natural Gas-Fired Power Plant [R]. Birmingham, AL: Southern Company Services, Inc., 2022.
28 Sholes, J. Final FEED Study Report: Retrofittable Advanced Combined Cycle Integration for Flexible Decarbonized Generation (DE-FE0032131) [R]. Bucks, AL, USA: GE Gas Power, submitted June 28, 2024. Sponsored by the U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy and Carbon Management, under Award Number DE-FE0032131.
29 U.S. Department of Energy; Tampa Electric Company. Polk Power Station Natural Gas Combined Cycle Carbon Capture Front-End Engineering and Design Study [R]. Washington, D.C.: U.S. Department of Energy, 2024.
30 ENVIRONMENT AGENCY. Environmental permit issued for Immingham CHP Power Plant under the Industrial Emissions Directive[EB/OL]. London: UK Government, (2025)[2026-03-06]. https://www.gov.uk/government/publications/dn40-3dz-vpi-immingham-llp-environmental-permit-issued-eprbj8022izv014
31 TECHNIP ENERGIES. Net Zero Teesside Power[R/OL]. 2025[2026-03-06]. https://www.ten.com/sites/energies/files/2025-05/net-zero-teesside-case-study.pdf.
32 CAPITAL POWER (CARBON CAPTURE) L.P. Genesee CCS Carbon Capture Kickstart: Non-Confidential Final Outcomes Report [R]. Edmonton: Capital Power, 2024. ERA Project ID: R0161678.
33 NEXANT. World Bank Pre-Feasibility Study for Establishing a Carbon Capture Pilot Plant in Mexico - Full-Scale Poza Rica NGCC PCC Retrofit Incremental Electricity Cost ($/MWh) for 85% CO_2 Capture[R/OL]. Washington, D.C.: World Bank, 2016[2026-03-06]. https://www.gob.mx/sener/en/documentos/pre-feasibility-study-for-establishing-a-carbon-capture-pilot-plant-in-mexico?idiom=en
34 GLOBAL CCS INSTITUTE. Global Status of CCS Report: 2019[R/OL]. Melbourne: Global CCS Institute, 2019[2026-03-24]. https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/global-status-of-ccs-report-2019/
35 SASKPOWER. A Word from the President on Smart Meters and Carbon Capture and Storage[EB/OL]. (2016-12-16)[2021-03-20]. https://www.saskpower.com/about-us/our-company/blog/2018/03/a-word-from-the- president-on-smart-meters-and-carbon-capture-and-storage.
36 SASKPOWER. Letter to Herb Cox, Chairman, Standing Committee on Crown and Central Agencies, Government of Saskatchewan[EB/OL]. Regina, SK: SaskPower, 2018[2026-03-24]. http://docs.legassembly.sk.ca/legdocs/Legislative%20Committees/CCA/Tableddocs/CCA%2061-28%20SaskPower%20Responses%20to%20questions%20raised%20at%20the%20June%2027,%202018%20meeting.pdf.
37 SUNDARARAJAN A. SaskPower Boundary Dam project[EB/OL]. (2010-08-11)[2026-02-21]. https://www.carboncapturejournal.com/news/saskpower-boundary-dam-project/2775.aspx?Category=allll
38 MITSUBISHI HEAVY INDUSTRIES. Technical Review Vol. 55 No. 1[EB/OL]. Tokyo: Mitsubishi Heavy Industries, Ltd., (2018)[2026-02-21]. http://www.mhi.co.jp/technology/review/pdf/e551/e551032.pdf
39 IEAGHG (2004) potential for improvement in power generation with post combustion capture of carbon dioxide. IEAGHG Report Ph4/33. https://publications.ieaghg.org/docs/General_Docs/Reports/PH4-33%20post%20combustion.pdf
40 IPCC. Global Warming of 1.5°C: An IPCC Special Report on the Impacts of Global Warming of 1.5°C Above Pre-industrial Levels and Related Global Greenhouse Gas Emission Pathways, in the Context of Strengthening the Global Response to the Threat of Climate Change, Sustainable Development, and Efforts to Eradicate Poverty[R/OL]. Geneva: IPCC, 2018.
41 BENQUET C, KNARVIK A, GJERNES E, et al. First Process Results and Operational Experience with CESAR1 Solvent at TCM with High Capture Rates (ALIGN-CCUS Project)[C]//Proceedings of the 15th Greenhouse Gas Control Technologies Conference (GHGT-15), Abu Dhabi, UAE, March 15-18, 2021. https://dx.doi.org/10.2139/ssrn.3814712.
42 HUME S, SHAH M, LOMBARDO G, et al. Results from CESAR-1 testing with combined heat and power (CHP) flue gas at the CO_2 Technology Centre Mongstad[C]//Proceedings of the TCCS-11 - Trondheim Conference on CO_2 Capture, Transport and Storage, Trondheim, Norway, June 21-23, 2021.
43 HUME S, MCMASTER B, DRAGESET A, et al. Results from CESAR1 Testing at the CO_2 Technology Centre Mongstad. Verification of Residual Fluid Catalytic Cracker (RFCC) Baseline Results[C]//Proceedings of the 16th Greenhouse Gas Control Technologies Conference (GHGT-16), Lyon, France, October 23-24, 2022. https://dx.doi.org/10.2139/ssrn.4280571.
44 SHAH M I, LOMBARDO G, FOSTÅS B, et al. CO_2 Capture from RFCC Flue Gas with 30w% MEA at Technology Centre Mongstad, Process Optimization and Performance Comparison[C]//Proceedings of the 14th Greenhouse Gas Control Technologies Conference, Melbourne, Australia, 2018: 21-26.
45 SHAH M, SILVA E, GJERNES E, et al. Cost Reduction Study for MEA based CCGT Post-Combustion CO_2 Capture at Technology Center Mongstad[C]//Proceedings of the 15th Greenhouse Gas Control Technologies Conference (GHGT-15), Abu Dhabi, UAE, March 15-18, 2021. https://dx.doi.org/10.2139/ssrn.3821061.
46 MICHALOS S, GIBBINS J. A modelling study of post-combustion capture plant process conditions to facilitate 95–99% CO_2 capture levels from gas turbine flue gases[J]. Frontiers in Energy Research, 2022, 10: 866838.
47 GIBBINS J, XIA C, LIANG X. COGENT-Capture Operation with Greater Economy for Net-zero Target Report 1[R/OL]. UK: UK-China (Guangdong) CCUS Centre, 2025[2026-03-24]. https://ukccsrc.ac.uk/wp-content/uploads/2025/04/COGENT-Report1_c.pdf.
48 DESNZ (2025) Net Zero Innovation Portfolio and the Advanced Nuclear Fund: final report, 2021 to 2025. https://www.gov.uk/government/publications/net-zero-innovation-portfolio-and-the-advanced-nuclear-fund-final-report-2021-to-2025
49 IEAGHG. 8th Post-Combustion Capture Conference (PCCC-8)[EB/OL]. (2025-09-16)[2026-03-24]. https://ieaghg.org/events/8th-post-combustion-capture-conference/.
50 DEPARTMENT FOR ENERGY SECURITY AND NET ZERO, DEPARTMENT FOR BUSINESS, ENERGY & INDUSTRIAL STRATEGY. Start up and shut down times of power carbon capture, usage and storage (CCUS) facilities: BEIS research paper number 2020/031[R/OL]. London: Department for Energy Security and Net Zero, 2020[2026-03-24]. https://www.gov.uk/government/publications/start-up-and-shut-down-times-of-power-carbon-capture-usage-and-storage-ccus-facilities

免责声明

本报告所含信息仅供信息参考与研究之用，不构成法律、财务、技术或投资建议，亦不应替代针对特定情形的专业咨询意见。尽管编制方已尽合理努力确保所呈信息的准确性与可靠性，作者及参与机构对内容的完整性、时效性及对任何特定用途的适用性不作任何明示或默示的陈述或保证。

本报告基于公开信息、行业调研及内部研究编制。报告中的结论与观点系研究团队依据撰稿时所获信息作出的独立分析，不代表任何被引述的政府机构、企业或其他第三方的立场或政策导向。

版权声明

版权所有 © 2026 中英（广东）CCUS 中心、中国华能集团清洁能源技术研究院及英国碳捕集与封存研究中心。保留所有权利。

未经版权方事先书面许可，不得以任何形式或通过任何方式复制、分发或传播本报告的任何部分用于商业目的。为个人学习、研究或内部参考目的而进行的有限复制、引用或使用，须清晰注明出处。

联系方式

如需就本报告垂询，请联系：

夏菖佑（changyou.xia@gdccus.org），中英（广东）CCUS 中心

范紫桉（za_fan@qny.chng.com.cn），中国华能集团清洁能源技术研究院