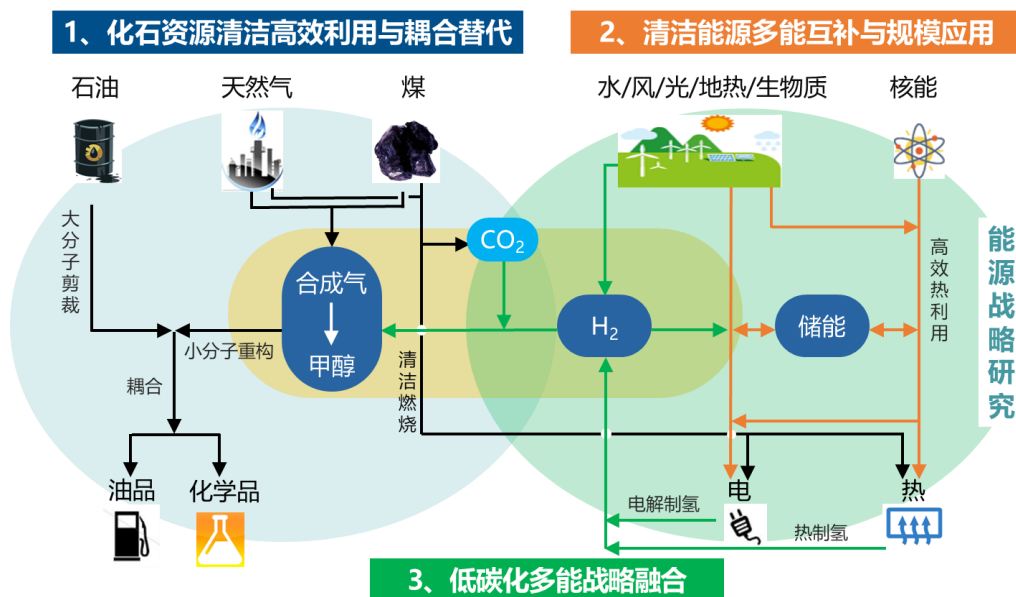




洁净能源科技动态监测快报

2022 年第 06 期（总第 32 期）



本期看点

- IEA 亚洲低排放煤炭技术报告：发电技术专题
- DOE 战略愿景提出化石能源 7 项技术未来研发方向
- 欧盟 REPowerEU 能源计划推进加快能源转型和结束对俄依赖
- 美国能源部资助 5.05 亿美元促进长时储能技术示范部署
- 日本 NEDO 启动全球首个 IGFC 示范项目第三阶段验证试验
- 国际能源署分析发展分布式能源的机遇与挑战

目 录

2022 年第 06 期 (总第 32 期)

◆ 化石资源清洁高效利用

- IEA 亚洲低排放煤炭技术报告: 发电技术专题 2
- DOE 战略愿景提出化石能源 7 项技术未来研发方向 9
- 日本 NEDO 资助低浓度废气 CO₂ 分离回收技术 13
- 集成碳捕集和除湿的燃煤电厂余热回收热电联产系统 13
- 压缩 CO₂ 储能与火力发电蒸汽循环耦合系统 15
- 可再生能源电力驱动甲烷蒸汽重整工艺实现 CO₂ 减排 15
- 一锅级联催化反应实现合成气高效制高级醇 15

◆ 清洁能源多能互补

- 欧盟 REPowerEU 能源计划推进加快能源转型和结束对俄依赖 16
- 美国能源部资助 5.05 亿美元促进长时储能技术示范部署 19
- 新型正极保护材料实现 4.8 V 高压锂离子电池结构稳定 20
- 光伏光热和 CO₂ 捕集耦合系统实现高效发电和碳脱除 21
- 铽掺杂和双钝化实现无机钙钛矿太阳能电池性能大幅提升 23
- 新型催化体系助力 CO₂ 和废弃太阳能电池板双循环 24
- 碘氧化铋-钷酸铋串联器件实现长时间太阳能光电解制氢 24

◆ 低碳化多能融合

- 欧盟承诺到 2023 年将电解槽制氢产能提高十倍 25
- 英国研究与创新署 4400 万英镑资助低碳氢能技术开发 25
- 日本 NEDO 启动全球首个 IGFC 示范项目第三阶段验证试验 27
- 利用氢和压缩 CO₂ 作为能量载体的混合储能系统 27
- Sn-Bi 双金属界面材料有效促进 CO₂ 高效电还原 28
- 利用 α -氨基酸实现 CO₂ 高效转化制甲酸和可逆储氢 30

◆ 能源战略研究

- 国际能源署分析发展分布式能源的机遇与挑战 31
- 国际能源署更新 2022-2023 年全球可再生能源市场展望 33
- NREL 预计到 2050 美国储能装机容量或增加 650 吉瓦 41

本期概要

国际能源署 (IEA) 煤炭工业咨询委员会 (CIAB) 工作组发布《亚洲净零未来进程中低排放煤炭技术的作用》报告, 其中第 4 章针对发电技术进行了详细分析, 包括: (1) 低排放发电技术, 如超临界发电、超超临界发电、提高现有电厂效率、整体煤气化联合循环发电系统 (IGCC)、先进超超临界发电技术; (2) 超临界 CO₂ 动力循环技术, 包括 Allam Fedvedt 循环工艺、Echogen 公司超临界 CO₂ 循环技术; (3) 燃料电池技术, 如整体煤气化燃料电池联合循环发电 (IGFC); (4) 数字化应用等。

美国能源部化石能源和碳管理办公室 (FECM) 发布《化石能源和碳管理在实现温室气体净零排放中的作用》战略愿景报告, 针对 7 项化石能源技术主题提出了未来研发方向: (1) 点源碳捕集; (2) CO₂ 转化; (3) 碳去除; (4) 专用、可靠的碳封存和运输; (5) 氢能及碳管理; (6) 关键矿产; (7) 甲烷减排。

欧盟正式通过“REPowerEU”能源计划: 为结束对俄罗斯化石能源的依赖和应对气候危机, 欧盟将在“减碳 55%”(Fit for 55) 一揽子计划基础上, 到 2027 年额外投资 2100 亿欧元, 从节能、能源供应多样化、加速推广可再生能源三方面减少终端部门化石燃料消费, 快速推动欧洲清洁能源转型, 构建更具弹性的能源系统, 以实现化石能源“脱俄”。欧盟提出将 2030 年可再生能源在能源结构中占比目标从 40% 提高到 45%, 可再生能源装机容量从 1067 吉瓦提高到 1236 吉瓦, 并推出《欧盟太阳能战略》、“生物甲烷行动计划”等, 还将为“清洁氢能联合行动计划”(Clean Hydrogen JU) 提供 2 亿欧元资助氢能项目, 实现“氢谷”数量翻倍。

日本新能源产业技术综合开发机构 (NEDO) 宣布与大崎 CoolGen 公司共同推进的全球首个整体煤气化燃料电池发电 (IGFC) 示范项目“CO₂ 分离/回收型吹氧 IGFC 示范”已启动第三阶段验证试验: 该项目第三阶段验证试验将 2 × 600 千瓦固体氧化物燃料电池 (SOFC) 集成至 IGFC 设施, 示范从煤气化装置中分离回收 CO₂, 产生的高浓度氢气输送至 SOFC 用于发电, 目的是实现未来 500 兆瓦商用电站在 90% CO₂ 回收率条件下送电端效率约 47% (基于高热值)。

国际能源署 (IEA) 发布《释放分布式能源资源潜力: 电力系统机遇和最佳实践》报告指出: 随着屋顶太阳能电池板和电池储能等分布式能源资源的快速发展, 不仅将改变电力的生产方式, 还将改变电力的交易、输送和消费方式, 在促进全球碳减排的同时, 提高电网弹性; 数字化技术有望将分布式能源资产转化为宝贵的电网资产。为充分发挥分布式能源的巨大潜力, 未来需进行电力市场和监管改革, 通过协调促进金融资产和实物资产有效配置。

国际能源署 (IEA) 发布《可再生能源市场报告: 2022-2023 年展望》报告, 基于全球形势变化对 2021 年底发布的《可再生能源 2021》报告中 2022-2023 年展望预测进行了更新: 由于大宗商品价格的上涨, 预计 2022-2023 年太阳能光伏和风电成本将高于全球疫情前水平, 但由于天然气和煤炭价格的大幅上涨, 可再生能源仍具有一定的竞争力, 到 2022 年可再生能源装机容量将进一步增长 8% 以上, 达到近 320 吉瓦; 而生物燃料预计将同比增长 5%, 2023 年将增长 3%。当前能源市场的不确定性增加, 能源安全成为各国重点关注对象, 提高能源效率和发展可再生能源成为下一阶段各国政策实施重点。

化石资源清洁高效利用

IEA 亚洲低排放煤炭技术报告：发电技术专题

近期，国际能源署（IEA）煤炭工业咨询委员会（CIAB）工作组发布《亚洲净零未来进程中低排放煤炭技术的作用》报告¹，提出支持先进低排放煤炭技术创新以应对亚洲减排挑战。报告第4章针对发电技术进行了详细分析，关键点如下：

一、低排放燃煤发电技术

1、超临界发电

燃煤发电技术自20世纪20年代首次出现以来，主要通过提高蒸汽温度和压力来提高热效率。20世纪50年代末，压力大于22兆帕、温度大于374°C的超临界蒸汽条件是具有里程碑意义的进展。从20世纪60年代到80年代，超临界发电厂在540-565°C范围内（较低的温度与高达35兆帕的压力）运行更加标准规范（表1）。

表1 燃煤发电技术的典型运行参数

| | 亚临界 | 超临界 | 超超临界 |
|----------------------------|-------|---------|---------|
| 主蒸汽温度，°C | <540 | 538-566 | 593-610 |
| 蒸汽压力，MPa | 16-18 | >22 | 25-30 |
| 低位热循环热效率，% | 30-39 | 39-43 | <47.5 |
| CO ₂ 排放强度，g/kWh | >870 | 800-870 | 720-870 |

2、超超临界发电

在20世纪80年代，美国和日本将新型9%铬钢用于发电厂。这一材料被应用于蒸汽管道，能够实现590°C以上的蒸汽温度，因而产生了“超超临界”发电技术这一概念。20世纪90年代初，首批超超临界电厂在日本投入使用。2000年代，超超临界发电技术受到了韩国、中国的欢迎，尤其是2006年装机容量大幅增长。超超临界发电厂的蒸汽参数并没有严格的定义，一般考虑为主蒸汽温度不低于593°C、压力不低于24兆帕。用于蒸汽管道P92和水冷壁的T23、T24新型钢材的发展，使得蒸汽参数进一步提高。目前最先进的超超临界技术采用600°C主蒸汽温度和620°C的再热温度，例如中国的一些机组参数为610/630°C，压力通常在25-29兆帕。上海申能2×1000兆瓦外高桥3号机组是中国效率最高的机组，其效率约为47%（低热值，净效率），其关键技术创新包括更好地利用锅炉废热、减少备用电力消耗等。

另一种广泛应用的燃煤发电技术基于循环流化床（CFB）燃烧，该技术将更粗的煤粉颗粒在流化床反应器中以较低温度（通常为800-900°C）燃烧，劣质煤或燃烧稳

¹ 本刊第4期报道了报告关键点，第5期报道了报告共燃技术专题。

The role of low emission coal technologies in a net zero Asian future. <https://www.sustainable-carbon.org/report/the-role-of-low-emission-coal-technologies-in-a-net-zero-asian-future/>

定性较差的燃料适应性较强，可使用褐煤、高灰分煤或生物质燃料共燃。第一批超超临界循环流化床机组于 2016 年在韩国三陟市投入使用，容量为 4×550 兆瓦。过去十年内，350 兆瓦的超超临界 CFB 机组在中国广泛部署。当前循环流化床发电约占全球燃煤发电的 5% 左右。

3、提高现有电厂效率

超过 60% 的燃煤电厂使用亚临界蒸汽循环，因此其效率远低于目前的先进水平。尽管这些产能大多已经使用了 30 年以上即将被逐步淘汰，但 2010 年以来已经建设的 246 吉瓦亚临界电厂还可能继续运营至少 15 年。对于这些设备，以及效率较低的超临界发电设备（2010 年以来已经装机 236 吉瓦），至关重要的是在其剩余寿命内将 CO₂ 排放强度降至最低。这可以采取如下措施：①汽轮机翻新；②改进锅炉余热回收；③数字化和智能过程控制系统；④降低辅机功耗；⑤提高蒸汽温度。

4、整体煤气化联合循环发电系统（IGCC）

另一种高效燃煤发电技术是 IGCC 技术，即利用燃气轮机实现高效率，首先在气化炉中将煤炭转化为合成气（主要是一氧化碳和氢气），作为联合循环燃气轮机的燃料，即使将气化过程的能量损失考虑在内，预计净效率也能够达到 48%。IGCC 具有燃料灵活性的优点，比燃煤锅炉可适用的煤种更多，尤其是灰熔点较低的煤种。20 世纪 90 年代和 21 世纪初，美国、欧洲和日本部署了几座 IGCC 示范电站，但由于成本过高、操作复杂，以及同时期粉煤燃烧电站效率的提高，IGCC 发电未能获得更广泛的普及。从 2000 年代后期开始，由于 IGCC 具备燃烧前碳捕集的应用潜力，重新得到关注。日本在 IGCC 技术开发方面处于领先地位，日本勿来（Nakoso）电厂 250 兆瓦空气吹氧 IGCC 示范项目已于 2013 年成功投入商业运行。2014 年，三菱动力（Mitsubishi Power）承接的勿来（Nakoso）和广野（Hirono）电厂 540 兆瓦机组也选择了该技术，作为 2011 年福岛核事故后为福岛地区提供电力的举措。这些电厂目前仍在运行，机组设计效率为 48%（低热值，净效率），略高于目前最先进的超超临界机组。中国华能 250 兆瓦绿色煤电（GreenGen）IGCC 项目于 2015 年完工，但引入 CCUS 并建设更大规模机组的计划已经暂停。

5、先进超超临界发电技术

自 1990 年代末以来，新一代更高效的先进超超临界技术（AUSC）得到发展。由于 P92 等先进钢材不适合在远高于最先进的超超临界电厂温度下使用，因此该阶段的效率改进使用镍基高温合金来代替电厂最高温部件的钢材，包括过热器、集箱、蒸汽管道和汽轮机。AUSC 发电的目标是将蒸汽温度显著提高至少 700°C，以最大限度地发挥高性能材料的优势。然而，虽然镍基合金已经用于燃气轮机和喷气发动机，但其在燃煤电厂的应用需要开发改性合金，以应对特定应用的挑战，包括制造更大的部件、与其他材料焊接以及延长使用寿命等。目前，有迹象表明，日本三菱

和 IHI 公司等主要日本制造商有技术能力，在经济条件合适且支持性政策到位的情况下调试一座全规模 AUSC 发电厂。

过去十年中，中国和印度已成为这一领域的重要参与者。中国成立了一个工业研究联盟，并运营了一个大型部件测试设施，将一些国内开发的合金与国际公认的材料一起进行了测试。然而，预计在 2030 年之前，中国不会全面示范 AUSC 技术。虽然印度的国家协调研究计划在 2016 年才正式启动，但该国目前有最雄心勃勃的示范电厂部署时间表，其发电厂的设计借鉴了在欧洲和美国研究计划下开发和测试的相对成熟的材料。考虑到调试新 AUSC 电厂的前期成本较高，对高性能材料进行改造也引起重视，日本已经提出了在蒸汽循环关键区域使用镍合金对现有电厂进行改造的各种设计，以将主蒸汽温度提高到 700°C。虽然国际上基于镍合金的 700°C 发电进展相对缓慢，但通过使用新材料和其他设计创新，最先进的超超临界电厂效率在不断提高。AUSC 研究计划都致力于开发更高性能的钢材，使主蒸汽温度达到 630-650°C。例如“MarBN”马氏体钢，可用于高压部件，已达到 650°C 的主蒸汽温度，并正朝着商业应用方向发展。

中国大多数新建超超临界电厂正在建设中，预计到 2025 年将建成主蒸汽温度 650°C 的发电厂。中国超超临界电厂设计通常采用二次再热蒸汽循环，其中离开中压汽轮机的蒸汽返回锅炉进行再热，然后再用于驱动第二级中压汽轮机。二次再热超超临界机组在中国重新得到应用始于 2015 年华能安源 660 兆瓦机组，随后是国电泰州 1000 兆瓦机组，其蒸汽参数达到 31 MPa/600°C/610°C/610°C，效率达到了 46.2%（低热值，净效率），比具有相同参数的一次再热机组高出 2 个百分点。目前，中国大约有 14 台二次再热机组正在运行或在建，其中大部分再热蒸汽温度为 620°C。东方汽轮机厂开发了一种参数为 615°C/630°C/630°C 的二次再热设计，将在大唐运城电厂使用，使用国产 G115 蒸汽管钢。中国正在调试的一台典型二次再热机组是平山电厂 2 期 1350 兆瓦机组。该机组设计为迄今为止燃煤电厂最高蒸汽参数，即 31.1 MPa/610°C/630°C/623°C。该电厂的一项关键创新是分体式汽轮机设计，通过将高压汽轮机提升至过热器水平，主蒸汽管的长度大大减少。除了降低管道成本外，还减少了压力损失，并结合上海申能在平山 2 期外高桥使用的其他优化方法，预计效率将达到 49.8%。

6、高效燃煤发电的碳减排效益

燃煤电厂效率提高可降低 CO₂ 排放量。根据 IEA 估计，2018 年全球燃煤发电机组的平均效率为 37.5%，相应的 CO₂ 碳排放量为 900 克/千瓦时（燃烧标准硬煤）。相比之下，平山 2 号电厂或未来 AUSC 电厂的效率接近 50%，排放水平低于 690 克/千瓦时。如果全球煤电机组效率都达到目前最先进的水平，每年可减少约 20 亿吨 CO₂ 排放，约占全球燃煤发电总排放量的 20%。

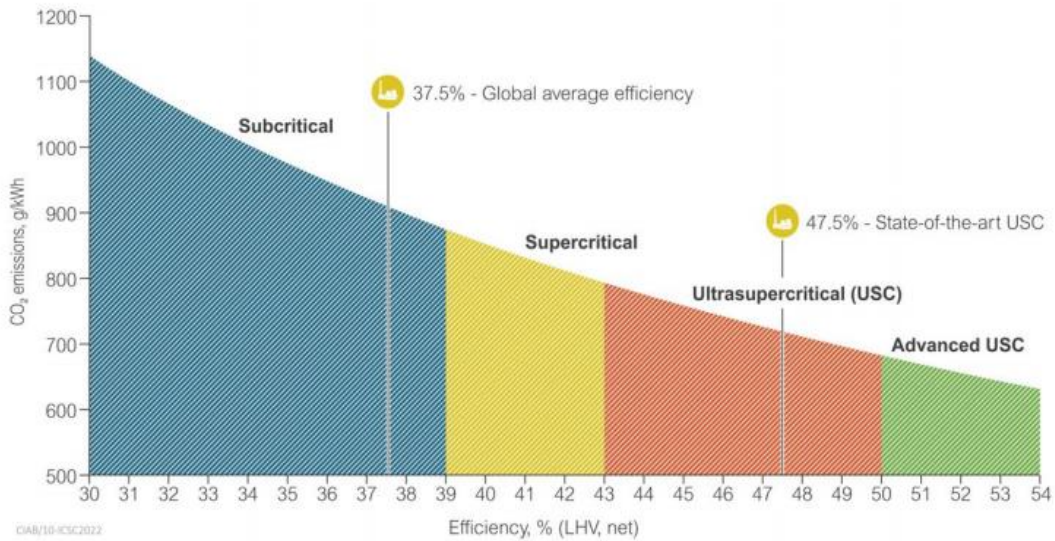


图 1 通过提高燃煤电厂效率可降低碳排放水平（单位：克/千瓦时）

二、超临界 CO₂ 动力循环技术

CO₂ 处于在 31.1°C 和 7.38 兆帕的临界条件以上超临界状态，其作为工质发电有良好的特性，已经开发了各种基于超临界 CO₂ (sCO₂) 作为循环工质的火力发电循环。根据超临界 CO₂ 通过燃烧过程产生或像常规蒸汽循环一样在封闭的循环中产生，可以分为直接燃烧和间接燃烧。目前最先进的超临界 CO₂ 技术是由 8 Rivers 公司开发的 Allam Fedvedt 循环工艺，该工艺已在得克萨斯州的 NET 电厂进行了示范。虽然该电厂以天然气为燃料，但还开发了一种基于煤制合成气的工艺设计使得净效率接近 48%（低热值），并可产生纯 CO₂ 用于封存或利用。

1、Allam Fedvedt 循环工艺

Allam-Fetvedt 循环是一种创新的天然气（或煤气化合合成气）燃烧发电技术，且具有固有的碳捕集功能。该工艺使用富氧燃烧产生的二氧化碳作为工质，如图 2 所示，由一个进口压力约为 30 兆帕、压力比为 10 的汽轮机运行。该循环使用超临界 CO₂ 取代传统发电厂汽轮机的蒸汽工质。超临界 CO₂ 工质的高能量密度意味着组件相对较小，减小了整个工厂的占地面积。超临界 CO₂ 动力循环具备高效、体积小、布局简单及其他技术性能，可能会大幅降低资本和燃料成本，并减少温室气体排放。这项技术在不需要额外设备的情况下，可以捕集 97% 以上的 CO₂。

NET 发电厂目前正在将基于天然气燃料的 Allam Fedvedt 循环商业化，而 8 Rivers 公司正领导美国北达科他州和明尼苏达州的一个工业协会，将 Allam Fedvedt 循环应用于从煤/生物质/石油焦炭气化合合成气。除汽轮机和燃烧室之外，Allam Fedvedt 循环装置的其他部件都是商用的。东芝集团为得克萨斯州的 25 兆瓦 Allam Fedvedt 循环天然气发电试点项目开发并建造了超临界 CO₂ 汽轮机 and 高压氧燃料燃烧室，于 2018 年开始运行。

280-300兆瓦商业化规模的 Allam Fedvedt 循环天然气发电厂的设计也在进行中。8 Rivers 公司计划到 2025 年，在美国科罗拉多州西南部的南部尤特印第安人保留地内开始运营一座 280 兆瓦的天然气发电厂，这将是一个近零排放电厂，具有捕集和封存 CO₂ 的能力，计划在 2022 年对该项目做出最终投资决定，2025 年开始生产。此外，一项针对 Allam Fedvedt 循环发电设备的预前端工程设计研究也已公布，该设备可能部署在英国多个地点，以天然气为原料联合生产电力和氢气。

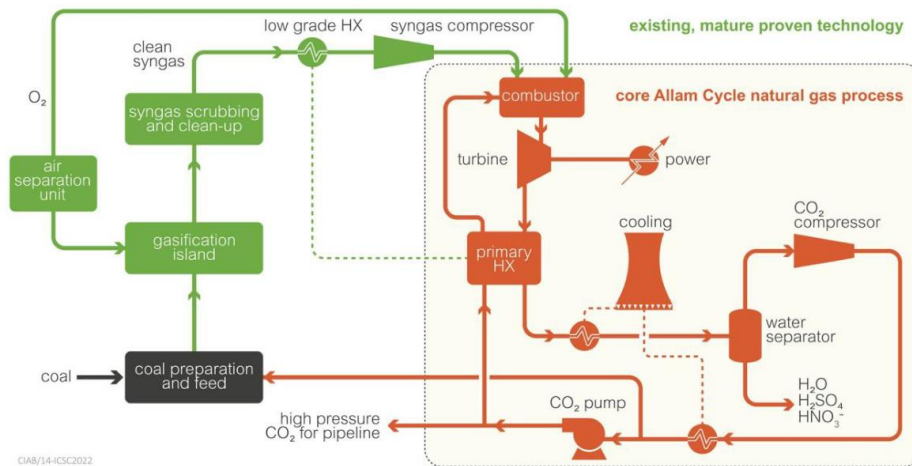


图 2 Allam-Fedvedt 循环与煤气化系统耦合示意图

2、Echogen 公司超临界 CO₂ 循环技术

超临界 CO₂ 可直接代替蒸汽作为朗肯循环的工质，其中一个例子是西门子能源/Echogen 发电系统，该系统在太阳能、地热发电、底循环等的余热利用，以及一些布雷顿循环燃气轮机方面具有潜在发展前景。该技术在相对较小的规模上具有优势，通常为 0.1-10 兆瓦；对于大型燃煤发电系统，传统的蒸汽朗肯循环更适合。其可将各种工业过程中的废热转化为电能，并在相对较低的温度下运行。2014 年，Echogen 能源系统公司开发的首台 8 兆瓦闭式超临界 CO₂ 循环热机 EPS100 推向市场，目前该公司提供 1-9 兆瓦设备，并将应用范围从余热回收扩展到太阳能和地热发电，且正在开发间接加热、闭环高温超临界 CO₂ 循环，应用于核能、太阳能和化石燃料燃烧发电。

三、燃料电池技术

IGCC 电厂的一个创新方式是增加使用煤制氢驱动的燃料电池构成整体煤气化燃料电池联合循环发电 (IGFC)。固体氧化物燃料电池 (SOFC) 是一种应用广泛的燃料电池，可在高温下运行，能够以天然气为燃料，即天然气通过蒸汽重整制氢，或从 IGCC 系统中获得煤制合成气作为燃料。日本新能源产业技术综合开发机构 (NEDO) 资助的 Oskai CoolGen 项目正开发一种以煤制氢为燃料的 SOFC，并进行 IGFC 发电示范。该项目基于 NEDO 的 EAGLE 项目开发的吹氧气化技术，由 IGCC

部件、整体煤气化燃料电池和燃烧前碳捕集设备组成，应用于 166 兆瓦示范电厂。其中 IGCC 部件于 2017 年成功试运行，碳捕集设备 2019 年成功试运行，燃料电池于 2021 年开始运行，通过 CO₂ 分离过程产生的纯氢气流运行。该示范厂的设计目标是实现 42.7% 的净效率（低热值），包括了碳捕集过程，而燃料电池组件的效率目标是 55%。

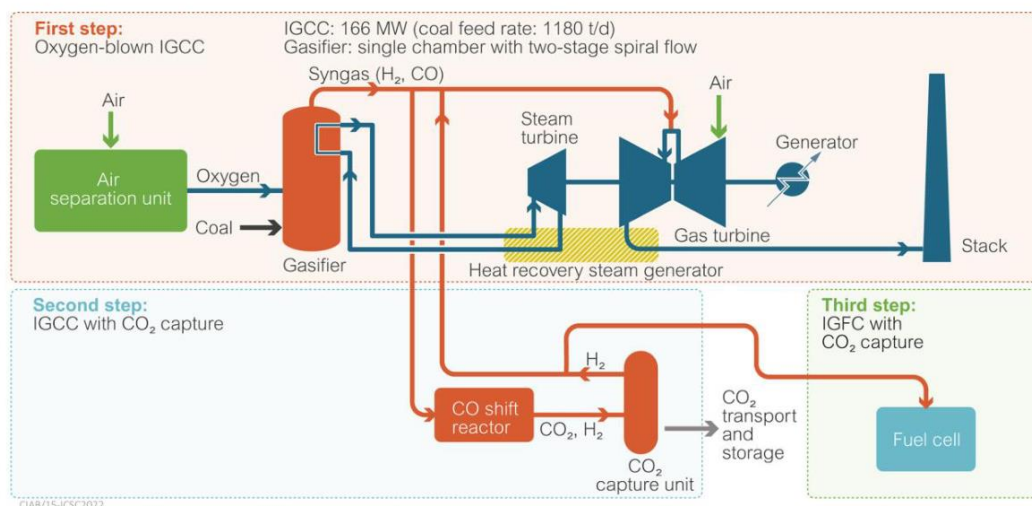


图 3 Osaki CoolGen IGCC 和 IGFC 示范项目

2004 年以来，三菱公司就一直在开发一种“三重循环”技术。长远来看（如图 4），当以数百兆瓦规模运行时，预计该循环使用煤制燃料的电效率可能高达 60%（低热值）。可将 CO₂ 捕集再次纳入循环，虽然这会降低循环效率。由于燃料电池的模块化特性，并可通过大规模生产降低 SOFC 成本，基于 SOFC 和微型燃气轮机的组合，三菱首先开发了名为 Megamie 的产品，其规模在 250 千瓦至 1 兆瓦。燃烧天然气时，低热值效率约为 55%，主要应用于分布式发电、中小企业及工业应用。Megamie 在 2019 年 2 月实现首次商业运行，作为三菱地产有限公司位于日本东京丸之内大厦的内部热电联产设施，第二个 Megamie 系统安装在日本茨城县筑波市的 Hazama Ando 技术研究所。

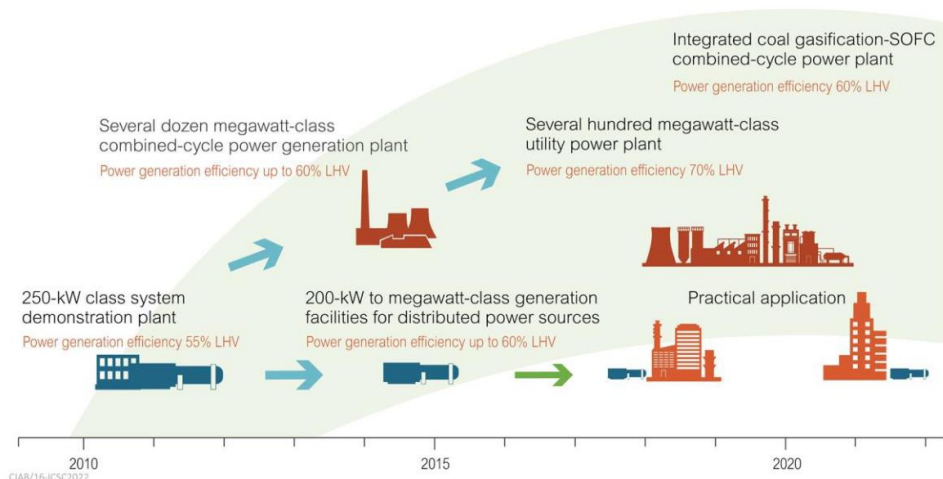


图 4 基于 SOFC 和布雷顿/朗肯循环的高效三重循环技术开发路线图

燃料电池与煤电系统的集成还包括使用熔融碳酸盐燃料电池（MCFC）和直接碳燃料电池（DCFC），后一种技术提供了约 70%的电效率和约 90%的热电联产效率。副产品是不需要气体分离的高浓度 CO_2 ，可以直接封存，避免了成本和效率损失，由于燃料进料和产品气体是不同的相，因此很容易分离，燃料利用率几乎可以达到 100%。而且该过程中不需要用水，这在缺水地区是一个优势。然而，尽管 DCFC 有着巨大的前景，但该技术仍处于早期开发阶段。

四、数字化技术

过去 10 年，中国部署了大量燃煤电厂，确保现有电厂尽可能清洁运行是当务之急。为此，包括电力部门正越来越多地将数字化技术用于互连、监控、分析、预测和优化。数字技术在如下方面得以应用：通过工业物联网增强连通性，增强计算能力，将人工智能用于增强分析和数据处理，远程传感器，改进发电厂系统组件的近实时建模。图 5 显示了各种数字组件如何构建形成真实电厂模型（即“数字孪生”），可以用来：①电厂远程状态监测，评估现场的实际组件性能，作为维护的基础，用于优化维护，并通过预防性维护减少计划外停机；②结合历史数据、神经网络或基于过程模拟的数学模型进行近实时性能预测，进而优化电厂性能，如可以优化系统参数以实现最低排放量的同时延长部件寿命；③结合财务建模优化电厂收益，如提供电网服务，针对组件寿命缩短而设置的频率响应，或在 IGCC 等多产品系统的情况下在发电、氢气和制化学品之间切换，最大限度提高经济收益；④利用电厂大数据为下一代电厂设计提供信息。虽然电力行业在很大程度上是“数字孪生”的驱动者，该技术同样适用于重工业和煤制化学品/氢气。

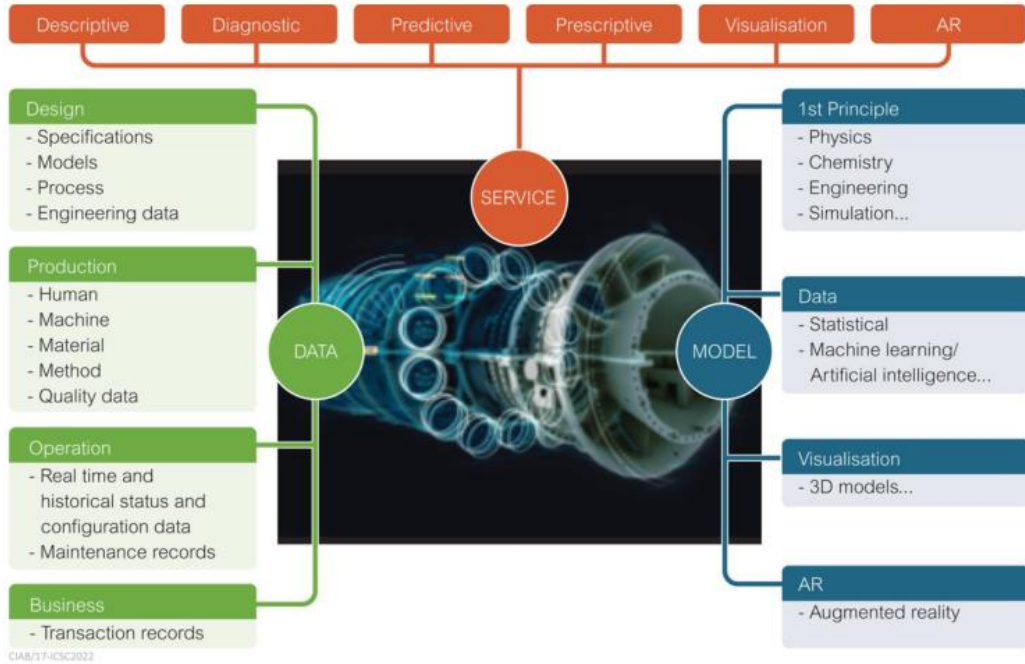


图 5 “数字孪生”的构成示意图

随着数字化的推进，工厂运营越来越依赖物联网，这增加了来自网络攻击的风险，目前已开发了保护能源基础设施免受此类攻击的硬件和软件，采用人工智能和机器学习的数字化解决方案，和/或用于增强网络安全的区块链技术也正在开发中。

(王玉科 贾启慧 岳芳)

DOE 战略愿景提出化石能源 7 项技术未来研发方向

4 月 5 日，美国能源部化石能源和碳管理办公室（FECM）发布《化石能源和碳管理在实现温室气体净零排放中的作用》战略愿景报告²，重点针对 7 项化石能源技术主题提出了未来研发方向，包括：点源碳捕集；二氧化碳（CO₂）转化；碳去除；专用、可靠的碳封存和运输；氢能及碳管理；关键矿产；甲烷减排。详情如下：

一、点源碳捕集（PSC）

1、天然气发电厂点源碳捕集技术。包括：①支持前端工程设计（FEED）研究，并通过 CarbonSAFE 项目支持现有天然气发电厂脱碳或碳捕集（CCS）中心；②通过多种点源碳捕集技术组合以优化成本和性能，小型和大型试点项目的性能验证；③支持开发和扩大低碳供应链和低碳建筑材料（水泥、混凝土、钢材）生产的点源碳捕集技术，以及使用低碳燃料的先进天然气发电技术；④通过跨领域项目扩大天然气发电厂的点源碳捕集技术应用规模，并将其与长期碳封存或转化（反应性转化、矿化）、生物质碳去除和封存（BiCRS）、储能等技术集成；⑤提升动态过程建模、

² Strategic Vision: The Role of Fossil Energy and Carbon Management in Achieving Net-Zero Greenhouse Gas Emissions. <https://www.energy.gov/sites/default/files/2022-04/2022-Strategic-Vision-The-Role-of-Fossil-Energy-and-Carbon-Management-in-Achieving-Net-Zero-Greenhouse-Gas-Emissions.pdf>

技术经济性评估和生命周期评估能力。

2、工业应用点源碳捕集技术。包括：①支持与 CarbonSAFE 项目（短期）或区域中心项目（长期）相关的前端工程设计研究；②通过试点项目验证工业设施中的燃烧前和燃烧后点源碳捕集技术，以提高成本和性能，并量化该技术的协同效应（标准污染物去除）；③开发利用低碳原料和燃料（氢气、可持续生物质、生物燃料）完全集成的工业点源碳捕集工艺；④通过跨领域项目在工业设施中扩大点源碳捕集技术应用规模，并与工业过程、长期碳封存、碳转化和碳去除相结合；⑤通过生产低碳建筑材料（水泥、钢材）来满足低碳供应链需求。

二、CO₂转化技术

1、藻类转化。包括：①通过整合碳捕集或中间输运过程开发新的 CO₂ 转化机制，以提高生产力和转化效率；②与生物能源技术办公室的先进藻类系统计划合作，更好地分析现有藻类系统性能，包括成本、转化能力、纯度和消耗率，以确保藻类转化技术发展商业规模；③与生物能源技术办公室合作，通过提高产品产量、促进许可和解决消费者问题等手段加速生物产品的市场渗透。

2、催化转化。包括：①重点关注利用现有供应链的转化途径（如聚合物膜电解质电解技术），以工业可行为前提开发新催化剂或改进现有催化剂，进行大规模反应器设计并整合催化剂研究，建立基准以标准化扩大催化剂规模（用于电化学转化的氯碱系统）；②通过 CO₂ 转化生产非传统产品，例如具有 C-C 键的产品（碳纳米管、聚合物和乙烯等）。

3、矿化技术。包括：①进一步了解碳酸化和水合的相对速率以控制碳酸化或矿化反应；②调查采矿废物和采出水等作为矿化反应的碱度来源；③设计将碳捕集与矿物碳酸化技术集成的工艺；④推进测试并满足美国材料与试验协会（ASTM）或美国国家公路和运输协会（AASHTO）的规范和标准。

三、CO₂去除技术

该领域研发示范活动将重点关注设施规模和系统规模的碳去除设计和部署，尤其是与开发和部署区域中心相关的分析、设计和实验研究，包括在地质、地理、社会和经济方面的约束和潜力。

四、专用、可靠的碳封存和运输技术

1、扩展可靠的碳封存基础设施。包括：①将 CarbonSAFE 项目扩展至碳封存综合项目，开发商业容量超过 5000 万吨 CO₂ 的碳封存综合设施；②建立碳封存技术和运营研究设施（CarbonSTORE），该设施为长期碳封存现场实验室，可测试新的监测技术，验证模拟工具并示范通过机器学习实现先进运行控制和决策，以配合 CarbonSAFE 项目设施的运营；③将陆地和海上油田基础设施重新用于 CO₂ 运输和封存，具体包括对现有井筒的表征、评估和管理，重新利用酸性气体管道，表征用

于碳封存的储层，以及用于监测 CO₂ 羽流、储层压力和井筒完整性的仪器设备；④加速封存资源的评估和表征，通过减少不确定性和完善现有的国家和地区封存资源评估，提升数十亿吨封存资源的商业可行性水平。

2、CO₂ 运输基础设施规划。包括：①为建立健全、安全和高效的国家级 CO₂ 运输基础设施制定最佳计划，该规划过程将纳入广泛的利益相关者，包括与煤炭、发电厂附近和其他弱势社区成员的互动，以识别和解决环境正义问题；②支持管道设计研究，解决优化管道路线的其他技术问题，确定与材料和缓解泄漏相关的研发差距，并估计投资成本。

3、支持研发以提高碳封存和运输的性能和可靠性。包括：①将碳封存项目数据与机器学习相结合，以推进技术部署，包括通过“以科学为依据的机器学习加速碳封存实时决策”（SMART-CS）计划支持可增强实时可视化、预测以及虚拟学习能力的技术，以提高项目绩效并为决策提供信息，通过“国家风险评估伙伴关系”

（NRAP）项目验证地质封存相关风险评估技术，从而提高运营商、监管机构和公众的信心；②支持开发提高封存性能和完整性的技术，包括高分辨率地下成像，影响地震活动的地下应力条件研究，探测和解释井筒附近和盖层上方的 CO₂ 迁移，改进地下压力管理策略。

五、氢能及碳管理

1、氢能存储及分配基础设施。包括：①氢能安全研究（短期，6 个月内），评估氢燃气轮机、氢燃料固体氧化物燃料电池（SOFC）以及通过天然气重整、固体燃料气化或固体氧化物电解槽（SOEC）批量生产氢气的安全问题；②用于长期储能的地质储氢研究（中期，5 年内），将与 DOE 其他部门合作开展储氢设施材料、地质特征、安全法规和技术经济性评估等研究；③区域清洁氢中心（中期，10 年内），通过部署氢基础设施区域中心以形成规模经济，包括通过 CO₂、氢气和增值化学品的生产、运输和存储加速清洁氢能中心部署，实施成本分摊的试点项目并建立示范规模设施以验证其技术经济性等；④部署先进制氢技术（长期，20 年内），将利用 CCS 等技术使用碳基原料开发先进制氢方法，包括工艺优化、材料改进和系统集成等。

2、配备 CCS 的模块化气化制氢。进一步研发废塑料（或城市固废）、生物质和废煤的共气化技术，降低成本并实现模块化生产，将示范用于清洁制氢的 10-25 兆瓦联合气化技术，结合 CCS 到 2050 年实现净零或负温室气体排放。

3、可逆固体氧化物燃料电池。将与 DOE 氢能和燃料电池技术办公室合作，示范一个模块化可逆固体氧化物燃料电池系统，以根据电网需求生产氢气或电力。

4、氢燃气轮机。将示范利用现有火电厂设施验证下一代清洁制氢和氢燃气轮机技术，尤其关注验证使用混氢及纯氢燃料的燃气轮机的低氮氧化物（NO_x）燃烧技

术。

5、清洁氢中心。将选择至少四个区域清洁氢中心进行开发，其中至少一个将示范配备 CCS 的碳基燃料制氢。

六、关键矿产

1、资源表征及技术开发。FECM 将开发新的方法、工具和技术，用于识别和评估利用美国各地非常规资源和二次资源可持续生产关键矿产和含碳矿石的质量（如成分和杂质）和数量，特别是与化石能源社区相关的地区。将开发新的先进表征、分析和评估技术，包括地球物理方法、新型地球化学传感器、地理空间统计方法、数据分析以及人工智能和机器学习技术，以实现特定地点资源的定量评估。

2、可持续资源开采技术开发。FECM 的研究、开发、部署和商业应用将重点关注开发新技术和先进技术，以实现从非常规资源和二次资源中经济高效且可持续地生产稀土元素/关键矿产，包括：①通过传统开采技术的进步、改进和优化，以在未来几年内大规模提升其环境、成本效益；②评估和开发变革性技术（如微生物工艺、原位矿物开采、二氧化碳辅助分离等），目标是在 2032 年之前准备好大规模部署。

3、加工、精炼和合金化技术开发。FECM 的研究、开发、部署和商业应用将推进环境友好和经济高效的加工技术，包括开采、纯化和还原、精炼和合金化技术，以生产包括稀土金属在内的高纯度关键矿产，以及制造高价值碳产品。此外，FECM 还将专注于开发具有成本效益和环境友好的加工设施，这些设施可以使用来自非常规资源和二次资源的原材料和加工材料，且具有足够的灵活性，可以与其他原料一起使用，并为多种有价值的最终用途生产材料。

4、标准及供应链技术开发。FECM 将参与跨领域活动，促进与关键矿产的标准和贸易政策相关组织的国际合作。

七、甲烷减排

FECM 将重点关注如下方向：①识别、表征和盘点废弃井和相关管道及基础设施；②测量、估计和跟踪与废弃井相关的甲烷和其他气体的排放；③确定废弃井封堵、修复、重新使用的优先次序；④明确与废弃井的堵塞、修复和重新使用相关的成本。

（岳芳）

日本 NEDO 资助低浓度废气 CO₂ 分离回收技术

5月13日，日本新能源产业技术综合开发机构（NEDO）宣布在“绿色创新基金”框架下，投入382亿日元启动“CO₂分离和回收技术开发”项目³，以开发低压、低浓度（CO₂浓度在10%以内）废气的CO₂分离回收技术，实现2000日元/吨/年的分离回收成本。该项目实施期为2022-2030年，目前已确定资助3个主题的7个课题，包括：

1、天然气发电烟气 CO₂ 大规模分离回收技术开发与示范

该主题将资助1个课题：天然气燃烧废气低成本 CO₂ 分离/回收工艺的商业化，即开发基于固体吸收剂的国产化技术，降低燃气轮机烟气中低浓度 CO₂ 的分离回收成本，并通过技术验证推进商业化。

2、中小型工厂废气 CO₂ 分离回收技术开发与示范

该主题计划资助5个课题：①开发通过施加电压吸收和解吸 CO₂ 的技术，并将分布式排放源的 CO₂ 转化为燃料；②开发和验证使用创新分离剂的物理吸附从低浓度废气中分离回收 CO₂ 的技术，并验证使用回收 CO₂ 生产化学品的技术；③开发一种膜分离系统，从低浓度工厂废气中分离回收 CO₂，并用于乙醇等化学品生产；④使用 Na-Fe 氧化物开发创新的 CO₂ 分离和捕集技术，包括提高 Na-Fe 基氧化物碳捕集性能并开发制造方法，以及利用废气余热直接加热 Na-Fe 基氧化物以提高效率；⑤示范在液化天然气站回收 CO₂，并利用电解制取的氢气合成甲烷等。

3、建立 CO₂ 分离材料标准评估的通用基础

该主题将资助1个课题：建立并运营气体测试中心以开发针对实际气体的标准评估方法，开发各种分离材料的标准评估方法，开发分离材料开发的标准评估方法，开发耐久性评估方法，进行数据库建设以推动标准评估方法的传播和国际化。

（岳芳）

集成碳捕集和除湿的燃煤电厂余热回收热电联产系统

当前，燃煤电厂面临能源利用率低、污染排放高的局面，为实现节能减排目标，实施余热回收势在必行。然而，现今应用在燃煤电厂的余热回收技术仍存在着不足：燃煤电厂多级余热回收系统研究薄弱、燃煤电厂余热回收系统优化策略应用缺乏、余热回收子系统与热电联产系统之间的协同作用讨论较少等。

为填补上述研究空白，东南大学 Liu Yang 团队开发了一种新型高效的余热回收热电联产系统，该系统集成了超临界再压缩再生布雷顿循环（SRRBC）、跨临界再生布雷顿循环（TRBC）、二氧化碳制冷循环（CRC）、除湿系统（DES）和碳捕集系统

³ グリーンイノベーション基金事業で、圧力が低く、CO₂ 濃度の低い排気ガスから CO₂ を分離回収する技術開発に着手。 https://www.nedo.go.jp/news/press/AA5_101541.html

(CCS)。基于能量梯度利用原则,上述子系统通过燃煤电厂高温烟气的物理参数(温度和质量流量)耦合到热电联产系统,以实现余热回收的多级利用。燃煤电厂的高温烟气首先进入 SRRBC 并与蒸发器中的二氧化碳工质进行热交换,然后出口处的废气进入 TRBC,为蒸发器中的工质提供能量,同时可利用 TRBC 产生的部分电量驱动 CRC 的压缩机工作以获得制冷量。TRBC 出口的排气随即进入 DES 的发生器为氯化锂溶液再生提供热量,最终进入 CCS 的汽提塔,为二氧化碳分离和胺溶液再生提供动力。在确定工作流程之后,根据热经济原理,建立并验证了各子系统的数学模型,然后根据耦合机制和协调效应连接成热电联产系统。研究人员从热力性能、经济效益、生命周期评估方面对该耦合模型进行了敏感性分析,以最大发电量、最小投资回收期 and 最大碳捕集能力为目标进行优化,并以压缩压力、膨胀压力、工作温度和分流比作为决策变量,从而确定最佳工作参数。研究表明, SRRBC 的发电功率随压缩机出口压力单调增加,并随着汽轮机出口压力先快速增加后逐渐减小,压力分别为 25 MPa 和 7.6 MPa 时出现峰值,对应为 116.91 MW。同时,资本支出的增长率高于其功率的增长率,导致了经济效益的下降。TRBC 的热力性能随着压缩机出口压力的升高和汽轮机出口压力的下降而单调增加,发电功率、能量效率、焓效率分别为 29.33 MW、18.8%、59.21%,而电力成本和投资回收期随着汽轮机出口压力的升高而增加。以 30 MW 为输入电力,随着压缩机出口压力的下降和制冷温度的升高, CRC 的制冷量和性能系数不断增加,分别达到 105.96 MW、3.474。DES 的除湿率和除湿效率随温度线性增加,并于 145°C 时达到最大值,对应 41.97 g/kg 和 95.85%。CCS 的碳捕集能力和碳捕集效率随着汽提塔的温度升高而不断提高,最大值出现在工作温度 140°C,分别为 140.6 kg/s 和 91.81%。目标优化结果由 TOPSIS 决策方法确定,余热回收系统的发电量、投资回收期 and 碳捕集的最优解分别为 137.44 MW、5.36 年、130.99 kg/s,且附带了 135.58 MW 的制冷量和 15.69 g/kg 除湿率。最大工况下,该燃煤电厂的总发电功率和热效率分别提高了 13.34%、5.74%。

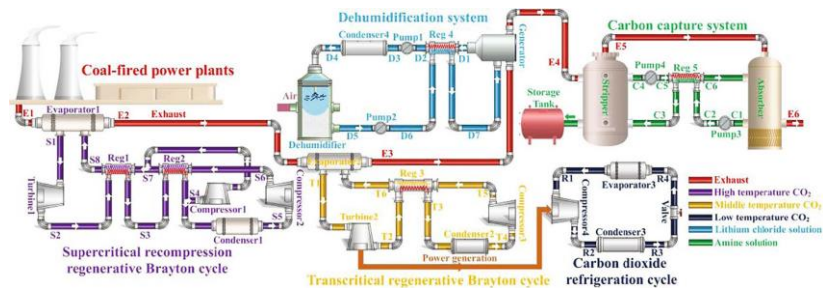


图 1 热电联产系统结构图

该研究对于将余热回收技术应用在燃煤电厂具有一定的指导意义,为克服燃煤电厂能源利用率低、污染排放高等问题提供了实用指南。相关研究结果发表在《Energy Conversion and Management》⁴。(安旭刚 岳芳)

⁴ Zixiang Su, Liu Yang. A novel and efficient cogeneration system of waste heat recovery integrated carbon capture and dehumidification for coal-fired power plants. *Energy Conversion and Management*, 2022, DOI:

压缩 CO₂ 储能与火力发电蒸汽循环耦合系统

韩国科学技术研究院 Jeong Ik Lee 教授课题组提出了压缩 CO₂ 储能与火力发电蒸汽循环耦合系统来提高火力发电厂的负荷跟随能力,实现火力发电厂的灵活运行。在该系统中,储能系统能量密度最大可达 36 kWh/m³,相较于之前报道的储能密度提高了 9 倍。此外,研究发现压缩 CO₂ 储能系统在往返效率和能量密度之间存在着平衡。对于较高的往返效率(64%),系统具有 3.8 kWh/m³ 的能量密度;而当系统具有 36 kWh/m³ 的能量密度时,其往返效率会降低至 46%。结果表明,在满足火电厂实际所需储能容量条件下,可采用降低能量密度的方式来获得高的往返效率。相关研究成果发表在《*Energy Conversion and Management*》⁵。

(王一峰 岳芳)

可再生能源电力驱动甲烷蒸汽重整工艺实现 CO₂ 减排

美国理海大学 Jonas Baltrusaitis 教授团队通过结合逆水煤气变换(rWGS)反应和甲烷蒸汽重整(SMR),提出了一种新的工艺流程,可转化利用 CO₂ 产生不同比例的合成气(CO+H₂),以进一步降低 CO₂ 的排放。其中,研究发现 SMR 过程电气化是 CO₂ 减排的关键。通过对比燃料动力和风力动力方案,发现仅采用可再生能源获取低成本电力时,即利用电加热反应器代替燃气蒸汽重整反应器才能有效实现 CO₂ 减排。该工作对利用电气化实现 CO₂ 转化利用低排放工艺流程设计具有指导意义。相关研究成果发表在《*Energy Conversion and Management*》⁶。

(薛凯丽 岳芳)

一锅级联催化反应实现合成气高效制高级醇

德国马普学会煤炭研究所研究人员将固体钴费托合成催化剂与氢甲酰化分子催化剂相结合,提出了一种一锅级联催化反应法。该方法首次实现了将多种具有不同操作温度和不同选择性的催化剂结合到一个反应体系中。结果表明,该反应体系 CO 转化率大于 70%,并实现了大于 50% 的 C₂₊醇选择性,同时反应过程中几乎没有 CO₂ 的生成。该方法为发展清洁、可持续、高选择性催化转化方法提供了新的思路。相关研究成果发表在《*Angewandte Chemie International Edition*》⁷。

(汤匀)

10.1016/j.enconman.2022.115358

⁵ Chae Y J, Lee J I. Thermodynamic analysis of compressed and liquid carbon dioxide energy storage system integrated with steam cycle for flexible operation of thermal power plant. *Energy Conversion and Management*, 2022, DOI: 10.1016/j.enconman.2022.115374

⁶ Cao G, Handler R M, Luyben W L, et al. CO₂ conversion to syngas via electrification of endothermic reactors: Process design and environmental impact analysis. *Energy Conversion and Management*, 2022, DOI: 10.1016/j.enconman.2022.115763

⁷ Jeske K, Rösler T, Belleflamme M, et al. Direct Conversion of Syngas to Higher Alcohols via Tandem Integration of Fischer-Tropsch Synthesis and Reductive Hydroformylation. *Angewandte Chemie International Edition*, 2022, DOI: 10.1002/anie.202201004

清洁能源多能互补

欧盟 REPowerEU 能源计划推进加快能源转型和结束对俄依赖

5月18日，欧盟正式通过“REPowerEU”能源计划⁸，旨在加速能源系统变革以应对俄乌冲突造成的全球能源市场混乱和欧洲能源安全问题。该计划认为，欧洲能源系统变革具有双重紧迫性，一方面结束对俄罗斯化石能源的依赖，另一方面应对气候危机。为此，欧盟将在“减碳55%”（Fit for 55）一揽子计划基础上，到2027年额外投资2100亿欧元，从节能、能源供应多样化、加速推广可再生能源三方面减少终端部门化石燃料消费，快速推动欧洲清洁能源转型，构建更具弹性的能源系统，以实现化石能源“脱俄”。关键要点如下：

一、节能

节能被认为是解决当前能源危机最快且成本最低的举措。降低能耗可在短期和长期内减少家庭和企业的能源成本，并降低对俄化石能源进口。提高能效是清洁能源转型的重要组成部分，可增强欧盟经济弹性，并保护其面对高价格化石能源的竞争力。

欧盟提出了一个双管齐下的方法，即通过中长期能效措施加强结构变革，以及行为改变实现即时节能。中长期内，欧盟建议将“减碳55%”一揽子计划中约束性能效目标由9%提高至13%，并快速部署包括建筑等一系列产品能效指令以实现额外的节能增效。短期内，通过行为改变快速节约能源。欧盟委员会与国际能源署合作发起了一项减少欧盟能源使用的“发挥我的作用”计划，预计可在短期内减少5%的油气需求。欧盟提倡成员国采取财政措施以鼓励节能，如降低高效供暖系统和建筑隔热等产品的增值税税率、采取能源定价等，鼓励热泵等高效设备的使用。此外，欧盟计划公布最新的《国家能源和气候计划》（NECP）指南，鼓励各国加强NECP投资。各地区和城市要在制定当地节能措施、能源审计和管理等方面发挥主导作用，确保民众广泛参与，例如欧洲气候中性城市倡议。

二、能源进口多样化

几个月以来，欧盟一直与国际伙伴保持密切合作，利用能源供应多样化缓解能源价格上涨造成的影响。2022年3月，欧盟新设能源平台，通过汇集需求、优化基础设施使用、协调与供应商联系等方式，帮助各成员国联合购买天然气、液化天然气和氢气。下一步，欧盟将考虑建立一个自愿行动的“联合购买机制”，代表成员

⁸ REPowerEU: A plan to rapidly reduce dependence on Russian fossil fuels and fast forward the green transition*. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_22_3131

国谈判和签订天然气采购合同。欧盟委员会还将考虑立法措施，要求成员国实现天然气供应的多样化。该平台还将实现联合购买可再生氢。

欧盟当日还通过了《欧盟外部能源战略》⁹，以促进能源供应多样化并与供应商建立氢能等绿色技术的长期合作伙伴关系。该战略优先考虑欧盟对全球绿色和公正能源转型的承诺，促进节能和提高能源效率以减轻价格压力，促进可再生能源和氢能的发展，并加强能源外交。欧盟将在地中海和北海开发主要的氢走廊。欧盟将支持乌克兰、摩尔多瓦、西巴尔干地区国家等，与乌克兰继续合作确保供应安全和能源部门正常运转，同时为未来的电力和可再生氢贸易铺平道路，并根据 REPowerUkraine 倡议重建能源系统。

三、加速推进可再生能源替代化石能源

可再生能源在发电、工业、建筑和交通领域的大规模应用，将加速实现能源独立，推动欧洲绿色转型。欧盟建议根据“减碳 55%”一揽子计划，将 2030 年可再生能源在能源结构中占比目标从 40% 提高到 45%，可再生能源装机容量从 1067 吉瓦提高到 1236 吉瓦。具体举措如下：

(1) 太阳能。发布《欧盟太阳能战略》¹⁰，到 2025 年太阳能光伏装机容量翻一番至 320 吉瓦以上，到 2030 年接近 600 吉瓦。实施“屋顶太阳能计划”，分阶段在新建公共和商业建筑、住宅安装太阳能电池板。

(2) 风能。进一步加强风能产业竞争力，完善供应链。

(3) 热泵。将热泵的部署速度提高一倍，未来五年累计部署 1000 万台，并采取措​​施将地热、太阳能供热集成到现代公共供暖系统中。

(4) 优化监管许可。欧盟委员会建议解决重大可再生能源项目审批缓慢和复杂的问题，并有针对性地修订《可再生能源指令》，将可再生能源视为优先公共利益。成员国应设立专门的可再生能源“首选”区域，并在环境风险较低的区域缩短和简化许可流程。为了帮助快速识别此类“首选”区域，欧盟委员会提供环境敏感区域数据集，作为其与能源、工业和基础设施相关地理数据的数字地图工具的一部分。

(5) 氢能。欧盟设定了到 2030 年实现可再生制氢产量 1000 万吨和进口 1000 万吨的目标，以替代难脱碳工业和交通部门的化石燃料。“地平线欧洲”科研框架计划将为“清洁氢能联合行动计划”（Clean Hydrogen JU）提供 2 亿欧元资助氢能项目，实现“氢谷”数量翻倍。加快氢能基础设施建设，推动跨境氢能基础设施部署，支持在地中海、北海地区和乌克兰建立 3 个氢进口走廊。

(6) 生物甲烷。设立“生物甲烷行动计划”¹¹，建立生物甲烷工业合作伙伴关

⁹ EU external energy engagement in a changing world. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=JOIN%3A2022%3A23%3AFIN&qid=1653033264976>

¹⁰ EU Solar Energy Strategy. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A221%3AFIN&qid=1653034500503>

¹¹ Implementing the REPower EU Action Plan: Investment Needs, Hydrogen Accelerator and Achieving the Bio-Methane Targets. <https://eur-lex.europa.eu/legal->

系，实施财政激励措施，到 2030 年将可持续生物甲烷产量提高至 350 亿立方米。

(7) 减少工业和交通难脱碳部门的化石能源消费。在工业过程中替代煤炭、石油和天然气将减少温室气体排放并增强安全性和竞争力。到 2030 年，通过节能、提高能效、燃料替代、电气化、绿氢、生物甲烷等措施，工业部门可节省超过 350 亿立方米天然气消费，超出“减碳 55%”预期目标。**针对工业部门将采取如下措施：**①推出碳价合同以支持工业部门采用绿氢；②在“创新基金”（Innovation Fund）框架下为 REPowerEU 提供专项支持，今年秋季将“创新基金”资金增加一倍达到 30 亿欧元，其中针对 REPowerEU 将重点支持工业电气化和氢能应用，清洁技术制造（如电解槽、燃料电池、创新可再生能源设备、工业用储能或热泵），验证、测试和优化高度创新解决方案的中型试点项目；③向成员国发布关于可再生能源和电力购买协议的指导意见。**针对交通部门将采取如下措施：**①考虑立法措施，提高零排放车辆在一定规模以上公共和企业车队中的比例；②提出一个绿色货运计划，显著提高其能效；③呼吁共同立法者迅速通过关于替代燃料和其他支持绿色交通的相关提案。为了实现太阳能和氢能等领域的技术和工业领先地位，并支持发展劳动力队伍，欧盟委员会提议建立欧盟太阳能产业联盟和大规模的技能伙伴关系。欧盟委员会还将加强关键原材料供应方面的工作，并准备立法提案。

四、智慧投资

到 2027 年，实现 REPowerEU 目标还需要额外投资 2100 亿欧元。到 2030 年，“减碳 55%”和 REPowerEU 计划的实施，将为欧盟每年减少近 1000 亿欧元向俄罗斯进口化石燃料的支出，包括 800 亿欧元天然气、120 亿欧元石油和 17 亿欧元煤炭支出。欧盟将采取如下措施：

(1) 欧洲基础设施互连。通过跨欧洲能源网络（TEN-E）建立更具弹性的欧洲天然气基础设施，实现供应多样化。同时，通过减少需求、增加国内沼气/生物甲烷和氢气的产量以及增加有限的天然气基础设施，可以完全补偿相当于俄罗斯进口的天然气需求。为了确保从其他国家进口足够的液化天然气和管道天然气，到 2030 年需投入 100 亿欧元建设天然气基础设施。同时，需要进行针对性投资确保石油供应安全，包括建设输油管道保证成员国供应安全、重组和升级石油产品精炼厂等，总投资预计为 15-20 亿欧元。到 2030 年，电网需要额外投资 290 亿欧元，以适应增加的电力使用和生产。欧盟委员会还鼓励关键的海上电网和跨境氢能基础设施的迅速发展。

(2) 国家改革和投资。许多措施需要欧盟成员国负责实施，因此要有针对性的改革和投资。欧盟委员会建议成员国在现有“复苏和弹性计划”（RRP）中增加专门措施，以实现 REPowerEU 的能源供应多样化和减少化石能源依赖的目标。

(3) 融资。为支持 REPowerEU 计划，欧洲复苏基金（RRF）已准备了 2250 亿欧元贷款，欧盟委员会建议通过拍卖当前排放交易系统（ETS）配额筹集 200 亿欧元。在当前财政预算下，凝聚力政策将通过投资可再生能源、氢能和基础设施来支持高达 1000 亿欧元的脱碳和绿色转型项目，其中 269 亿欧元将提供给 RRF，共同农业政策也将提供 75 亿欧元。通过各类资金补充，预计 RRF 将达到总计近 3000 亿欧元的资金规模。

表 1 REPowerEU 投资资金需求

| 领域 | 子领域 | 资金需求/亿欧元 |
|---------|--------|----------|
| 节能 | 能效和热泵 | 560 |
| | 能效和电气化 | 410 |
| 燃料多样性 | 生物甲烷 | 370 |
| | 可再生氢能 | 270 |
| 可再生能源发电 | 太阳能和风电 | 860 |
| 基础设施 | 电网 | 290 |
| | 储能 | 100 |
| | 油气安全 | 100 |

（李岚春 岳芳）

美国能源部资助 5.05 亿美元促进长时储能技术示范部署

5 月 12 日，美国能源部宣布根据《两党基础设施法案》拨款，在四年内共资助 5.05 亿美元促进长时储能技术开发¹²，通过降低成本推动储能系统更广泛的商业示范部署，以实现到 2035 年 100% 清洁电力目标。具体内容如下：

1、技术示范阶段

该阶段将开发一批具有应用潜力的实用规模技术示范。该示范规模计划控制在 100 千瓦或更小规模，并已通过实验室规模验证。

2、项目验证阶段

该阶段在更大规模部署之前进行最终技术验证以降低风险，使首创的新型技术在实用规模上具有可行性。本阶段将需要提供至少 10 小时的额定功率数据，并经过第三方测试认证，并证实储能成本控制在 0.05 美元/千瓦时以内。

3、项目试点阶段

¹² Biden Administration Launches Bipartisan Infrastructure Law's \$505 Million Initiative to Boost Deployment and Cut Costs of Increase Long Duration Energy Storage. <https://www.energy.gov/articles/biden-administration-launches-bipartisan-infrastructure-laws-505-million-initiative-boost>

该阶段资助的项目将解决市场上技术被采用所面临的制度性障碍。即在一项新技术应用、运行过程中向用户、社区或电力系统证明该技术的优势。本阶段将促进符合条件的实体（包括州能源办公室、部落、高校、公共事业部门和储能公司）能够加大对储能领域的投资。

（汤匀）

新型正极保护材料实现 4.8 V 高压锂离子电池结构稳定

富镍层状材料 $\text{LiNi}_x\text{Mn}_y\text{Co}_{1-x-y}\text{O}_2$ (NMC) 因其高理论容量 ($\sim 280 \text{ mAh g}^{-1}$)、高工作电压 ($\sim 4 \text{ V}$) 且成本相对较低而备受关注。然而，当 NMC 在高压充电（高于 4.2 V）条件下，会发生严重的容量衰减。

美国布鲁克海文国家实验室 Xiao-Qing Yang 教授团队通过在电解质中加入离子添加剂 LiDFP，能抑制电极表面重建、减缓过渡金属 (TM) 溶解以形成导电界面，与传统的缓解策略（如单晶合成和/或表面涂层）相比，具有材料廉价和加工简单的优点，为实现高容量锂离子电池的大规模制造提供了新的策略。研究人员为了研究在高电压下 LiDFP 对富含 Ni 的 $\text{LiNi}_{0.76}\text{Mn}_{0.14}\text{Co}_{0.10}\text{O}_2$ (NMC76) 的保护作用，比较了 NMC76 在空白电解质和含有 1 wt% 或 2 wt% LiDFP 的电解质中不同电压（即 4.4 V、4.6 V 和 4.8 V）下的循环行为。结果表明，在 4.4 V 充电电压下，三种电解质电化学性能相差无几；然而当充电至 4.6 V 和 4.8 V 时，空白电解质循环 200 次后，分别只剩下 83.78% 和 77.27% 的初始容量，表明在高压和高氧环境中电解质不断分解；而添加了 LiDFP 的电解质组成的电池在长期高压循环中显示出更稳定的容量保持能力，表明 LiDFP 作为添加剂可能会形成一个新的界面相，有效防止电解质持续分解和正极界面降解。为了评估不同电解质在高压下产生的阻抗，进行了电化学阻抗谱 (EIS) 分析，结果表明 LiDFP 的存在有效地抑制了阻抗增长。线性扫描伏安法结果表明，LiDFP 先于电解质溶剂分解，并参与界面形成；通过 X 射线光电子能谱 (XPS) 分析正极-电解质界面 (CEI) 在 NMC76 上循环 200 次后的化学组成，结果表明，LiDFP 在 NMC76 上形成的 CEI 是含 Li_3PO_4 且富含 LiF 的，与理论计算结果较好吻合。简而言之，通过对 DFT、X 射线吸收光谱 (XAS)、K-edge 光谱的研究，分别表明引入 LiDFP 的样品，在相同的循环条件下，保持了具有清洁表面的层状结构，没有任何可检测到的岩盐相，表面重建得到了有效抑制。随后，研究人员对其保护机制进行研究，探索 LiDFP 衍生的界面对抑制 TM 溶解的有效性，采用 X 射线荧光 (XRF) 映射，发现：①整个电极存在很大的不均匀性；②LiDFP 可以非常有效地抑制 TM 溶解，通过对 TM 溶出量的定量分析，可以较好地判断 CEI 正极表面保护的有效性。相比之下，对于未加 LiDFP 添加剂的正极表面，TM 在正极表面大量减少，这种 TM 溶出情况在目前文献中鲜有报道。最后，研究人员对锂电池正极应变

和裂纹缓解进行了定量研究。为了将 LiDFP 的界面工程与颗粒的整体结构完整性相关联，使用基于同步加速器的 X 射线成像技术对正极进行微观研究、使用定量相位检索的重建 3D 图像区分正极中的不同结构成分，并对局部材料进行机器学习辅助统计分析，在纳米级分辨率下揭示了 LiDFP 对整个电极尺度的体积异质性的影响。结果表明，小尺寸和球形粒子是最敏感的相间体积相关。这一发现将为锂离子电池中更稳定的材料合成提供一个新的方向，并有助于优化 NMC76 颗粒形态以制备更高性能的储能器件。

该研究证明通过在普通商业电解质中使用适量的二氟磷酸锂，可以实现具有 4.8 V 超高电压锂离子电池的稳定循环。Li||LiNi_{0.76}Mn_{0.14}Co_{0.10}O₂ 电池在 200 次循环后仍保持 97% 的初始容量 (235 mAh g⁻¹)，循环稳定性归因于正极上稳定的界面相。该稳定界面是由二氟磷酸锂在过渡金属的催化作用下分解形成，分解产物为 Li₃PO₄ 和 LiF，能有效抑制过渡金属的溶解。此外，分解产物还有助于锂离子在正极内的均匀分布，有效缓解锂离子电池电极表面应变和裂纹的形成。同时解决了在超高电压条件下，富镍层状材料 LiNi_xMn_yCo_{1-x-y}O₂ (NMC) 的不稳定性问题。相关研究成果发表在《Nature Energy》¹³。

(汤匀)

光伏光热和 CO₂ 捕集耦合系统实现高效发电和碳脱除

大气中高二氧化碳浓度会导致诸多气候问题，例如极端天气、全球气候变暖以及海平面上升等，如何主动、高效利用新能源并有效捕集 CO₂ 为当今能源领域提出了挑战。

香港理工大学 Hongxing Yang 教授课题组巧妙提出了光伏光热和碳捕集耦合系统 (PV/T-CCA system) 来同时满足利用新能源和高效脱碳的需求。该系统由光伏光热子系统、CO₂ 脱除子系统以及终端用户子系统构成。其中光热供给碳捕集子系统以完成 CO₂ 捕集溶液的再生，光电提供给终端用户。研究人员通过分别构建光伏光热子系统和 CO₂ 脱除子系统能量平衡方程，来获得整个耦合系统的能量流动规律，依此来模拟该耦合系统光照面积、天气环境等诸多因素对系统效能的影响。以香港的天气特征为例，采用 38 m² 的光照面积平均 12 天可以脱除 1300 kg 的 CO₂ 并发出 419.52 kWh 的电量，并对于总光能输入具有 5.5% 的焓效率，远高于当前系统的 1.2% 焓效率。为了进一步探究系统应对不同气候、CO₂ 浓度的灵活性，采用全球 17 个地区广泛的环境特征，包括气温、CO₂ 气体分压（用于表征 CO₂ 浓度）、相对湿度等测试系统的性能。测试结果表明，在阳光充足、寒冷干燥的地区能够发挥更好的 CO₂ 脱除效果，例如在 Ulaanbaatar 地区，同样采用 38 m² 的光照面积，每 12 天的 CO₂ 脱

¹³ Sha Tan, Zulipiya Shadike, Jizhou Li, et al. Additive engineering for robust interphases to stabilize high-Ni layered structures at ultra-high voltage of 4.8 V. *Nature Energy*, 2022, DOI: 10.1038/s41560-022-01020-x

铽掺杂和双钝化实现无机钙钛矿太阳能电池性能大幅提升

目前有机-无机杂化钙钛矿太阳能电池（PSC）单结和叠层的最高光电转换效率（PCE）分别达 25.7% 和 29.8%。然而，杂化钙钛矿的有机阳离子组分热稳定性较差，全无机 CsPbX_3 （ $X = \text{I, Br and Cl}$ ）钙钛矿则表现出优秀的光、湿气和热稳定性，为实现长期稳定的 PSC 提供了可能的途径。 CsPbI_2Br 钙钛矿具有 1.91 eV 的带隙和显著改善的环境稳定性，显示出串联和半透明光伏应用的潜力，但其在环境空气中的相稳定性仍需提高。虽然金属离子掺杂可以稳定钙钛矿，但它也会促进较小晶粒和针孔的形成，导致载流子复合。通过钙钛矿整体钝化（BP）和表面钝化（SP）技术降低浅层和深层电荷陷阱的密度非常重要。

韩国光州国立大学 Chang Kook Hong 课题组报道了用 Tb^{3+} 掺杂金属离子，结合 BP 和 SP 策略，实现了高效和稳定 $\gamma\text{-CsPb}_{1-x}\text{Tb}_x\text{I}_2\text{Br}$ 钙钛矿型太阳能电池。实验发现，在 Pb^{2+} 位置掺杂 Tb^{3+} 对暴露于环境空气中黑相的 $\gamma\text{-CsPbI}_2\text{Br}$ 薄膜表面形貌和相稳定性有显著影响，并改善使用这些薄膜的器件光伏性能。通过双重（钙钛矿整体和表面）钝化策略，将 $\text{CsPb}_{0.95}\text{Tb}_{0.05}\text{I}_2\text{Br}$ 量子点添加到钙钛矿薄膜中显示出显著改善的稳定性和光伏性能。与未掺杂的 CsPbI_2Br 相比，第一性原理电子结构计算表明，Tb 掺杂的 CsPbI_2Br 相对于分解的组分原子具有更高的结合能，说明其热力学稳定性增强。此外， Tb^{3+} 的引入通过在导带边缘引入附加态来调节 CsPbI_2Br 的电子结构。当在 PSC 中使用掺 Tb 的 CsPbI_2Br 层时，可以获得 17.51% 的转换效率，并且器件在 600 小时内保持了其初始效率的 90% 以上。此外，当该策略应用到大面积器件（ 25 cm^2 ），在 30 天内实现了 10.94% 的转换效率和 80% 的初始稳定性，朝着商业化、低成本光伏迈出了一大步。采用相同方法的替代低带隙材料得到 19.01%（经过认证 18.43%）的效率。因此，在 CsPbI_2Br 薄膜中引入 Tb^{3+} ，能够较好改善稳定性，为在环境空气中制备高效、稳定的全无机 CsPbI_2Br PSC 提供了一种很有前景的方法。

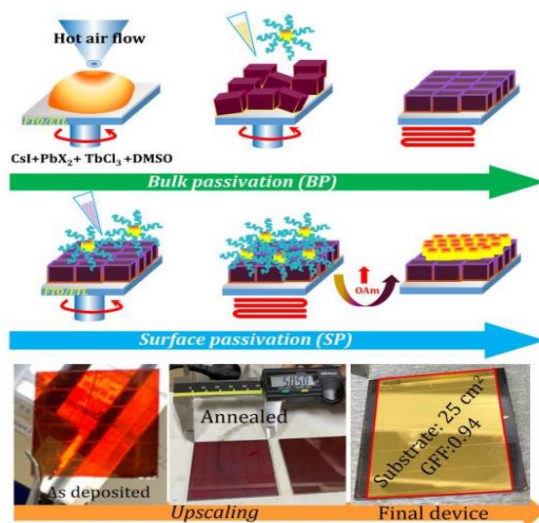


图 1 铽掺杂双钝化 $\gamma\text{-CsPb}_{1-x}\text{Tb}_x\text{I}_2\text{Br}$ 钙钛矿型太阳能电池的制备

该项研究用 Tb^{3+} 掺杂金属离子, 结合 B 钙钛矿整体钝化 (BP) 和表面钝化 (SP) 技术策略, 实现了高效和稳定 γ - $CsPb_{1-x}Tb_xI_2Br$ 钙钛矿型太阳能电池。结果表明, 基于该策略制备的钙钛矿太阳能电池转换效率达到 17.51%, 并且器件在 600 小时内保持了其初始效率的 90% 以上。此外, 当该策略应用到大面积器件 (25 cm^2), 在 30 天内实现了 10.94% 的转换效率和 80% 的初始稳定性, 朝着商业化、低成本光伏迈出了一大步。相关研究成果发表在《*Advanced Materials*》¹⁵。

(汤匀)

新型催化体系助力 CO_2 和废弃太阳能电池板双循环

东京工业大学 Ken Motokura 团队利用太阳能电池板制造过程中废弃的硅片作为还原剂, 成功建立了将 CO_2 转化为高价值化学品 (甲酸、甲醇等) 的催化体系。结果表明, 将粉碎的太阳能硅 (Si) 基板和一定量的四丁基氟化铵 (TBAF) 催化剂混合, 在 150°C 条件下加热, CO_2 被还原生成乙酸, 其收率高达 68%。通过优化反应条件, 成功地利用 CO_2 合成了高达 20 微摩尔的甲醇。该项工作为解决 CO_2 转化和废弃太阳能电池板的回收利用提供一种有效途径。相关研究成果发表在《*Energy Advances*》¹⁶。

(汤匀)

碘氧化铋-钒酸铋串联器件实现长时间太阳能光电解制氢

英国剑桥大学 Erwin Reisner 和 Judith L. MacManus-Driscoll 等人通过将碘氧化铋 (BiOI) 光吸收器集成到由多晶多氧化镍 (NiO_x) 空穴传输层和多晶氧化锌 (ZnO) 电子传输层, 具有石墨导电密封剂的坚固氧化物的结构中, 制备出在数周内具有稳定氢气释放活性的光电阴极。此外, 研究人员将多像素器件作为光电化学 (PEC) 系统的创新设计单元, 与相应的传统单像素器件相比, 其显示出更优异的光电流、起始偏置和稳定性。结果表明, 包含多像素 BiOI 光电阴极和钒酸铋 ($BiVO_4$) 光电阳极的 PEC 串联器件可以维持 240 小时的无偏差水解制氢。相关研究成果发表在《*Nature Materials*》¹⁷。

(汤匀)

¹⁵ Mali S S, Patil J V, Rondiya S R, et al. Terbium - doped and dual passivated γ - $CsPb(1-x)Tb_xI_2Br$ inorganic perovskite solar cells with improved air - thermal stability and high efficiency. *Advanced Materials*, 2022, DOI: 10.1002/adma.202203204

¹⁶ Pramudita R A, Nakao K, Nakagawa C, et al. Catalytic reduction and reductive functionalisation of carbon dioxide with waste silicon from solar panel as the reducing agent. *Energy Advances*, 2022, DOI: 10.1039/D1YA00077B

¹⁷ Andrei V, Jagt R A, Rahaman M, et al. Long-term solar water and CO_2 splitting with photoelectrochemical BiOI- $BiVO_4$ tandems. *Nature Materials*, 2022, DOI: 10.1038/s41563-022-01262-w

低碳化多能融合

欧盟承诺到 2023 年将电解槽制氢产能提高十倍

5 月 5 日，欧盟委员会和欧洲电解槽制造商签署联合声明¹⁸，承诺到 2023 年将其电解槽装机规模提高十倍，达到每年 17.5 吉瓦，这将促使欧盟在 2030 年实现可再生氢年产量达到 1000 万吨。具体措施包括：

- 1、确保可再生氢生产的监管法规能有效支持欧洲可再生氢市场的快速发展和产能的进一步扩大；
- 2、制定并通过至少一项关于加速推进可再生能源项目（包括可再生氢）发展的建议和立法提案；
- 3、将氢能项目的国家援助方案的评估作为下一步工作的优先事项；
- 4、电解槽制造商承诺只申请与气候目标和 REPowerEU 目标完全一致的高质量项目计划书；
- 5、与欧洲投资银行合作，为电解槽制造和相关部署项目提供融资机会；
- 6、在欧洲清洁氢联盟的现有框架内，将电解槽制造商、零部件和材料供应商聚集起来建立“电解槽伙伴关系”；
- 7、共同承诺在欧盟产业战略框架内整合制氢价值链，实现关键原材料和化学品来源多样化，解决对单一关键原材料和化学品的过度依赖。

（汤匀）

英国研究与创新署 4400 万英镑资助低碳氢能技术开发

5 月 19 日，英国研究与创新署（UKRI）宣布“低碳氢能供应第 2 期竞赛”的招标结果，共计投入 4400 万英镑支持 28 个项目，以开发可靠的创新氢能供应或使能技术¹⁹。包括投入 600 万英镑支持 23 个可行性研究项目，涉及低碳制氢、零碳制氢、氢气储运、净零氢能供应解决方案等领域，以及投入 3800 万英镑支持 5 个创新氢能供应技术的示范项目。资助详情如下：

1、可行性研究项目

- （1）**低碳制氢**。该领域将投入约 140 万英镑，支持 5 个可行性研究项目，包括：
- ①基于热化学水分解和废物流利用的制氢新技术，实现分布式和灵活的低碳制氢；

¹⁸ Hydrogen: Commission Supports Industry Commitment to Boost by Tenfold Electrolyser Manufacturing Capacities in the EU. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_2829

¹⁹ Low Carbon Hydrogen Supply 2 competition: successful projects. <https://www.gov.uk/government/publications/low-carbon-hydrogen-supply-2-competition-successful-projects>

②用于天然气/沼气现场制氢的微波驱动热解工艺，可减少超过 97%的碳排放；③集成碳捕集技术的化石燃料和生物基燃料增强型自热重整制氢工艺，其碳捕集率超过 95%；④模块化气化制氢装置，实现兆瓦级高效可靠生产低碳氢；⑤利用高碳重质燃料油气化制氢，结合碳捕集技术实现超过 90%的捕集率。

(2) 零碳制氢。该领域将投入约 155 万英镑，支持 6 个可行性研究项目，包括：

①基于高温电解和热化学分解水制氢的核能制氢热电联产系统，将针对小型模块化反应堆（SMR）和先进模块化反应堆（AMR）来设计；②利用风能、太阳能等波动性可再生能源制氢并转化为氨的绿氨工厂；③等离子体分解制氢的技术经济性分析；④超高效低成本的集成电解制氢和合成氨模块化装置；⑤利用增强型再循环气体反应器低成本制氢，通过多级热化学过程分解水来实现高效制绿氢；⑥利用印刷电路板技术开发模块化、耐用电解槽。

(3) 氢气储运。该领域将投入约 162 万英镑，支持 6 个可行性研究项目，包括：

①分布式地下储氢、电力存储和季节性储热相结合的系统；②可降低 40%能耗的氢气液化技术；③利用增强型再循环气体反应器技术低成本生产交通燃料；④用于增强低温吸附储氢的金属有机框架材料；⑤使用传统石油设施以液态有机氢载体形式储氢的可行性研究；⑥低成本脱氢技术，可提供与液氢相当的储氢容量并避免蒸发损失。

(4) 净零氢能供应解决方案。该领域将投入约 148 万英镑，支持 6 个可行性研究项目，包括：①核能热化学制氢系统，将基于先进模块化反应堆（AMR）进行设计；②基于液态有机氢载体的级联储氢罐系统，可显著减少储氢罐体积和成本；③氢气供应链的零排放流量控制阀门；④100 兆瓦规模绿氢中心设计；⑤利用天然气网络进行绿氢分配并用于交通运输部门的可行性研究；⑥浮动式海上风电制绿氢的系统设计和集成。

2、示范项目

投入 3800 万英镑支持 5 个创新氢能供应技术的示范项目，包括：①吉瓦级电解制氢基地示范，将建造第四代 5 兆瓦级质子交换膜电解槽电堆并在吉瓦级工厂中进行部署和验证；②示范全球首个将海上风电和零碳制氢集成的完全规模示范项目，电解槽将与在运营的 97 兆瓦海上风电场的风力涡轮机相集成，制氢设备包括了海水淡化、电解槽和辅助系统；③示范利用海上浮动式风电生产吉瓦规模的绿氢，该系统为模块化设计，在浮动式风电平台上集成了海水淡化和电解设施；④示范环境温度和压力下储氢的模块化固体储氢解决方案，可达到 50-100 克/升的体积储氢密度；⑤设计、建造和运营全球最大、最高效的氨制氢集成膜反应器，通过氨裂解装置实现 200 千克/天的氢气产量。

（岳芳）

日本 NEDO 启动全球首个 IGFC 示范项目第三阶段验证试验

4月19日，日本新能源产业技术综合开发机构（NEDO）宣布 NEDO 与大崎 CoolGen 公司共同推进的全球首个整体煤气化燃料电池联合循环发电（IGFC）示范项目“CO₂分离/回收型吹氧 IGFC 示范”已启动第三阶段验证试验²⁰，旨在实现创新的低碳燃煤发电技术。详情如下：

该项目第一阶段于2017年3月启动，实现了170兆瓦规模 IGFC 示范电站的全球最高送电端效率（40.8%，基于高热值）。2019年12月开始的第二阶段验证试验，实现了 CO₂ 分离/回收设备的 CO₂ 回收率超过 90%、回收纯度超过 99%。第三阶段验证试验已于4月18日开始测试，将 2×600 千瓦固体氧化物燃料电池（SOFC）集成至系统，示范从煤气化装置中分离回收 CO₂，产生的高浓度氢气输送至 SOFC 用于发电，分析 SOFC 的发电特性和内部温度分布，了解并验证两个 SOFC 模块并行运行的可操作性。此外还将假设与燃气轮机系统连接，研究提升 SOFC 工作压力以将其废气输送至燃气轮机的可能影响，目的是实现未来 500 兆瓦商用电站在 90%CO₂ 回收率条件下送电端效率约 47%（基于高热值）。

（岳芳）

利用氢和压缩 CO₂ 作为能量载体的混合储能系统

为了实现灵活匹配新能源和火力发电，对区域间的电力调度和调峰调频提出了挑战。储能系统是缓解新能源和火力发电之间调节困难的纽带，如何搭建容量大、效率高的储能系统成为了新的研究热点。

清华大学 Xiao-dong Ren 教授课题组提出了氢气发生器与压缩 CO₂ 储能的新型绿色混合储能系统，并提出了三种系统结构（基本结构、改进结构 I 和改进结构 II），其中改进结构 I 去掉了压缩 CO₂ 循环的储热设备以降低成本；改进结构 II 并入了一个超临界 CO₂ 循环以提高输出功率。通过全面的参数分析，发现 CO₂ 压缩机进出口压力、CO₂ 质量流量等因素对系统的热力学和经济性能具有重要影响，且对于三种不同的结构具有不同的影响规律，为该系统的实际应用提供了指导。三种系统结构的往返效率分别为 42.41%、34.69%、45.78%，平准化度电成本为 0.2075、0.2000、0.2153 美元/千瓦时，往返效率与成本的相同趋势表明二者之间存在着制约关系。当往返效率提高，必然导致其成本的增加，反之亦然。对于系统整体，电解槽是系统的最大投资成本（占比达 53%）。根据国际可再生能源机构的报告，到 2050 年电解槽成本预计将从 500 美元/千瓦下降至 200 美元/千瓦以下；相应地，系统平准化度电成本将下降 14.60%，这意味着回报周期将大大缩短至 13 年以下。不仅如此，系统

²⁰ 石炭ガス化燃料電池複合発電（IGFC）の実証試験を開始。
https://www.nedo.go.jp/news/press/AA5_101534.html

收入和净利润与峰谷负荷之间的电价差异关系密切，例如，当北京的电价差异上升到 1.1 美元/千瓦时以上，系统即可以盈利，表明补贴和分时段电费等政策将有利于该系统在现实中的大规模推广。此外，较低的谷底电价也有助于降低系统的平准化度电成本，该系统可高效且低成本地在电力丰富地区实现调峰调频，表明该系统在中国中部和西部地区具有巨大的应用潜力。

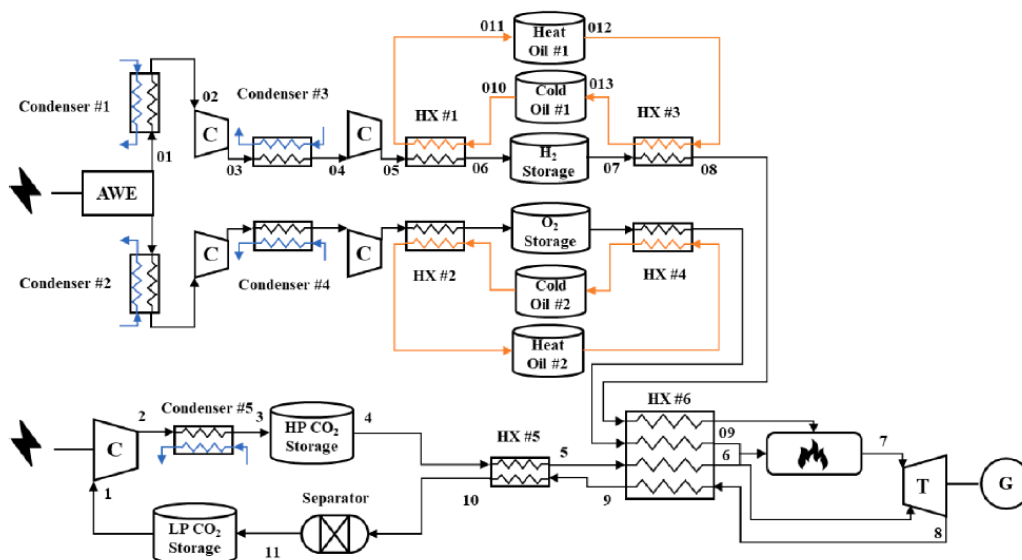


图 1 改进储能系统示意图。

聚焦于风能和太阳能长时储能的科技难题，该研究提出了基于氢和压缩 CO₂ 作为能量载体的混合储能系统。由于其具有高往返效率、较低的度电成本、较短的回报周期以及较大的应用潜力，为解决区域间电力调度、调峰调频等实际问题，增强新能源和火力协调发电灵活性，提供了技术解决方案。相关研究成果发表在《*Energy Conversion and Management*》²¹上。

(薛凯丽 岳芳)

Sn-Bi 双金属界面材料有效促进 CO₂ 高效电还原

CO₂ 电还原反应 (CO₂RR) 是一种新兴技术，可用于存储可再生能源产生的间歇性电力。在众多可能的产品中，甲酸或甲酸盐因其在甲酸燃料电池中的广泛应用而备受关注。而在较低的活化电位下，提高反应的局部电流密度和稳定性是一大挑战。

加拿大滑铁卢大学 Luis Ricardez-Sandoval 教授课题组报告了在原位 CO₂RR 下精细控制过电位电沉积，可构建由纳米褶皱形貌诱导的大量暴露的活性 Sn-Bi 界面，这为提高低电位下甲酸盐生产的局部电流密度，提供了一条有效途径，同时这种设计理念也可以推广到其他双金属催化体系的高活性和稳定的界面设计。为全面了解

²¹ Zhou A, Li X, Ren X, et al. Evaluation of the performance and economy for a hybrid energy storage system using hydrogen and compressed carbon dioxide as the energy carrier. *Energy Conversion and Management*, 2022, DOI: 10.1016/j.enconman.2022.115700

Sn-Bi 体系的催化活性与其电子结构和双金属谱图之间的关系, 研究人员进行了计算分析, 发现界面上 Sn 与 Bi 相互作用是最有利于 HCOOH 形成的结构。这种结构被证明能有效减弱 Sn-C 杂交反应中 COOH* 中间体的竞争作用, 并有效促进 Sn-O 与 HCOO* 的结合。在理论研究的指导下, 为构建更活跃的 Sn-Bi 界面, 在 CO₂RR 条件下通过原位电沉积实验设计了纳米褶皱诱导的 Sn-Bi 界面结构。通过扫描电子显微镜 (SEM)、高分辨率透射电子显微镜 (HRTEM)、X 射线能谱分析 (EDS) 等表征手段, 确认了 Sn-Bi 双金属界面结构, 并根据 DFT 计算, 表明该结构具有丰富的活性位点, 褶皱诱导的 Sn-Bi 材料对 CO₂RR 具有更高的活性。为进一步了解 Sn-Bi 合金的晶体结构和电子结构, 进行了 XRD、2D-XRD、XAS、XPS 测试, XRD 和 2D-XRD 表明在电沉积合成过程中几乎没有形成 Sn-Bi 块状合金; X 射线吸收光谱 (XAS) 表明, 材料中的 Bi 主要以金属态为主; 与 Bi 箔相比, Sn 元素相互作用后电子密度从 Sn 转移到 Bi; 其与 Sn-Bi 合金相比, 表明了双金属界面结构中 Sn 的氧化态较低。最后 XPS 测试进一步表明, 与纯金属相比, Sn-Bi 界面材料中存在着适度的电子转移。为了研究该材料 CO₂ 电还原催化性能, 采用 Sn-Bi 双金属界面材料和 Sn-Bi 合金进行评估。结果表明, Sn-Bi 双电极界面材料在低电位 (-0.84 V) 时的甲酸盐最大法拉第效率 (FE) 为 96.4±2.5%; 而 Sn-Bi 合金在稍高电位 (-0.94 V) 时的 FE 仅为 89.9±2.5%; 在较宽的电位窗口 (-0.74 ~ -1.14 V) 下, 双电极材料 FE 保持在 90% 以上, 这可能归因于多孔微花结构能有效促进质量传输, 确保了活性位点附近理想的局部环境, 这表明褶皱诱导的 Sn-Bi 界面材料在较低过电位下实现了较高的甲酸盐选择性。与纯 Sn、Bi、SnO_x 和 Sn-Bi 合金相比, Sn-Bi 界面材料的 HCOOH 局部电流密度 (PCD) 最高; 更重要的是, 界面材料的 PCD 在低电位 (-0.74 至 -1.14 V) 下, 优于大多数已报道的锡基和铋基催化剂, 具有高法拉第效率。Sn-Bi 界面材料在 -0.94 V 下的 PCD 与使用三维铋催化剂的最高报道性能相当; 且在 -1.24 V 下实现了 140 mA cm⁻² 的卓越 PCD。稳定性测试结果表明, Sn-Bi 界面材料具有约 40 mA cm⁻² 的稳定电流密度和 160 小时 90% 以上的 FE, 这远远高于目前报道的 Sn 基或 Bi 基材料的最佳水平。从实验和理论上证明, 与纯 Sn 和 Sn-Bi 块状合金相比, 微调暴露的 Sn-Bi 界面是 HCOOH 形成的最有利结构。

该项研究在 CO₂ 电解条件下, 通过调控电沉积原位开发出一种纳米褶皱诱导的富 Sn-Bi 双金属界面材料, 有效提升了 CO₂ 电还原制甲酸盐的生产效率。甲酸盐局部电流密度高达 140 mA cm⁻², 且高法拉第效率 (>90%) 保持在宽电位窗口, 耐久性为 160 小时。该项工作制备的 Sn-Bi 双金属界面材料的局部电流密度是目前文献中已报道的最高水平, 为实现高效的 CO₂ 电还原提供了一种新的设计思路。相关研究成果发表在《*Nature Communications*》²²。

²² Bohua Ren, Guobin Wen, Luis Ricardez-Sandoval et al. Nano-crumpled induced Sn-Bi bimetallic interface pattern with moderate electron bank for highly efficient CO₂ electroreduction. *Nature Communications*, 2022, DOI:

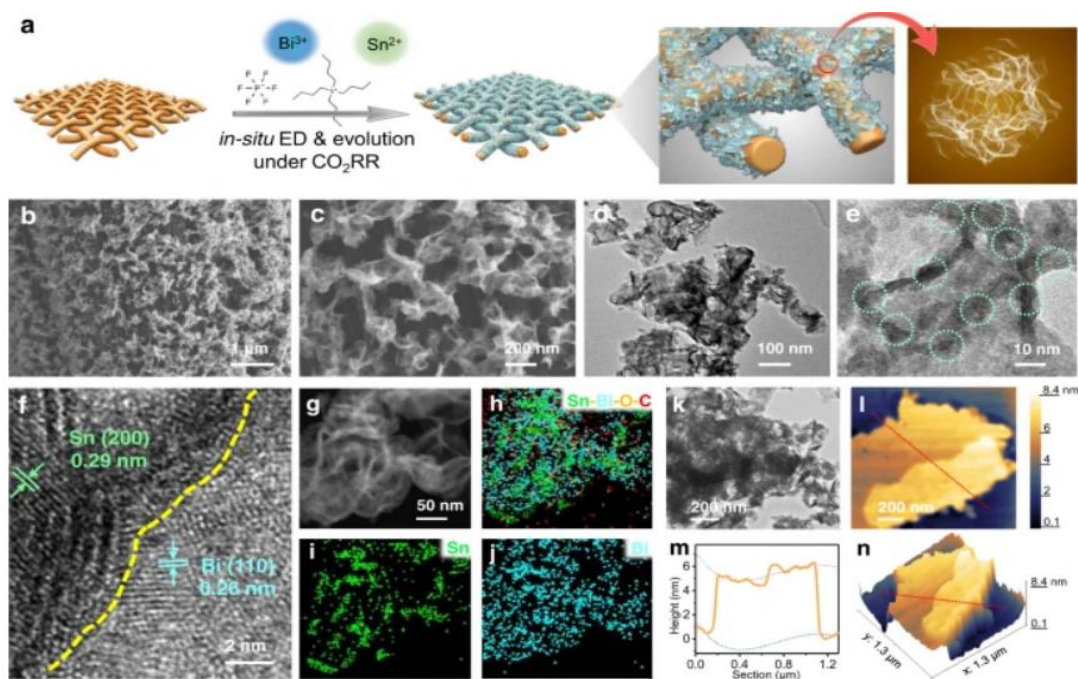


图 1 Sn-Bi 界面材料的制备与表征

(汤匀)

利用 α -氨基酸实现 CO_2 高效转化制甲酸和可逆储氢

德国莱布尼茨科学联合会催化研究所 Matthias Beller 等人开发了一种 α -氨基酸促进系统，该系统使用锰-钳形络合物作为均相催化剂，用于 CO_2 可逆加氢制甲酸。在赖氨酸存在下，使用分子级的锰络合物，将 CO_2 高效直接氢化成甲酸盐。结果表明，在 α -氨基酸催化体系中，甲酸盐的产率高达 93%。此外，甲酸作为一种便捷的储氢材料，在 10 次充放氢循环中氢气的释放效率超过了 80%， CO_2 保留效率高达 99.9% 以上。该研究为 CO_2 高效转化和碳中性氢储存和释放开辟了一条新的途径。相关研究成果发表在《*Nature Energy*》²³。

(汤匀)

10.1038/s41467-022-29861-w

²³ Duo Wei, Rui Sang, Peter Sponholz, et al. Reversible hydrogenation of carbon dioxide to formic acid using a Mn-pincer complex in the presence of lysine. *Nature Energy*, 2022, DOI: 10.1038/s41560-022-01019-4

能源战略研究

国际能源署分析发展分布式能源的机遇与挑战

5月2日，国际能源署（IEA）发布《释放分布式能源资源潜力：电力系统机遇和最佳实践》报告²⁴指出，随着屋顶太阳能电池板和电池储能等分布式能源资源的快速发展，不仅将改变电力的生产方式，还将改变电力的交易、输送和消费方式，在促进全球碳减排的同时，提高电网弹性。其中，数字化技术有望将分布式能源资产转化为宝贵的电网资产。为充分发挥分布式能源的巨大潜力，未来需进行电力市场和监管改革，通过协调促进金融资产和实物资产有效配置。具体内容如下：

一、分布式能源资源为电力系统创造了新的机遇，同时也带来了新的挑战

1、分布式能源资源将导致电力市场生产消费关系更为复杂

作为能源消费终端的小型清洁能源装置，如太阳能电池板、储能电池和电动汽车正日益普及，并正在改变能源系统。2019-2021年间，全球分布式光伏系统装机规模达到167吉瓦，这意味着光伏系统峰值总发电量高于法国和英国峰值总发电量。2020年，全球电动汽车保有量超过1000万辆，热泵使用量达到近1.8亿台。电气化作为迈向清洁能源转型的一个必要条件，不仅增加了电力消耗量，而且增加了各种电力设备的数量和种类。各种新技术正在帮助消费者更加积极主动地进入电力市场，电力生产和消费不再局限于大型集中式发电厂和供电公司。更重要的是，电力市场不再是仅从电网流向消费者的单向行为，消费者可以生产电力供自己消费，也可以在市场上销售，从而产生双向市场行为。消费者越来越多地通过复杂的交互式智慧能源设备网络调节自己的能源需求。

2、分布式能源资源为消费者带来诸多便利，促进碳减排，提高电网弹性

分布式能源资源的主要受益者是拥有分布式能源资源的消费者。分布式光伏可以为家庭和企业提供成本低廉的电力，减少其对电网的过度依赖。当与储能系统集成使用时，光伏系统将有助于保护用户免受断电影响，例如遇到极端天气事件。分布式能源使消费者能够根据自己的需求和习惯生产和消费电力。此外，分布式能源在诸多方面支持碳减排行为，如可以使用分布式光伏取代化石燃料发电，或者使用电动汽车取代内燃机汽车。

3、分布式能源的快速扩张将对毫无准备的电网系统造成新的挑战

如今，许多电网系统都是基于20世纪电力使用情况设计部署的，当时分布式能

²⁴ Unlocking the Potential of Distributed Energy Resources: Power system opportunities and best practices. https://iea.blob.core.windows.net/assets/3520710c-c828-4001-911c-ae78b645ce67/UnlockingthePotentialofDERs_Powersystemopportunitiesandbestpractices.pdf

源占比较小。随着当前越来越多的电力是由波动性可再生能源生产，无论是在短期还是以季节为跨度，都需要更灵活的电网系统以满足电力供需平衡。一些分布式能源能通过技术创新缓解其对电网系统造成的波动性影响。例如，电化学储能系统能够有效提高电网灵活性；智能电动汽车充电系统能有效转移充电负荷，减少晚高峰电力需求。但值得注意的是，目前许多监管部门和系统运营商既没有足够的分布式能源信息，也没有足够的配电网监测设备对电力供需动态变化进行跟踪监测。这将不利于通过刺激分布式能源与电网需求相配合，实现分布式能源效益最大化。

4、数字化技术可以将分布式能源资源转化为宝贵的电网资产

网络监控设备和智能电表等数字化技术可以提高配电网的可视性，先进的逆变器可以让用户监控、编程和远程控制其分布式光伏系统的输出功率。此外，数字化管理系统可以支持单个分布式能源的有效汇聚，并为电力供应链上的多个利益相关者提供多样化的服务。目前，5种具有应用前景的技术和解决方案能有效进行资源整合，但其各有局限性：①电池储能系统，可在可再生能源发电过剩期间储存能量，在电力需求高峰期放电，但主要限制是相对较高的前期运营成本；②电动汽车，作为移动电池系统用途广泛，但其对电网的价值受限于充电技术和电网控制技术；③配备低成本控制设备，电动储水和空间加热器可以促使电网系统灵活运行，但为已配备燃气服务的家庭转化为电力功能需要大量的前期投资；④电网交互式高效建筑，该项技术能优化能源“产销合一”（电力生产和消费相结合），同时满足电网需求并提供广泛的电网交互性，但需要采取适当的激励措施促进消费者采用；⑤虚拟发电厂（VPP），即分布式发电机组、储能系统和灵活电网需求系统，可以使用机器学习等高级数据分析来优化大面积分布式资源的整合，但政策和监管问题是虚拟发电厂广泛应用的主要障碍。

二、需要电力市场和监管改革充分挖掘分布式能源资源的应用潜力

不合适的消费者激励可能会限制分布式能源对电网系统的潜在应用价值，因此，监管部门和系统运营商将共同努力创造一个公平的竞争环境，系统评估分布式能源对电网系统的贡献作用，让分布式能源的所有者得到公平的补偿，并让系统运营商更充分地将分布式能源服务更好地整合到电网系统中，这种整合协调将更有效地部署金融资本和实物资产。未来将采取以下行动加速分布式能源资源的部署和整合。

（1）更好地调节电力系统和消费者之间的动态交互性

将分布式能源资源集成到电力系统中的一个主要障碍是对低压电网和电表后端资源缺乏足够的交互性。为更好地了解这一动态变化，政策制定者、监管机构和系统运营商可采取以下行动：①确定数据缺口，进行纠正以获得行业中认可的可见性级别；②充分利用可用的数据源，创建强大的数据管理系统；③开发一个对所有市场参与者通用的灵活性资源注册表，开发选项更多的数据收集库；④优化短期需求

预测、动态网络建模和长期电网容量规划。

(2) 为电表后端资源提供可靠和灵活的电网接入端

为减轻分布式能源资源并入电网带来的不确定影响，同时扩大其部署规模，监管机构和系统运营商应采取以下行动：①更新电网接入代码，要求分布式光伏系统等分布式能源资源具有先进的逆变器功能，如电压/频率穿越能力（即分布式能源资源在电网处于轻微扰动时仍能保持稳定运行）和电压调节功能；②降低操作需求，为广泛部署分布式能源资源做好技术准备；③引入灵活的电网链接端口，以动态反映每个资源的动态变化。

(3) 积极推进小规模分布式能源资源市场整合

提高系统效率能有效降低成本，只要可靠性得以保证，积极推进小规模分布式能源资源市场将产生积极影响。为此，监管机构和系统运营商将采取以下行动：①允许独立的整合机构参与到所有类型的市场中，特别是平衡、辅助服务和容量市场，通过试点项目评估收益和风险；②确定独立整合机构的角色和责任，特别是对零售商通过需求响应调动电力时进行补偿激励；③降低市场产品的最低投标规模，缩短采购和交货期，引入两种不对称（向上和向下）市场产品，允许整合资源池进行预审，避免对小规模资源的歧视；④开发市场参与模型，更好地吸收和采纳新兴资源，如电池储能和异构技术的整合，包括分布式太阳能光伏、电动汽车和智能热水器。

(4) 对电网边缘技术的多重灵活性优势进行公平的市场补偿

分布式能源资源是位于用电地点附近的易于适应的能源资源，这一特点有助于监管部门沿着供应链为输电系统运营商、配电系统运营商、零售商和消费者提供更灵活的服务。为此，监管机构和系统运营商可采取以下行动：①通过缩短实时市场结算（或交易）周期，优化市场电力价格随时间的变化实施响应机制；②补偿分布式能源资源的灵活性容量价值，这有助于确保可再生能源主导的电力系统的长期资源充足性；③在输电系统和运营商之间建立市场规则和协调平台。

（汤匀）

国际能源署更新 2022-2023 年全球可再生能源市场展望

5月13日，国际能源署（IEA）发布《可再生能源市场报告：2022-2023年展望》报告²⁵，基于全球形势变化对2021年底发布的《可再生能源2021》报告中2022-2023年展望预测进行了更新。报告指出，尽管疫情影响全球供应链稳定，但2021年可再生能源装机容量依然再创新高，增长了6%，达到近295吉瓦。由于大宗商品价格的上涨，预计2022-2023年太阳能光伏和风电成本将高于全球疫情前水平，但由于天

²⁵ Renewable Energy Market Update Outlook for 2022 and 2023. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/d6a7300d-7919-4136-b73a-3541c33f8bd7/RenewableEnergyMarketUpdate2022.pdf>

然气和煤炭价格的大幅上涨，可再生能源仍具有一定的竞争力，到 2022 年可再生能源装机容量将进一步增长 8% 以上，达到近 320 吉瓦；而生物燃料预计将同比增长 5%，2023 年将增长 3%。当前能源市场的不确定性增加，能源安全成为各国重点关注对象，提高能源效率和发展可再生能源成为下一阶段各国政策实施重点。具体内容如下：

一、可再生电力

1、2021 年可再生能源实现了创纪录的增长

尽管疫情影响全球供应链危机、建设延误、原材料和大宗商品价格上涨，但 2021 年新增可再生能源装机容量依然再创新高，较 2020 年增长了 6%，达到近 295 吉瓦。在全球范围内，2021 年新增风电装机容量下降了 17%，但这一降幅被太阳能光伏和水电装机容量的大幅增长所抵消。与 2020 年相比，2021 年生物质能、聚光太阳能热发电（CSP）、地热能发电涨幅保持稳定。

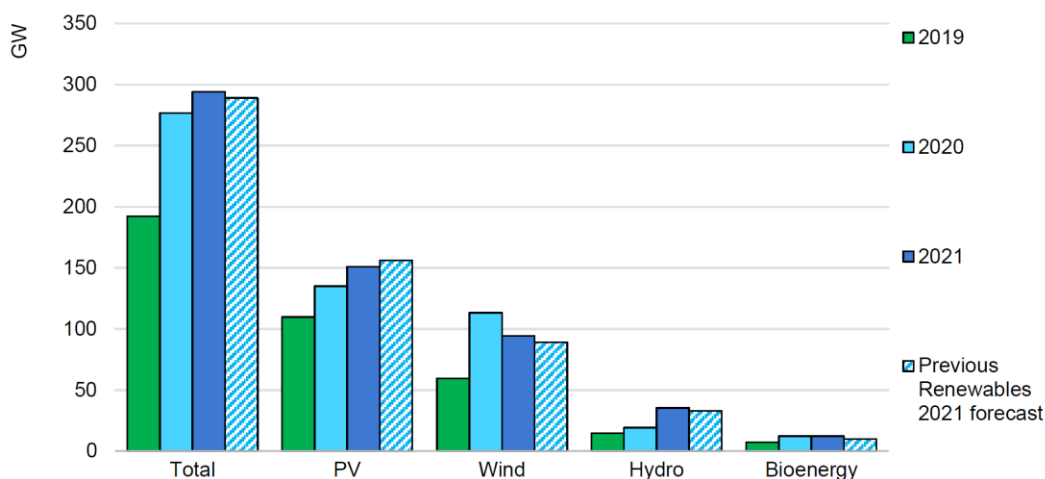


图 1 2019-2021 年全球可再生能源新增装机容量实际值与《可再生能源 2021》预测结果对比（单位：吉瓦）

2021 年，中国维持了其可再生能源市场份额，占全球可再生能源新增装机容量的 46%，但相较于 2020 年下降了 2%。其中陆上风电和电网级太阳能光伏新增装机容量分别下降了 55% 和 22%。另一方面，得益于 2021 年的补贴，海上风电、住宅太阳能光伏发电和生物质发电的年新增装机容量均创下新纪录，其中 2021 年海上风电新增装机容量同比增加了近 6 倍。此外，中国白鹤滩水电站多台机组的投产也促进了全球水电的加速扩张。

除中国以外，欧盟是可再生能源新增装机容量第二大市场。2021 年，欧盟增量主要来自太阳能光伏发电；在美国，较低的生产税收抵免政策导致新增陆上风电装机容量下降了四分之一；印度 2021 年新增可再生能源装机容量较 2020 年增长了一倍。

2、2022 年以太阳能光伏引领的可再生能源新增装机容量将再创新高

预计到 2022 年,可再生能源装机容量将同比增长 8% 以上,首次突破 300 吉瓦。据预测,2022 年全球可再生能源装机容量增量中,太阳能光伏将占 60%,达到 190 吉瓦,同比增长 25%。2022 年,电网级项目将占光伏增量的近三分之二,主要原因是中国和欧盟强大的政策环境。预计 2022 年全球新增陆上风电装机容量将小幅回升,达到近 80 吉瓦。而海上风电的增长将下降 40%,尽管如此,2022 年全球新增海上风电装机容量仍将比 2020 年翻一番。预计到 2022 年底,中国累计海上风电装机容量将超过欧盟和英国的总和,成为全球最大的海上风电市场。到 2023 年,除非实施更强有力的新政策,否则全球可再生能源新增装机容量将与 2022 年持平。太阳能光伏预计将在 2023 年再创新高,达到近 200 吉瓦;水电新增装机容量将降低 40%;风电和生物质发电将保持稳定增长。

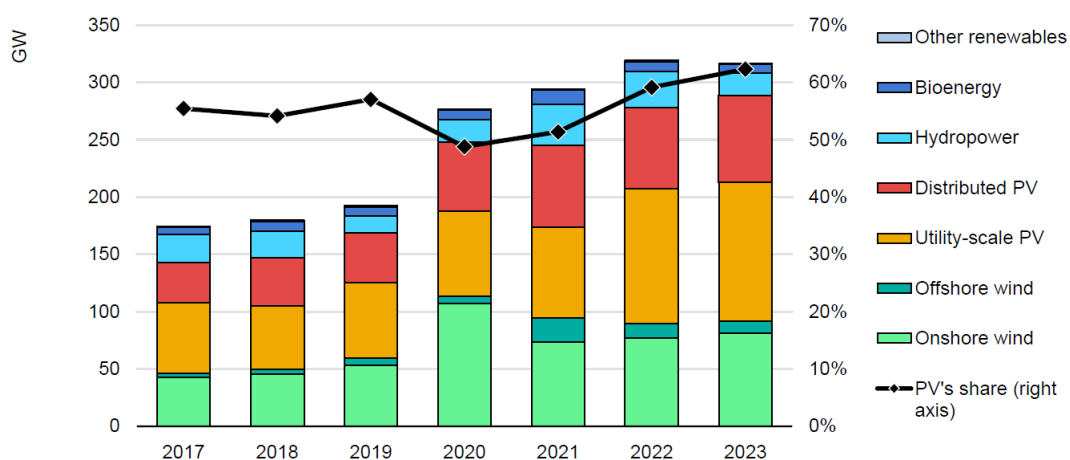


图 2 到 2023 年按能源种类划分的可再生能源新增装机容量预测（左轴单位：吉瓦；右轴光伏占比）

3、太阳能光伏和风电成本将在 2022 年和 2023 年处于高位,不会对竞争力造成影响

2021 年初以来,多种原材料价格和物流费用一直呈上涨趋势。截至 2022 年 3 月,光伏级多晶硅价格翻了四倍多,钢材上涨了 50%,铜上涨了 70%,铝上涨了一倍,物流费用上涨了近五倍。成本下降的长期趋势发生逆转,风机和光伏组件的价格上涨。与 2020 年相比,预计 2022 年新建电网级光伏发电和陆上风电场的整体投资成本将增加 15% 至 25%。由于化石燃料用于工业生产和发电,因此,石油、天然气和煤炭的价格高涨也会导致可再生能源发电所用材料的生产成本增加。尽管从绝对值来看可再生能源成本上涨显著,但成本的增加并没有影响其竞争力,因为自 2021 年最后一个季度以来,化石燃料和电力的价格上涨速度要快得多。在全球范围内,电价正不断打破历史纪录,尤其是在天然气作为边际技术的地区,许多批发电力市场的最终小时或日电价都由天然气价格决定。这在欧盟国家尤为普遍,与 2016-2020 年的平均电价相比,德国、法国、意大利和西班牙的批发电价平均上涨了 6 倍以上。

4、在中国和欧盟的推动下，2022 年和 2023 年可再生能源新增装机容量预计将同比增长 8%

中国尽管在 2021 年逐步取消了对所有可再生能源的激励措施，但 2022 年和 2023 年可再生能源仍将保持增长势头。这主要由于：①大部分省份太阳能光伏和陆上风电成本低于煤炭基准价格；②政府宣布在被称为“超级枢纽”的新疆和内蒙古两省新增 450 吉瓦的大型陆上风电和太阳能光伏项目，其中 100 吉瓦的可再生能源项目于 2022 年初开建；③中国财政部确认将在 2022 年之前支付价值 600 亿美元的无偿可再生能源补贴，改善开发商的资产负债信誉，并为新项目释放新的资金；④在没有国家补贴的情况下，省级政府仍在为可再生能源项目提供税收优惠和低成本融资。

在欧盟，太阳能光伏占可再生能源增量的绝大部分，更快的激励政策推动了在德国、荷兰、波兰、意大利和法国光伏产业的发展。巴西宽松的净计价方案促进了分布式光伏市场的繁荣，为拉丁美洲预测的上调提供了支撑。在印度，2021 年延期的可再生能源项目将促使 2022 年可再生能源装机容量出现更高增长。此外，随着分布式太阳能光伏产能的增加，将进一步支撑印度整体可再生能源装机容量上涨。日本 2022-2023 年新增可再生能源装机容量也较 2021 年有所下调，主要是由于太阳能光伏的上网电价审批较慢。新的上网电价补贴（FIP）计划于 2022 年 4 月启动。从长远来看，这将会促使日本太阳能光伏和陆上风电的装机容量进一步增长，但短期内仍然存在不确定性。

5、政策的不确定性和贸易措施对美国风电和太阳能光伏短期增长将造成阻碍

在大规模可再生能源市场中，由于对风电和太阳能光伏新激励措施的不确定性，包括长期税收激励延长在内的多项政策提案尚未获得众议院和参议院的批准，IEA 下调了美国可再生能源新增装机容量的预测值。太阳能光伏的新贸易政策也阻碍了美国开发商大规模部署的进度。2021 年 6 月，美国政府禁止美国光伏企业从位于中国新疆的几家多晶硅生产商进口原材料。2022 年 3 月，美国商务部启动了一项新的调查，以评估在东南亚生产的太阳能电池中是否使用了中国制造的零部件（这些零部件在 2018 年被征收了进口关税）。自 2018 年施加关税以来，越南、马来西亚和印度尼西亚等东南亚国家取代了从中国的进口，供应了美国 80% 以上的电池和组件进口份额。新的调查和施加额外关税将在短期内加剧采购难度，降低太阳能光伏组件的供应量。因此，美国 2022 年的太阳能光伏新增装机容量将降低 17%，2023 年将降低 9% 左右。

6、到 2023 年，风电和太阳能光伏的发展有望降低欧洲电力行业对俄罗斯天然气的依赖

俄罗斯天然气供应量约占欧盟天然气进口量的 45% 左右。在发电方面，天然气

约占欧盟电力总需求的 16%。在过去十年中，天然气年发电量在 340 太瓦时到 600 太瓦时不等，取决于价格、环境、风电和太阳能光伏普及率。考虑到国家层面供应依赖性，预计俄罗斯提供给欧盟的天然气发电量在 100 太瓦时至 200 太瓦时之间。按照目前欧盟可再生能源的部署趋势，风电和光伏发电扩建有望显著降低欧盟对使用俄罗斯天然气发电的依赖程度。欧盟各成员国对俄罗斯的天然气供应依赖程度不同。在所有成员国中，德国和意大利在绝对发电量方面对俄罗斯的依赖度最高。法国和荷兰对俄罗斯天然气的依赖相对较低，这使得可再生能源更有可能替代天然气。相反，在奥地利、匈牙利和希腊，可再生能源的推广进度缓慢，不足以减少这些国家对俄罗斯天然气的依赖。

7、全球能源危机带来了更多的不确定性，将考验可再生电力的适应能力

俄乌冲突推进了清洁能源快速转型，以减少对俄罗斯进口化石燃料的依赖，部署更多可再生能源已成为许多国家，尤其是欧盟国家的战略要务。欧盟多国已宣布推进开发可再生能源项目计划，其中发展风电和太阳能光伏最有希望在 2023 年前降低欧盟对俄罗斯的能源依赖，确保能源安全。2019 年和 2020 年政府主导的竞争性风电和太阳能光伏竞标项目仍然是 2023 年可再生能源扩张的主要驱动力。尽管欧盟和拉丁美洲的竞标项目数量有所增加，但由于中国和印度的竞标装机容量减少，2021 年的竞标项目数量略有下降。然而，地缘政治和宏观经济形势变化增加了对 2023 年以后可再生电力预测的不确定性。在俄乌冲突之后，大宗商品价格上涨以及项目许可审批延迟，导致风电和太阳能光伏投资成本上升，2022 年全球第一季度竞标项目数量创下自 2016 年以来的最低水平。此外，由于天然气价格大幅上涨导致电力市场价格动荡起伏，尤其是在欧盟，企业购电协议（PPA）的价格谈判变得越发棘手。此外，利率上升给可再生能源开发商带来了又一个复杂挑战。

二、交通用生物燃料

1、2021 年由于大宗商品价格上涨和全球经济低迷导致生物燃料需求不及预期

2021 年生物燃料需求恢复到接近 2019 年水平，然而与之前的预测相比，2022 年石油和生物燃料的价格受经济低迷影响，需求增长将放缓 20%。交通用生物燃料的增长将推动生物燃料 2022 年和 2023 年整体同比增长 5% 和 3%。2021 年生物燃料需求量达到 1554 亿升，同比增长 87 亿升，与 2021 年 12 月发布的《可再生能源 2021》报告中预测结果相近，但不同燃料类型的需求复苏并不均衡。2021 年的乙醇需求同比增长 6%，但较 2019 年降低 7%。相比之下，可再生柴油的消费量较 2019 年增长约 70%，生物柴油需求较 2019 年增长 0.2%。

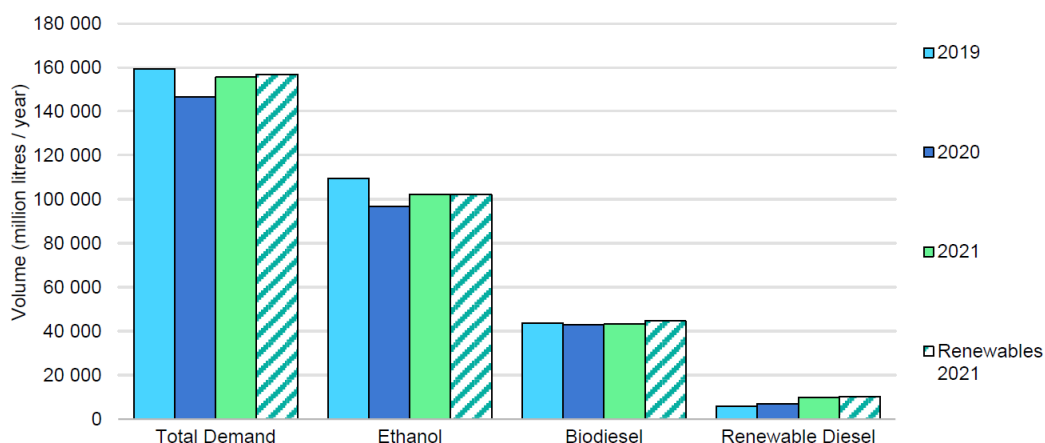


图 3 2019-2021 年按燃料类型划分的生物燃料需求实际值与《可再生能源 2021》预测结果对比（单位：百万升/年）

2、2022-2023 年高物价将减缓生物燃料需求的快速增长

俄乌冲突给能源和农业市场带来巨大冲击，使已经高昂的能源价格进一步上涨。因此，相比于 2021 年预测的 2022 年生物燃料需求量将增长 110 亿升，目前预测 2022 年生物燃料需求增长将放缓 20%，即仅增长 22 亿升。截至 2022 年 4 月 4 日，IEA 预计今年全球石油需求增长较 1 月份预测值将降低 1.2%。目前生物燃料多与汽油和柴油掺混使用，交通需求增长的放缓直接影响到生物燃料需求。欧洲、美国和巴西等重要的生物燃料市场需求降幅最大。

巴西生物燃料需求的下降直接推动了全球需求的下降。2022 年巴西汽油需求较 2021 年预测结果下降 0.2%，柴油需求将下降 0.7%。交通燃料消费量的降低将导致 2022 年巴西生物燃料需求增长与预测相比放缓 40%。2022 年，美国汽油和柴油的需求预计分别较 2021 年预测结果下降 1.5% 和 2%，这将影响乙醇、生物柴油和可再生柴油的需求量。但 6 月发布的关于可再生能源规定量义务（RVO）的决定，在夏季美国政府将扩大掺混 15% 乙醇汽油的许可范围，这一措施将略微增加 2022 年美国乙醇的需求量。2022 年，欧洲汽油和柴油需求预计将较 2021 年预测结果分别下降 1.5% 和 1.1%，由于生物燃料价格居高不下，比利时、克罗地亚、捷克、芬兰、德国和瑞典等国家提议减少交通用生物燃料掺混比例，这将减少 2022 年和 2023 年的生物燃料需求。2022 年，亚洲和太平洋地区生物燃料需求增长较 2021 年预测结果相比将下降 36%，这一巨大降幅主要是由印度尼西亚导致的。

3、尽管受到外部不确定因素干扰，生物燃料需求量在 2022 年和 2023 年仍将持续增长

尽管 2022 年生物燃料需求增长速度将低于 2021 年报告预测，但预计 2023 年全球生物燃料需求仍将同比增长 5%，即 85 亿升，并在未来有望进一步增长 3%，即 52 亿升。交通用生物燃料需求的增长（虽然有所放缓）和政府激励措施将继续推动全球生物燃料需求增加。美国引领全球生物燃料的增长，预计 2022 年的需求将比

2021 年同比增加 6%，汽油和柴油的消费量恢复到疫情之前的水平。加州的低碳燃料标准（LCFS）、可再生燃料标准（RFS）的实施和联邦生物柴油燃料的税收减免将共同推动生物燃料需求的进一步扩张。2023 年美国生物燃料需求涨幅将与 2022 年持平，这主要是因为持续的、受政策驱动的可再生柴油需求增长抵消了乙醇使用量的下降。巴西 2022 年生物燃料需求预计将比 2021 年增长 1%。到 2023 年，生物燃料需求预计将大幅增长 8%，这是由于汽油和柴油消费强劲以及巴西提出将在 2023 年底实现 15% 的生物柴油掺混比例的目标。欧洲 2022 年生物燃料需求预计将比 2021 年增长 6%，即 16 亿升。但 2023 年生物燃料需求增长将放缓，这主要是由于汽油和柴油的需求因能源效率的提高和电动汽车的扩张而受到抑制。亚太地区生物燃料需求将继续增长，2022 年和 2023 年将分别增长 9% 和 12%。印度政府和印度尼西亚均提高了生物柴油掺混比例。中国对生物燃料需求增长的贡献较小，这主要是因为中国的“十四五”规划除了重申其“大力支持先进生物燃料”的目标外，几乎未对其生物燃料促进计划进行进一步说明。

4、受化石燃料、原材料和政策影响，未来生物燃料发展具有不确定性

未来几年影响生物燃料需求的主要因素是石油价格、生物燃料原材料价格以及政府对生物燃料实现能源安全、粮食安全和温室气体目标方面的判断。

(1) 在化石燃料价格方面。俄乌冲突之后，国际基准布伦特原油价格上涨至近 140 美元/桶的高位，2022 年 3 月至 4 月原油价格也在 100-120 美元/桶之间高位振荡。除了高油价之外，中国新冠肺炎疫情加剧所带来的经济影响也削弱了全球经济的前景。石油价格上涨和全球 GDP 增长疲软共同抑制了全球交通运输业对生物燃料的需求，特别是在美国、欧洲和巴西等关键生物燃料市场。如果较高的价格和低迷的经济环境持续下去，本已小幅增长的运输需求将会进一步减弱。在美国和巴西，由于生物燃料相对于乙醇等其他燃料价格存在一定优势，对生物燃料的需求增加，将会部分抵消全球需求降低的负面压力。

(2) 在原材料价格方面。生物燃料主要由玉米、糖类作物、植物油和废弃食用油制成，目前价格已接近或处于历史高位。据美国农业部分析，多重因素正推动全球农产品价格接近创纪录水平，包括全球需求增加、与天气有关的供应中断、高昂的能源价格、化肥成本上涨，以及部分国家对某些粮食作物实施出口限制。虽然更高的价格会鼓励农民种植更多的作物，但同样昂贵的肥料将会限制整体产量，从而削弱种植农作物产生的经济效益。此外，出口壁垒由于削减了农民获得出口收益，也将限制来自部分国家农作物产量。

(3) 在政策制定方面。2022 年，10 个国家的政府机构已经或正在提议放宽、推迟或延缓生物燃料掺混比例要求或温室气体配额。这些政策决定的既定理由是降低消费者或政府承担的额外燃料成本。如果价格持续保持高位运行，生物柴油和可

再生柴油的价格将承受最大的压力。此外，食品安全也是许多政府的首要任务，但迄今为止，只有比利时和德国正在考虑放宽生物燃料的要求以解决这一问题。中国已警告乙醇生产商，将“严格控制以玉米为原料的燃料乙醇加工”，欧盟委员会也表示将支持成员国以粮食安全为名降低燃料乙醇的掺混比例。然而，预计各国政府在考虑降低要求时会谨慎行事。这是因为生物燃料需求的任何减少都伴随着石油交付和温室气体排放的增加，这与大多数以发展生物燃料为优先事项的国家政策背道而驰。为应对高油价和原材料上涨的压力，多个国家针对生物燃料出台了多项政策，如表 1 所示。

表 1 各国针对生物燃料出台的政策举措

| 国家 | 政策举措 |
|-------|--|
| 阿根廷 | 由于农作物成本较高，阿根廷通过了一项法律，将生物柴油掺混比例从原来的 10% 降至 5%。该法律还授权政府将生物柴油掺混比例降至 3%，必要时将对玉米制乙醇的产量减半。 |
| 巴西 | 巴西将下调原定的 2022 年生物柴油掺混比例为 15% 的目标，将生物柴油掺混比例维持在 10%。巴西在 2021 年已经将生物柴油掺混比例降至 10%。 |
| 比利时 | 比利时的绿色联盟提出一项提案，即暂时取消当前的生物燃料掺混要求，降低燃料和食品成本，到 2030 年前逐步淘汰以农作物为原料的生物燃料。 |
| 哥伦比亚 | 从 2021 年 4 月起，哥伦比亚政府将其乙醇掺混规定中制定的比例先从 10% 降至 4%，再到 2021 年 9 月将其掺混比例提高到 10%。然而，在 2021 年 8 月份，哥伦比亚将 10% 的目标延长到 2022 年 1 月起实行，但目前提议到 2022 年 8 月将目前 4% 的掺混比例增加到 6%。 |
| 捷克 | 捷克政府提议取消生物燃料掺混目标。但温室气体减排目标仍不变。 |
| 芬兰 | 芬兰将在 2022 年将可再生能源占比份额从 20% 降至 12%，预计这将使生物燃料价格降低 12 美分/升。 |
| 德国 | 德国环境部长提议“进一步减少来自粮食和饲料作物的生物燃料生产”以应对俄乌冲突导致的高粮价，但这一提议目前还没有提案。 |
| 瑞典 | 瑞典提议取消该国 2022 年和 2023 年的交通运输部门温室气体减排目标。到 2023 年以后将重新对交通运输部门实施温室气体减排目标。 |
| 印度尼西亚 | 印度尼西亚仍计划将生物燃料掺混比例提高至 40%，但在 2023 年以前不太可能实现。 |
| 克罗地亚 | 克罗地亚将取消对生物燃料掺混比例未达标施行惩罚措施。 |
| 美国 | 美国在 2022 年夏季将乙醇掺混比例定为 15%。 |

(汤匀)

NREL 预计到 2050 美国储能装机容量或增加 650 吉瓦

4 月 13 日，美国国家可再生能源实验室（NREL）发布《储能未来研究：未来几十年的关键发现》报告²⁶指出，储能技术将会为建立低碳、灵活和弹性的未来电网发挥关键作用。到 2050 年，美国储能装机容量至少将增加 5 倍，根据不同情景预测将有 130~680 吉瓦的储能装机容量实现并网，以支撑 80% 或更高比例的可再生能源并网发电。具体内容如下：

1、未来储能装机规模有望实现快速增长

根据 2021 年《美国电力部门日间储能的经济潜力》分析报告指出，储能的成本竞争力正不断增强。到 2050 年，在各种预测情景下，储能装机规模将增加 100-650 吉瓦，不同情景预测值主要受到储能成本、天然气价格和可再生能源成本影响。即使在最保守的情景下，到 2050 年储能装机规模与 2020 年 23 吉瓦的装机规模（大部分是抽水蓄能）相比也增加了近 5 倍。通过计算模拟得出，由于储能的贡献，与 2005 年相比，电力部门的碳排放量将减少 46%-82%，到 2050 年波动性可再生能源在美国国内所占份额将达到 43%-81%。

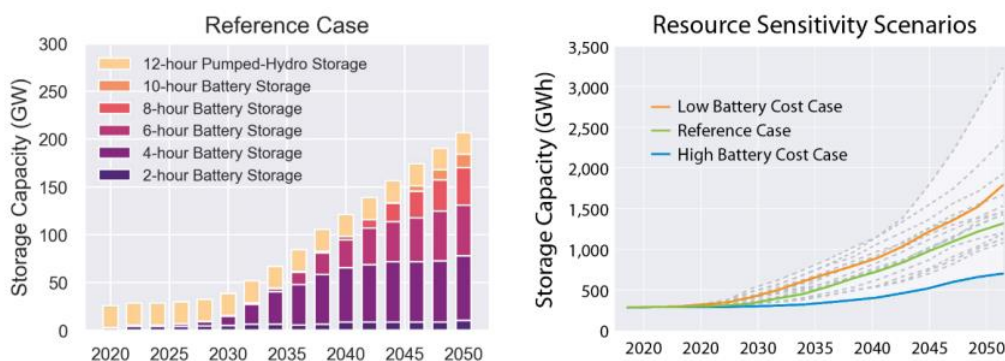


图 1 参考情景下到 2050 年美国储能装机容量预测（左图，单位：吉瓦）；不同情景下美国储能并网容量（右图，单位：吉瓦时）

2、预计近期储能成本将持续下降，锂离子电池市场份额将进一步扩大

近期部署的固定式储能设施预计将采用电池储能模式，其中锂离子电池在短期内将占主导地位。锂离子电池组历史成本和未来成本预测如图 2 所示，锂电池主要应用于交通运输领域，这可能是锂电池技术快速发展和成本降低的最主要驱动因素。

²⁶ Storage Futures Study: Key Learnings for the Coming Decades. <https://www.nrel.gov/docs/fy22osti/81779.pdf>

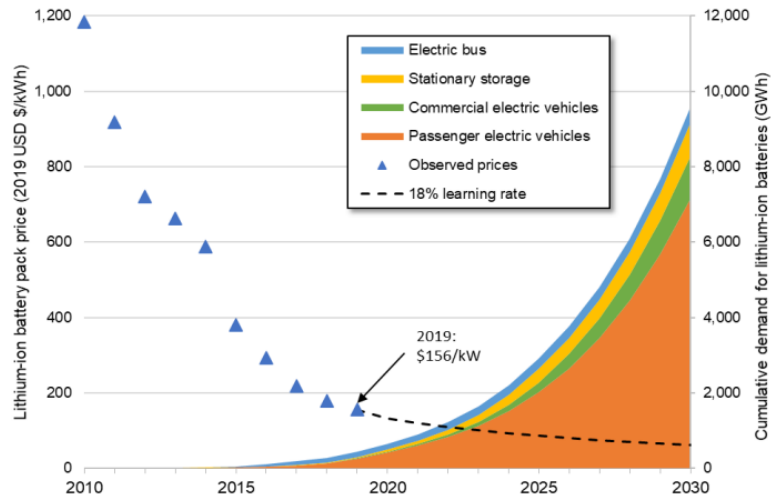


图 2 到 2030 年锂离子电池组价格（左轴，单位：美元/千瓦时）和累计需求量（右轴，单位：吉瓦时）预测

但随着技术的发展和长时储能需求的增加，各种储能技术将会进入市场。图 3 总结了 12 种不同储能技术商业化成本估算值。值得注意的是，由于功率资本成本和能量资本成本之间的区别，不同技术可能适合不同的应用场合，这需要根据不同应用的所需储能时间来判断。功率资本成本低但能量资本成本高的技术可能更适合短时储能应用，而功率资本成本较高但能量资本成本低的设备可能在长时储能应用中更具竞争力。总而言之，随着未来储能技术的发展，目前锂离子电池主导的储能领域将会发生变化，如果其他技术能够比锂离子电池在价格方面更具竞争力，其将具有更大的应用潜力。

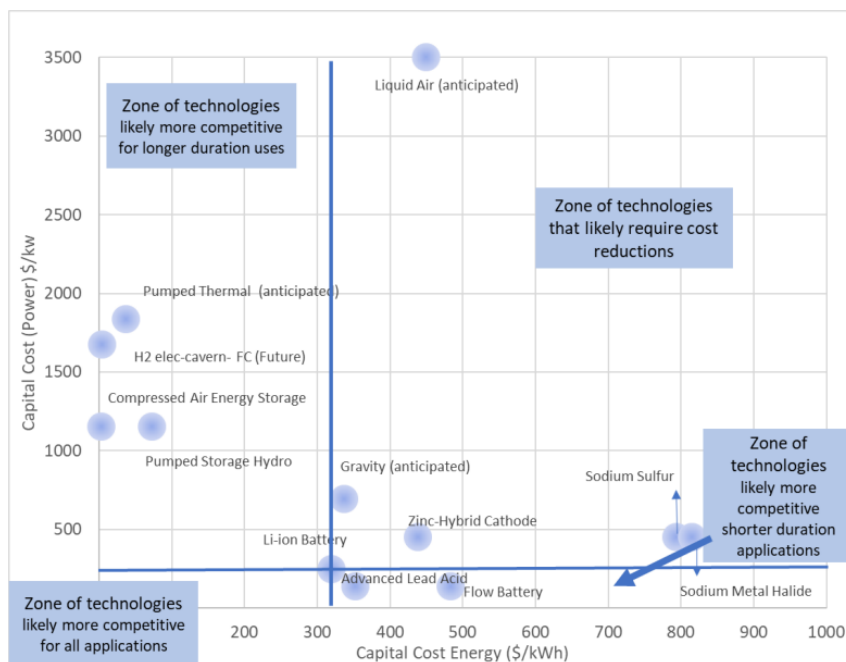


图 3 不同储能技术的功率资本成本（纵轴单位：美元/千瓦）和能量资本成本（横轴单位：美元/千瓦时）

3、储能系统可以提供稳定的容量，推动更具成本竞争力的部署

储能可以在同时或不同时间提供多种服务（通常称为“价值堆叠”）。其可为电网提供四种主要价值来源，包括：①固定容量，在系统高峰期满足供电需求并替代燃气轮机等传统发电机的能力；②能源时移，在净需求低的时间段储存一定量的能源，在净需求高的时间段释放出来；③运行储备，对意外或终端导致的供需失衡进行快速反应；④避免新增输电需求，通过在受限地区安装储能设施、在输电率低时充电并在本地输电系统接近或达到最大输电量时放电来抵消对新增输电能力的需求。上述四种价值中提供固定容量服务，在电力系统峰值期间满足电力需求并取代燃气轮机和其他传统发电设施的能力，对于实现储能系统的全部应用价值至关重要。

4、储能系统正在成为电网灵活性的重要竞争来源

过去，储能被视为提高电网灵活性的一种昂贵技术。具有成本效益的脱碳需要考虑所有因素，包括实施成本、社会接受度、净峰值期间的可用性和实施机制等。随着储能系统成本的下降，储能与其他提供灵活性需求的技术之间竞争可能越来越激烈，但储能仍将是满足电力需求，支撑电网灵活性的重要技术之一。

5、储能系统将与太阳能光伏设施相辅相成

昼夜储能系统和波动性可再生能源发电（尤其是太阳能发电）设施之间存在高度协同关系。在每天中午和晚上出现峰值需求的大多数地区，增加太阳能发电设施的装机规模将有效缩短储能系统所需的持续时间。如图4所示，到2030年太阳能光伏装机容量将大幅增加，储能系统充电时间由目前的夜间转移到中午，这与过剩的低成本太阳能发电量的可用性相吻合。

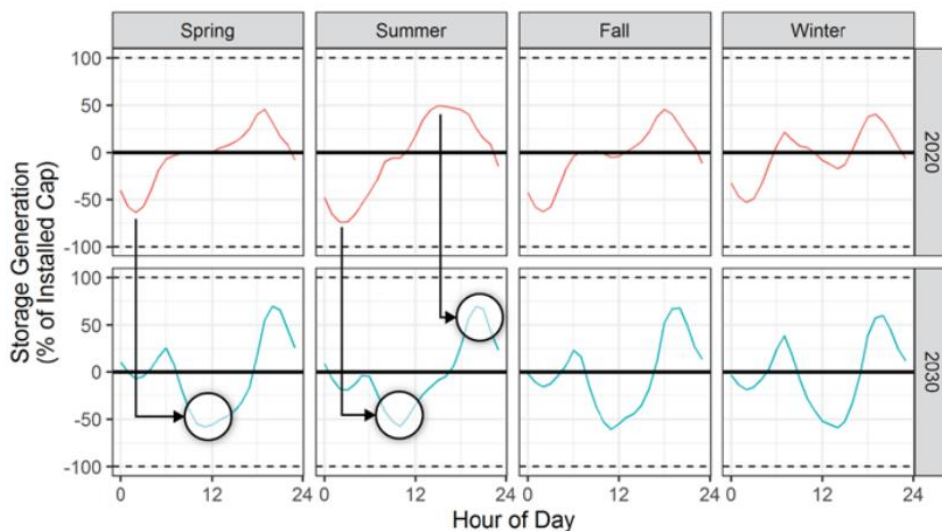


图4 2020年和2030年随时间变化的储能充放电变化（单位：%）

与太阳能光伏不同，风力发电与昼夜储能之间的关系更为复杂，这主要因为风力发电每天的发电模式存在一定的变化，其与储能系统装机容量之间的协同作用存

在更多的不确定性。总而言之，随着可再生能源在电力部门占比的增加，储能系统应用潜力将促使其装机规模的进一步扩大。

6、作为备用电源，分布式储能装机容量将会增加

根据 NREL 模型推算，在所有情景预测下，分布式电化学储能系统（与太阳能光伏连用）具有较大的经济效益。到 2050 年，美国部署的 2 小时持续时间锂离子电池储能规模将在 85 吉瓦/170 吉瓦时到 244 吉瓦/490 吉瓦时之间。但是，由于投资回报周期过长，更低的电化学储能成本和更高的备用电源价值将提高客户的采用率。此外，较低的光伏成本也将促进“太阳能+储能”一体化项目的部署。

7、随着储能系统部署规模的扩大，储能系统持续时间也会增加

目前，持续时间为 4 小时的储能系统被证实足以满足美国大多数地区夏季电力峰值需求。但是，随着储能系统部署规模的扩大，净峰值负荷区间将延长，将需要更多的储能容量（或更长的持续时间）来提供电力。储能系统部署水平的提高会扩大电力需求峰值区间，产生更平坦的净负荷需求。

8、季节性储能技术对于实现 100%清洁能源系统尤为重要

随着可再生能源占比的不断增加，可再生能源供应和电力需求的季节性不匹配表明季节性储能系统具有巨大的应用潜力。季节性储能系统可以在春季和秋季储存多余的发电量，并将其转移到夏季和冬季。到 2050 年，94% 的国家电力需求可以由波动性可再生能源、水电和地热能得以满足；剩下 6% 的需求可由可再生热能得以满足，如燃烧氢能和生物燃料。

（汤匀）



《洁净能源科技动态监测快报》

编辑出版：中国科学院武汉文献情报中心
联系地址：武汉市武昌区小洪山西 25 号 (430071)
联系人：岳芳 陈伟
联系电话：(027) 87199180
电子邮件：energy@whlib.ac.cn