



中国大唐集团科学技术研究总院
China Datang Corporation Science and Technology General Research Institute

能源科技简讯

Energy Technology Bulletin

2025 年 第 6 期（总第 630 期） 20250626

• 新型电力系统技术研究中心科技情报研究所 •

目 次

专家观点

从“价格内卷”到“价值创造”：光伏质量升级战打响	1
AI 赋能电力产业：变革、挑战与对策	4
徐进：新型电力系统的核心特征和基本特征	8

行业动态

如何实现煤电深度调峰的“不可能三角”	14
电力“双碳”转型 呼唤更深层次创新与融合	20
新一代煤电建设如何适应新形势	22
国家能源局：组织开展能源领域氢能试点	26
中国碳市场发展现状及政策体系	29
储能能量管理系统：能源变革新钥匙	35
岩层深处造“气”电 中国压缩空气储能领跑世界	41

国外资讯

多国大规模停电频发 电力系统正在面临哪些挑战？	45
全球绿色液体燃料发展态势及我国发展策略	48

专家观点

从“价格内卷”到“价值创造”：光伏质量升级战打响

新形势下，筑牢光伏行业长期健康发展的质量根基何在？产业链企业特别是头部企业及第三方检测认证机构，应发挥哪些作用以促进光伏产品质效双升？



随着全球能源转型加速，光伏产业正大步迈向“太瓦时代”，应用场景不断拓展至“沙戈荒”、海上、高风速区等严苛环境。然而，在光伏装机规模屡创新高、应用日益多元的同时，极端天气事件频发，叠加行业竞争加剧、产品价格持续探底，传统标准下的产品可靠性正面临严峻挑战。

新形势下，筑牢光伏行业长期健康发展的质量根基何在？产业链企业特别是头部企业及第三方检测认证机构，应发挥哪些作用以促进光伏产品质效双升？日前，《中国能源报》记者采访隆基绿能中国地区部副总裁郑江伟、鉴衡认证中心太阳能事业部总经理周罡，分享他们对光伏质量破局路径的思考。

创新驱动，应对全场景时代光伏质量新挑战

郑江伟首先指出，当前光伏装机规模持续扩大，应用版图已从传统地面电站迅速延伸至海域、荒漠、山地等多元场景，呈现“多点开花”之势。然而，伴随产业布局的广泛铺开与极端气候事件日益频发，行业正面临全新的质量考验。“因产品品质问题引发的电站事故，不仅给投资方带来严重经济损失，更拖累了整个产业的可持续发展进程。”

鉴衡认证中心太阳能事业部总经理周罡向《中国能源报》记者直言：“极端天气频发正让光伏电站质量问题浮出水面，有被台风吹倒的，有被冰雹砸坏的，这些情况时有发生。我们的评估显示，光伏电站总体改造成本很高，部分甚至接近于‘重装’。”

聚焦质量挑战的根源，郑江伟进一步分析道，当下光伏应用正深入海上、荒漠、山地等环境更为复杂的“新阵地”。尤为严峻的是，日益肆虐的极端气候与这些严苛环境形成叠加效应，对产品品质与可靠性构成空前的“大考”。他特别强调，不同场景下导致光伏产品“折戟”的“元凶”各异：海边需严防盐蚀侵袭，荒漠要对抗风沙啃噬与重压，大风地带得抵御强风撕扯，冰雹突袭则更显防不胜防。

面对沙漠戈壁滩、海洋、易积灰区域及极端天气等多重考验，郑江伟提出了应对之道：“我们主张，产品必须能在高积灰、高载荷环境下确保稳定发电，具备抵御冰雹、大风等极端天气的能力。切不可为追求短期效益而盲目扩大组件版型，将电站全生命周期的安全置于险境，尤其是高载荷区域，版型越大，风险越高，加严测试或是保障质量的一个手段。”

摒弃“内卷”，以质量夯实太瓦时代根基

郑江伟指出，伴随太瓦时代规模效应的加速释放，光伏产业在装机量持续跃升的同时，也需直面价格深度调整带来的行业挑战。“一方面，全球装机需求强劲增长，推动产业迈入规模空前的太瓦时代；另一方面，激烈的同质化竞争促使价格持续探底，2025 年组件价格较去年最高点已下滑约 32%。”他解释道。

这一挑战正引发质量隐忧。2024 年 8 月，国家市场监管总局风险监测数据显示，光伏组件合格率仅为 69.4%，较前两年 93%—94% 的水平大幅下滑。不合格项目集中体现在功率虚标，以及机械载荷和动态载荷测试不达标。2024 年 12 月，光伏组件已被列为中风险产品，凸显出行业对产品质量下滑的普遍担忧。

郑江伟进一步剖析了质量问题的复杂性：“过去 10 年，组件效率迭代跃升，单块组件功率从 200 瓦跃升至 600 瓦以上。过去测试系统允许的 2% 不确定度，在 200 瓦组件时代意味着误差影响甚微；但如今面对 600 瓦至 700 瓦的高功率组件，同样的 2% 不确定度却会造成显著增大的测试误差和更可观的功率损失。”

综合上述挑战，郑江伟强调，当前市场态势正全面挤压全产业链利润空间，迫使质量可靠性从竞争优势升级为企业生存发展的核心命脉。“在太瓦时代的规模效应下，筑牢质量底线，已超越企业责任范畴，成为行业健康发展的基石。唯有坚守质量，光伏产业才能破局价格‘内卷’，转向聚焦长期可靠性的价值创造新范式，支撑起全球零碳转型的重任。”

凝聚共识，严标准护航光伏高质量发展

郑江伟与周罡两位受访者一致指出，构建适应全场景、覆盖产品全生命周期的更高标准“质量基石”，并加严标准、强化测试，已成为行业刻不容缓的关键任务。

郑江伟强调，筑牢这块“质量基石”需要全产业链协同发力。“从硅料、硅片、电池、组件到辅材，每一个环节的材料品质和制造工艺，都必须追求极致的可靠性和长期稳定性，这是光伏资产价值的根本。”同时，他呼吁行业第三方平台建立起更科学、透明、广受认可的长期性能评估、验证和追溯体系，如更精准的实证电站数据共享、贯穿生命周期的质量数据透明化，让客户对产品长期表现拥有清晰、可靠的预期。

周罡对此深表认同：“光伏发电技术质量及安全防控水平，与日益变化的应用需求间的差距正愈发突出。产业亟须苦练内功，瞄准应有的技术形态，实现从‘规模扩张’到‘量质齐升，以质保量’的蜕变。”

如何弥合实验室测试与实际应用的鸿沟？长期实证至关重要。周罡以海南实证基地为例说明，海南强日照、高湿热、强盐雾的热带海洋性气候，为光伏产品提供了极端环境测试的“天然实验室”。鉴衡在此设置全光照、异物遮挡、立柱阴影遮挡三种典型场景，综合评估组件在高温高湿叠加遮挡下的发电能力、热斑抑制能力等关键指标。“目前实证数据表明，隆基的 BC 产品在以上三种严苛场景下均表现优异。我们持续开展此类实证项目，意在通过真实环境下的长期数据验证，为行业筛选高可靠性、高发电性能的产品。”

周罡认为，质量是穿越产业周期的船票，更是对碳中和承诺的坚守。我们始终在探索行业稳健前行的可持续发展之路，并携手各界共同构建更坚实的质量保障体系，让“中国光伏”的金字招牌，在全球能源转型浪潮中永放光芒，行稳致远。

来源：中国能源报

<https://mp.weixin.qq.com/s/cMpWnkc7znw6lvbyKAYw7A>

AI 赋能电力产业：变革、挑战与对策

近年来，人工智能（AI）技术正以前所未有的速度改变着各行各业，全球电力产业无疑成为获得益处与遭受冲击最为明显的领域之一。从能源生产、输配到消费管理，AI 正在全方位推动产业升级，促进数字化转型，并为实现低碳发展和可持续发展提供新的动力。与此同时，AI 技术自身的高能耗以及数据中心建设与现有电网体系之间的不匹配，给整个电力系统带来了严峻挑战。本文将从颠覆性变革、面临的挑战以及应对策略三个方面，阐述 AI 在全球电力产业中的影响及未来趋势。

颠覆性变革正在悄然酝酿

1. 智能化电力生产的重构

在电力生产领域，传统的发电方式长期依赖于经验和固定模型，难以应对新能源发电中太阳能和风能的间歇性和不确定性问题。据国际能源署（IEA）统计，全球新增发电量中有高达 80% 来源于太阳能和风能，但这两种清洁能源在大规模接入电网时常常因为天气变化等因素产生波动。借助 AI 技术，通过对海量气象数据进行深度学习和动态建模，发电预测误差可以降低近 20%，使得新能源发电计划更加精准可靠。例如，墨西哥湾某风电项目采用了 AI 驱动的叶片角度自适应调节系统，使得年发电量提升了 13%。这种基于数据优化的技术不仅提高了能源利用率，也为电网稳定运行提供了重要保障。

未来，AI 赋能的风光储氢协同调度系统等智能化手段有望将清洁能源消纳率提升至 98% 以上，重塑以新能源为主体的新型电力系统。目前，不少国家的政府和企业都在积极投入相关技术研发，希望在全球能源转型浪潮中占据有利位置，共同打造更加绿色环保的电力系统。

2. 电网数字化跃迁与智能调度

AI 技术不仅在电力生产环节发挥作用，更在整个电力网络的运营和管理中扮演着关键角色。传统电网运行主要依赖人工监控和经验调度，如今 AI 技术的引入使得电网能够实现自感知、自决策和自优化。美国 PJM 电力市场引入 AI 负荷预测模型后，日前市场出清价格误差由 8% 降至 2% 以内；中国南方电网部署的 AI 巡检系统，通过 20 万千米输电线路图像训练，故障识别准确率达 99.3%，年降低运维成本 2.7 亿元。此外，美国 Meta 公司与电气电子工程师学会（IEEE）联合研发的联邦学习框架，通过跨区域数据协同，确保在不泄露各区域隐私的前提下实现电网频率的精

准控制，北美西部互联电网因此将频率偏差降低了 62%。德勤的研究报告显示，2026 年前，全球 80% 的输配电企业将完成 AI 调度系统的部署，预计不仅能减少 15% 的线损，还能使停电时长降低 30%，可全方位提升电网的可靠性和安全性。

3. 低碳能源电力消费的智能升级

AI 技术正推动传统的用能模式向更加绿色、低碳和智能化方向转变。过去，能源消费往往仅以成本为主要考虑因素。现在，随着环境保护和气候变化问题日益突出，构建以环境价值为导向的用能生态变得尤为重要。壳牌应用 AI 优化的碳捕集、利用与封存（CCUS）系统，利用 5000 个传感器实现实时数据融合，将二氧化碳捕获能效提升 25%。西门子成都工厂的 AI 能效管理平台，帮助实现单位产品能耗下降 24%。

美国加州电力系统运营机构 ISO 引入了基于区块链技术的 AI 碳追溯系统，能够实现分钟级追踪 500 万用户的用电来源，并以此推动商业用户采购绿电的比例提升 70%。彭博新能源财经（BNEF）的研究数据表明，AI 驱动的建筑能效系统在全球范围内每年可减少约 4.3 亿吨的碳排放，这一数字几乎相当于德国一整年的总碳排放量。由此可见，AI 技术不仅能在生产和输配环节提高效率，更能在消费端推动低碳转型，助力实现全球碳中和目标。

能源电力产业面临的严峻挑战

1. AI 全生命周期的巨大能耗

尽管 AI 技术在能源电力产业中展现出巨大潜力，但其全生命周期内的高能耗问题同样不容忽视。从模型训练、部署到实际应用，AI 系统均需要消耗大量电力。以当前热门的大型语言模型（LLM）为例，其单次训练往往需要消耗数兆瓦时电能，生成式 AI 由于计算复杂度更高，能耗更为惊人。OpenAI 公司的 ChatGPT-3 训练耗电量就超过了 127.8 万千瓦时，相当于 120 个美国家庭一年的用电量。国际能源署预测，到 2030 年，AI 相关数据中心的电力需求可能占到全球总用电量的 3%，单个超大型数据中心的功耗甚至可能突破 100 万千瓦，这无疑将对现有配电网提出全新要求，迫使电力系统进行大规模的升级改造。

2. 数据中心降耗难题与资源错配

数据中心作为支撑 AI 运算的重要基础设施，其能耗问题长期备受诟病。目前，数据中心能耗主要来自 IT 设备、冷却系统和各类辅助设施，IT 设备约占 40%—50%，冷却系统占 30%—40%。

虽然部分企业如维珍媒体 O2 已通过 AI 技术优化冷却系统实现了 15% 的降耗效果，年减碳量达 760 吨，但整体来看，数据中心降耗依然面临诸多瓶颈。同时，可再生能源资源的地理分布与数据中心选址存在明显错配问题。部分地区新能源资源丰富，但由于并网困难、电网基础设施薄弱，无法充分利用清洁能源，而部分城市数据中心集中，严重依赖传统化石能源，进一步加剧了能源供需矛盾。

3. 算力需求与电网承载力的矛盾

以美国弗吉尼亚州“数据中心走廊”为例，该区域承载了全球 70% 的互联网流量，其峰值电力负荷甚至占到了州总需求的 30%。这种局部电力负荷的剧增，不仅导致电价在短短五年内飙升 29%，还对电网的稳定性构成严峻考验。现有电网体系普遍难以满足数据中心迅速扩张的需求，智能电网改造、动态电价机制和分布式能源网络的建设虽然在规划中，但实际推进时面临诸多技术和管理上的挑战。此外，一些企业试图通过向数据中心征收预付费电网建设基金来缓解投资压力，但由此引发的成本分摊争议，再次暴露出利益协调机制的不完善。

4. 碳排放压力与 AI 部署成本上升

在全球低碳转型的大背景下，AI 技术自身的高能耗问题使得数据中心的碳排放难以满足净零排放目标。国际能源署的数据表明，在现有政策情景下，到 2050 年，数据中心的碳排放仍将离净零目标有较大距离。为了平衡 AI 扩产与气候承诺，企业不得不在碳捕捉与循环利用等降碳措施上加大投入。同时，欧盟《人工智能法案》等新法规对高能耗系统提出了碳足迹披露的要求，迫使企业必须额外投入技术升级和合规成本，将进一步抬高 AI 应用的门槛和部署成本。

多维应对策略

面对机遇与挑战并存的局面，各国政府、企业和科研机构正积极探索多种应对策略，以实现能源电力产业的绿色、智能转型。

1. 科技创新驱动能效提升

研发更高效的 AI 芯片和计算技术是降低能耗的关键。谷歌 TPU 芯片可在模型开发阶段减少 20%—30% 的计算负载。维珍媒体 O2 通过 AI 提升数据中心冷却效率，实现年节电 15% 并减碳 760 吨。此外，未来还可探索采用量子计算与神经形态芯片技术，实现算力与能效的突破性提升。

2.构建全产业链数据管理体系

数据中心作为 AI 运算的核心基础，其能源浪费问题亟待解决。当前全球约有 60%—75% 的存储数据属于“黑暗数据”，这些数据既占用存储资源，又造成大量电力浪费。企业可以借助智能数据分级系统，通过数字化低碳工具识别并清理冗余数据，以降低数据中心的能耗。英国拉夫堡（Loughborough）大学的研究显示，通过重组数据管理和优化知识管理，能效可提升 10%—20%。此外，部署在网络边缘、靠近用户侧的边缘数据中心通过构建标准化数据架构和边缘计算体系，不仅有效降低了存储能耗峰值，同时延长了设备的使用寿命。

3.政策引导与市场激励协同推进

当下，很多国家都在大力通过政策来支持能源电力行业向绿色智能方向发展。比如《人工智能法案》根据风险级别进行管控，对特别耗能的应用管控得更加严格。美国一些州则采取退税和补贴的方式，鼓励数据中心用绿电并推广低碳技术。行业内也出现了一些新标准，比如“24/7 全天候零碳电力匹配”可以把用多少可再生能源和减多少碳税联系起来。有些地方还利用电价峰谷差异，引导企业把耗电大的计算放在电力低谷时段。这些政策和市场手段一起发力，对能源企业和数据中心坚持低碳路线而言，是不小助力。

4.推动能源与算力的协同互联

区域间能源资源与算力需求分布存在明显不均衡现象。以我国“东数西算”工程为例，东部地区算力需求旺盛但能源供给相对紧张，西部地区则拥有丰富的清洁能源资源。通过推动构建跨区域的新型算力网络体系，可以将东部密集的算力需求有序引导至西部充裕的能源区域，实现资源的优化配置和协同发展。

5.强化国际合作与技术交流

全球能源电力产业的变革需要各国之间的广泛合作。通过国际能源组织、行业峰会和跨国技术合作平台，各国可以共享 AI 在能源领域的最佳实践和前沿技术，共同探讨数据中心能耗降低、智能电网构建以及跨区域电力调度等问题。借助跨国学术研究和企业联合实验，各方可以加速研发出更多适用于全球市场的绿色技术解决方案，推动全球能源产业在低碳化和智能化道路上迈出坚实步伐。

融合创新引领绿色智能时代

AI 技术正加速渗透电力行业，在重塑传统能源生产与传输格局的基础上，显著改变能源消费方式、碳排放监管机制及电网运行模式。值得关注的是，伴随数字化进程推进，数据中心集群的能耗压力持续加大，这亟须政府和企业在技术研发体系构建、行业标准完善、制度设计优化等维度形成合力，系统性破解发展制约瓶颈。

行业转型升级既需要突破性技术的规模化应用，更依赖产业链各节点的协同发展。通过深度融合创新技术成果、构建智能化数据治理体系、健全产业扶持政策、深化国际技术协作等组合策略，方能切实推进传统能源体系向智能低碳方向转型。展望未来，能源电力产业将不再是单一的供需关系，而将呈现一个以 AI 为核心、以数据为纽带、以绿色可持续为目标的全新生态系统。

来源：中国能源观察

https://mp.weixin.qq.com/s/HY0pJha-_gHdPCabaEzqzw

徐进：新型电力系统的核心特征和基本特征

新型电力系统是在确保我国能源战略转型和“双碳”目标实现的大背景下构建的现代化电力体系，是关系到我国经济发展、能源安全、环境保护和社会福祉的关键举措。国家能源局已明确新型电力系统“三步走”发展路径，即以 2030 年、2045 年、2060 年为重要时间节点，按照加速转型期、总体形成期和巩固完善期三阶段，为新型电力系统构建提供了明确思路。由此可见，加快构建新型电力系统，是能源电力领域一场广泛而深刻的系统性变革，将带来电力系统全环节和全形态革命性变革，对各行各业用能方式产生深远重大影响。相对于传统电力系统，新型电力系统除具备“清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能”等五大核心特征外，还应包括“坚强可靠、聚合互联、多源互补、多网融合、开放包容”等五大基本特征，共同支撑我国电力系统不断向绿色环保、智慧灵活方向加速演进。对此，本文拟就这个问题试作阐述，以期能抛砖引玉。

核心特征之一，清洁低碳性

清洁低碳是新型电力系统的核心目标。当前，我国温室气体排放总量（把土地利用、土地利用变化和林业，即 LULUCF 计算在内）在 130 亿吨二氧化碳当量上下，其中能源燃烧占我国碳排放量的比例为 88%左右，电力行业排放占能源行业排放的 41%左右，是我国碳排放的最大单一来源。

源。由此可见，大力开发绿色能源、有效开展降碳减污是当前我国能源电力最紧迫的任务，也是构建新型电力系统最重要的目标之一。

新型电力系统以清洁能源为主导，未来电力系统 90%以上的电力来自非化石能源：一方面要加快推动电力供给结构由化石能源为主向可再生能源为主转变。要前瞻性谋划新一代煤电战略布局，加大火电尤其是燃煤机组的清洁低碳改造，通过生物质掺烧、绿氨掺烧、碳捕集利用与封存等多管齐下的方式，实现煤电从高排放到中低排放的快速跨越；通过大规模开发风能、太阳能、水能、核能等无碳能源，切实降低火电在电力供给中的占比，从根本上解决二氧化碳等温室气体的排放问题；另一方面要持续推动用能方式的转型升级，大力构建以电能为中心的终端能源消费方式，全力推动工业、建筑、交通、农业等领域的清洁用能替代，全面提升终端用能设备的电气化率，争取到 2050 年终端用能的电气化水平达到 50%左右、2060 年提高到 70%以上，力争电力系统在 2060 年前实现碳中和。

核心特征之二，安全充裕性

安全充裕是新型电力系统的基本前提。能源安全事关经济社会发展全局，电力系统作为现代社会的重要支撑，在当前能源转型大力推进和新能源发电快速增长的背景下，正面临着电力负荷大幅增长给电力电量供需平衡、系统运行稳定、调度控制管理等带来的新挑战。因此，如何筑牢电力安全保供防线，将能源“饭碗”牢牢端在自己手里，更好满足人民群众和社会经济发展高质量用能需求，是须臾不可忽视的“国之大者”。

安全是确保电力稳定供应之需，充裕是维护能源高质量发展之要。这要从供给侧和需求侧进行“两手抓、两手都要硬”：从供给侧来说，新能源正从补充能源转向主体电源，需要重点解决好发电有效容量和系统调节能力两大关键，在大力发展风光水等可再生能源、积极稳妥发展核电的基础上，稳步推进火电从高碳到低碳，从电量到容量、调节和储备的战略转型，持续加大电力通道建设力度，确保电力供应稳定可靠；从需求侧来看，加速推进能源消费革命，通过实施有序用电、加大电能替代、提倡绿色用电、鼓励智能用电、倡导节约用电，充分发挥需求侧资源调节能力，规范用能用电管理，精准开展需求响应，以满足经济社会高质量发展的用电需求，保障新型电力系统安全稳定运行。

核心特征之三，经济高效性

经济高效是新型电力系统的重要考量。大家知道，电力系统是世界上最复杂的人造系统，包括发、输、变、配和用电等不同环节，涵盖电能从生产到消费的整个链条。电价是国民经济的基础性价格，直接影响到企业的生产成本和群众生活的支出，对国民经济发展具有重要导向作用。如果不能确保电力生产运行的经济性和交易活动的高效性，那么电价就会不断飙升，使用和生产成本将越来越高，最终危及我国经济发展和稳定的大局。

新型电力系统的经济高效需要借助市场机制来实现，让市场在资源配置中起决定性作用，让价格引导资本合理流动，通过技术创新和机制优化，不断提升电力生产、传输和分配效率，切实降低各种损耗损失，全面提升电力系统的整体运行效率；通过引入竞争机制，建立健全包括容量电价、尖峰电价、深谷电价、需求响应电价等在内的市场化电价形成机制，实现电力中长期、现货、辅助服务交易有机衔接，引导源网荷储协调互动，切实提高资源配置效率，努力实现成本公平分担和及时传导，避免不必要的内耗与浪费；通过实施全面节约战略，构建废弃物循环利用体系，争取有限资源集约利用，促进新型电力系统全面降本增效，努力实现经营效益的最大化，从而把电力低碳清洁、供给充足、成本低廉“不可能三角”变成“可能三角”。

核心特征之四，供需协同性

供需协同是新型电力系统的必然要求。电力作为特殊商品，最大特点是无法大量长期储存，应尽可能维持供需实时平衡，否则极易引起电力系统失稳、崩溃乃至大停电。而新型电力系统是包含高比例新能源的电力系统，不同类型的电力负荷成为重要“随机源”，间歇性、随机性、波动性等特征更加显著，需要在不同电能之间形成更高水平的供需协同质效，通过多环节要素的协调、多形态电网的并存、多层次系统的共济以及多能源系统的互联，以维持电力供需的有效平衡、确保电力系统的稳定运行。

相对于传统电力系统的“源随荷动”的单向模式，新型电力系统将向“源网荷储”多向互动模式转变，相互之间灵活互动和需求侧响应能力不断提升，对调节资源的需求与日俱增，以前那种单纯依靠供给侧提供调节性资源的模式将难以为继，亟待充分挖掘需求侧灵活调节资源的潜力，通过采取“有序利用可平抑负荷资源，加大力度布局网源及用户侧储能电站建设，主动挖掘需求侧调节潜力，强化电网资源平台配置优势”等多管齐下策略，尽快弥补在灵活电网和储能建设上的“短板”，真正解决供给侧和需求侧面临的相对割裂状态，深度挖掘工业生产与用户消费等需求响应潜力，构建多主体、立体化、高效化的电力供需新机制，最大限度释放调节潜力，全面提升电能供需协同效应。

核心特征之五，灵活智能性

灵活智能是新型电力系统的核心支撑。新型电力系统本就是信息流、能量流和价值流的有机融合体，需要借助“云大物移智链”现代信息技术，依托数字化、网络化、智慧化技术体系，确保对电力系统各要素、各环节的灵敏智能监测和优化控制，达到各类能源的互通互济、灵活转换，实现对海量分散发供用对象的智能协调控制和源网荷储各要素的友好协同，这种灵活性和智能性是新型电力系统清洁安全高效运行的根本保证。

新型电力系统是现代数字技术与传统技术深度融合的电力系统：一是借助云计算、物联网、人工智能等技术，实现对新能源发电全息感知、精准预测，支撑高比例新能源并网、高效利用，大力提高系统灵活灵敏调节能力；二是借助 5G、移动互联网和数字孪生等技术，聚合各类可调节负荷、虚拟电厂、储能资源，实现毫秒级状态感知，开展数据挖掘、精准画像等服务，赋能电力系统智慧运营；三是借助区块链、云计算、移动互联网等技术，搭建绿电交易平台，支撑开展百万市场主体、千亿千瓦时量级的绿电交易业务，实现各层级、多类型、多来源用电数据的互联互通，确保新型电力系统拥有一个强大智慧的“电力大脑”，对电力的生产、传输、分配以及使用全过程进行数智化管控运营，达到全景看、全息判、全程控。

基本特征之一，坚强可靠性

坚强可靠是新型电力系统的首要抓手。在当前能源转型加速演进、新能源接入比例大幅提高、各种极端天气频发、“双高”特征日益明显等因素叠加影响下，我国电力系统面临的复杂性和不确定性日益加剧，对新型电力系统安全、稳定、可靠提出更高要求。要以大能源观为引领，立足经济社会高质量发展的能源需求和能源电力资源禀赋特征，持续完善构建适应多能源资源大范围优化配置、灵活调度要求的骨干网架，不断夯实新型电力系统建设的物理基础。

坚强可靠是确保新型电力系统本质安全的重要保障，要求电力系统能够从发电、变电、输电到配电，从主网、配网到微网，从网架、线路到设备等各环节，都具备系统性应对不同气候变化波动影响的能力，能够有效经受各种极端气候的考验；要求新型电力系统能够有效应对高比例新能源和高比例电力电子器件等“双高”特征下电力系统运行的随机扰动及其所引发的安全性挑战，有效抵御来自不同环节、不同区域、不同时段对电力系统的冲击；要求电力系统不断完善风险监测预警体系，能够在常态运行与应急状态下充分调动所需的电力资源要素，加大对网络冲

击的防护力度，最大限度保障满足电力电量平衡和安全稳定运行的需求，具备在特殊情况下及时供给到全网各地的调配能力，加快建设高水平自立自强的新型电力系统。

基本特征之二，聚合互联性

聚合互联是新型电力系统的内在需要。在新型电力系统中，随着能源互联网和物联网的广泛兴起，电网形态将由传统电力系统大电网为主体转变为大电网、配电网与微网并举的供需耦合机制，电力形态逐步呈现分布式、分散化、去中心化的新趋势，通过“智能调度+多能互补+辅助服务”的方式，促使综合能源服务、电力聚合商、绿电交易、碳交易等新业态新模式层出不穷，增强了电力系统交易和应用的灵活性和广泛性。

总体来看，电能替代、电动汽车、清洁供暖、分布式能源、工商及家用储能等的广泛应用，使用电负荷朝着多元化方向发展，要求电力系统具备高度的聚合互联能力，以确保不同电压等级电网之间的有效协调和配合；还有在多元负荷以及分布式储能大量并网的基础上，能源消费者的身份也从单纯的消费者转变为具有双向调节能力的电力“产消者”，这种既是消费者又是生产者的全新模式改变着能源电力服务形态，需求侧响应、虚拟电厂及分布式交易等聚合互联新模式成为越来越多用户的新选择；另外，随着数字产业与能源电力产业深度耦合，为新型电力系统在技术层面实现高度的聚合互联提供了有效支撑，除了基本用电用能服务外，绿色供电、定制化服务、精准计量、电力大数据增值服务等新消费模式成为不少用户的新需求。

基本特征之三，多源互补性

多源互补是新型电力系统的显著特征。传统电力体系主要依赖于煤炭、天然气等化石能源发电，容易受到资源限制和环境制约。而随着风光等新能源大规模开发，新型电力系统的能源来源变得更加多元化，并通过不同能源间优化组合，有效降低对单一能源的过度依赖，以达到相互补充和平衡，使得电力系统更具弹性和韧性，全面提升电力系统的可靠稳定性，更好适应不同地区的资源禀赋特点和抵御不同环境条件的影响。

构建新型电力系统、端牢能源“饭碗”，关键在于深入推进能源生产变革，形成多源共济的能源供给方式。在能源生产端，传统化石能源垄断加速被多种非化石能源生产所替代，可再生清洁能源将逐步转变为主体，形成“水核风光氢”等不同清洁能源此增彼长发展局面，低密度的风光等新能源占比大幅提升，高密度的水核氢等清洁能源的重要性进一步凸显，形成“风光水火核生储”等多能互补一体化电力生产局面；在能源供给端，包括煤、油、气、核、新能源在内的多

元化供应体系逐步形成，多元绿色低碳的能源供给形式成为主体，集中式远距离能源供给逐渐匹配分布式能源，能源电力就近消纳、就“地”取材将成为供给的主流，并借助“西电东送、北电南供”等途径，有效缓解我国能源资源逆向分布问题，保障能源供应安全可靠。

基本特征之四，开放包容性

开放包容是新型电力系统的本质要求。不同于传统电力系统的自我封闭性、相对垄断性、内部循环性，新型电力系统则是个开放性、包容性、便利性的系统，通过使用多种能源技术和不同发展策略，切实打破各种壁垒、限制，兼收并蓄、博采众长、共享资源和信息，保障更加多样化、可靠的能源电力供应和消费，有效适应不同地区、不同领域、不同行业的发展需求，实现能源电力供应的多元化和普惠化，具有广泛的市场参与度和使用透明度，并促进能源电力的公平交易和合理消费。

新型电力系统开放包容重点体现在以下三大方面：在电网形态上，推动逐级输配电向交直流混联大电网、微电网、局部直流电网等多态电网共存转变，确保集中式、分布式新能源广泛接入，多能源系统互联互通，源网荷储等多要素、多主体、多系统协调融合，运营商、服务商、聚合商等多方共享；在系统构成上，系统更加适配各类新技术、新设备以及多元负荷大规模接入，并与电力市场紧密融合，各类市场主体在此环境中广泛参与、充分竞争、主动响应、双向互动，共同形成一个开放包容的电力生态系统；在运行模式上，由源随荷动向源网荷储多元智能互动转变，电力生产与系统调度运行、新能源功率预测、气象条件等外界因素结合更加紧密，源网荷储各环节数据信息海量产生，实时状态采集、感知和处理能力全面提高。

基本特征之五，多网融合性

多网融合是新型电力系统的有机构成。相对于传统电力体系，新型电力系统绝不是在现行电力系统上的“修修补补”，而是一种脱胎换骨式的变革，应用场景将由单纯的“电”涵盖到“电、水、气、热、冷、氢”等不同应用场景，结构形态将由“源—网—荷”三要素拓展为“源—网—荷—储—碳”等多要素，并以“源网荷储”多元协同为有力支撑，呈现出“多能互补、多态融合、多元互动”的特点，概括讲就是“源网荷储”一体化+“水电气热（冷）”多能耦合化+“能交信”等多网协同化。

未来，随着能源网、交通网、信息网等不同网络的高度融合，电网在城市管网中的基础地位更加牢靠，在电网形态上涵盖交直流混联大电网、直流电网、微电网和可调节负荷的能源互联

网，在物理载体上实现电视、电信、电网、移动互联网的“多网合一建设”，在信息集成上形成水、电、气、热（冷）的“多表智能集抄”，在数字生态上电力大数据对接工业互联网、服务数字政府和智慧城市建设等。新型电力系统将成为能源系统的核心和中枢，并逐步形成一个“以电力为核心，分布式能源与供热（冷供）供气、用户侧储能、智能微电网、主动配电网、氢能网”等新旧业态相互交织的大能源网，产消者、聚合商、电水热（冷）气综合能源服务等新商业模式不断涌现，整个能源电力系统供需平衡将由传统集中供能的“源随荷动”模式向多能“源网荷储”协调交互模式转变。

来源：中国能源观察

https://mp.weixin.qq.com/s/sDWb0AsVzqtpamVOOiW_KQ

行业动态

如何实现煤电深度调峰的“不可能三角”

面向加快建设新型能源体系、新型电力系统的国家重大战略需求，可深度调峰的灵活性煤电起到了促进电网接纳高比例新能源，同时保障电力系统安全、经济、低碳运行的关键作用。国务院《2030 年前碳达峰行动方案》明确，推动煤电向基础保障性和系统调节性电源并重转型。煤电灵活性改造工作的不断推进，为加快新型电力系统建设提供了充足的灵活性资源保障。然而，煤电长期参与深度调峰，在低负荷运行时出现的安全风险增加、调峰收益不稳定、碳排放水平提高等问题，在一定程度上影响了电力系统的安全、经济和低碳运行。



国内外煤电灵活性改造情况

随着新能源装机和发电量占比的提高，电力系统的灵活性需求不断增大。灵活性改造可有效降低煤电机组最小技术出力，且单位成本相对较低，完成灵活性改造后的煤电已逐步成为最主要的灵活性调节资源，并与抽水蓄能、新型储能、需求侧响应等协同配合，共同发挥着增强电网调节能力、扩大新能源消纳的关键作用。

丹麦、德国等国煤电灵活性改造起步早，已形成完善的电力市场机制。欧洲新能源发电量占比位居全球首位，2023 年，风光发电量占比达到 27%，远高于我国的 15.6%。为保障高比例新能源消纳，欧洲各国较早便推动煤电向灵活性电源转变。丹麦 1995 年开始推动煤电灵活性改造工作，但初期进展缓慢，2009 年，通过在电力现货市场引入负电价机制倒逼电厂加大灵活性改造力度，2010~2015 年，丹麦新能源发电量占比从 20%快速提升到 50%，进入煤电灵活性改造高峰期，目前，丹麦煤电灵活性处于世界领先水平；2023 年，德国可再生能源发电量占比首次超过 50%，其中风光发电量占比达到 43%，随着新能源渗透率大幅上升，煤电利用小时数逐年下降，但德国成熟的电力现货市场机制保障了煤电可通过快速提高和降低出力来适应市场价格波动，从而获取可观收益。

我国煤电灵活性改造起步相对较晚，但进展迅速并取得显著成效。2016 年 6 月，丹东电厂等 16 个项目被确定为提升煤电灵活性改造试点项目，正式开启灵活性改造工作。2021 年 10 月，国家发改委、国家能源局发布了《全国煤电机组改造升级实施方案》，要求新建机组全部实现灵活性制造、现役机组灵活性改造应改尽改。2021 年以来，全国煤电机组累计完成灵活性改造 3 亿千瓦以上，已提前且超额完成“十四五”期间 2 亿千瓦的改造目标，全国灵活调节煤电规模超过 6 亿千瓦，电力系统调节能力不断提升。部分省份改造进度较快，例如湖北已在 2024 年上半年完成全省 30 万千瓦及以上所有煤电机组的灵活性改造，提前完成省“十四五”能源规划的改造目标。2024 年 12 月，国家发改委、国家能源局发布的《电力系统调节能力优化专项行动实施方案（2025~2027 年）》强调，按照 2027 年实现存量煤电机组“应改尽改”原则制定灵活性改造推进方案。根据现役煤电机组容量和已改造容量估算，到 2027 年预计还需完成灵活性改造 2~4 亿千瓦。为支撑年均新增 2 亿千瓦以上新能源的合理消纳利用，煤电灵活性改造工作仍将是提升系统调节能力的重点。

目前，全国煤电灵活性改造已从“工程推进”迈向“实效显现”，煤电为新型电力系统建设提供了充足灵活性资源保障。但随着用电高峰负荷逐年攀升、新能源发电大规模接入，深度调峰已日趋常态化，灵活性煤电机组在安全性、经济性和碳排放特性上暴露出一些新问题和新的挑战。

煤电深度调峰安全风险值得关注

灵活性煤电机组长期参与深度调峰和频繁启停调峰，调峰幅度和调峰频率也将日益增大，而早期建设的煤电机组设计、建造均以额定负荷运行为基础，与长期偏离额定工况的现状不匹配，部分技术指标将长期偏离额定范围，存在安全风险，进而影响电力系统稳定运行。

长期低负荷运行下设备超温、材料老化等安全隐患增多，机组突发停运的风险增加。核心设备方面，低负荷运行时锅炉系统燃烧不稳定，导致炉内受热不均匀而引发局部过热，加之炉内水循环回路水流量下降，温度指标会接近或达到限值，频繁超温加剧锅炉、管道材料老化失效，增加管道爆炸风险；低负荷运行时汽轮机蒸汽量减少，易形成回流对叶片产生水冲蚀并引起叶片周期性颤振，长期运行将导致叶片出现裂纹甚至断裂。辅助设备方面，低负荷运行时送风机、引风机、一次风机等设备流量与系统阻力不匹配，导致风机偏离设计工况进入失速区，产生额外气动负荷，严重时可能诱发叶片疲劳、断裂问题，造成辅机故障。

煤电机组长期参与深度调峰而发生跳闸停运事故，直接影响电网顶峰和保供能力。由于电网峰谷差常年居高不下，煤电的深度调峰小时数呈现增长态势。在市场机制尚未完全理顺、灵活性资源协同不足的情况下，深度调峰时段的煤电常处于“独自应战”状态。在调峰辅助服务市场中，若煤电为获得更多补偿费用过度追求调峰深度，一旦因频繁调峰、调峰速率过快、机组主参数异常等导致突发停运事故，电网将难以快速获得替代性调节资源，从而影响顶峰能力和保供水平。

随着新型电力系统加快构建，煤电在较长时间内仍需承担“托底保供”重担，因长期、频繁参与深度调峰将导致煤电机组安全隐患持续积累，电力保供将持续承压。

煤电深度调峰市场化收益存在不确定性

早期灵活性改造后的煤电机组通过电力辅助服务市场实现调峰功能，2017 年，东北调峰辅助服务市场在国内率先启动，随后全国辅助服务交易规模逐年攀升，实现省级层面全覆盖。随着电力现货市场的加快建设，在电力现货市场机制已完全实现系统调峰功能的情况下，一般不再设置

与现货市场并行的调峰辅助服务品种，辅助服务市场和现货市场将逐步衔接，调峰功能也将平稳过渡到现货市场，由现货市场发挥价格引导优势实现调峰。

在调峰辅助服务市场框架下，深度调峰盈利模式趋于稳定，但成本疏导面临结构性矛盾。当前，煤电深度调峰的基本盈利机制仍以辅助服务补偿为主，采用分档报价机制，机组在不同下调幅度中获取相应补偿价格，这种机制为灵活性改造后的煤电机组提供了相对清晰的投资回报预期。在相对微观的企业层面，煤电机组的灵活性改造成本包括前期改造投资和后期因频繁深度调峰增加的运维支出。虽然近年来各省调峰辅助服务的补偿力度呈现下降趋势，例如湖北现阶段的深度调峰服务最大下调区间的补偿价格为 0.4161 元/千瓦时，低于 2020 年的补偿标准（0.6 元/千瓦时）。但目前已有不少煤电机组通过参与深度调峰扭亏为盈，且考虑到发电企业可获得与新增调峰容量挂钩的新能源项目开发指标，企业整体效益得到提升，在调峰补偿力度减弱的情况下，煤电深度调峰的盈利模式仍趋于稳定。在发电侧层面，根据大多数省份调峰辅助服务市场的分摊机制，深度调峰费用仍在发电侧内部消化，尚未向用户侧疏导，按照“谁受益，谁分摊”原则，这种分担结构存在明显的不对称性，易导致用户缺少优化用能习惯的根本动力（如削峰填谷、响应价格信号等），市场难以形成真正的供需互动和协同优化。这种“成本屏蔽”短期内或能维护价格稳定，但从长远看，会导致电力系统资源配置效率下降，间接推高系统整体运行成本。

现货市场的实时电价变化将自然引导煤电主动参与调峰，且能有效疏导调峰成本，但现货价格区间设置等因素将对系统经济性产生较大影响。随着各省级电力现货市场陆续开启长周期结算试运行或正式运行，煤电调峰收益将由固定收益向市场化收益转变。一方面，调峰收益融入电价收益，成本向发电侧和用户侧两端疏导，有效引导煤电主动调峰。灵活性机组的负荷调节范围更广，其盈利模式主要通过灵活调节出力曲线以精准匹配现货市场价格的大幅波动，实现整体收益提升。由于调峰服务没有固定补偿，因而不单独设置分摊机制，而是通过电价的实时波动向用户侧疏导，从而实现间接性的发用两侧共同分摊。根据丹麦、德国等国电力市场建设经验，煤电可依靠自身灵活性在现货市场获得超额收益，通过市场化电价有效激发调峰积极性。另一方面，我国现货市场严格限制价格波动幅度，在一定程度上压缩了煤电等灵活性资源的获利空间。在国际成熟电力市场（如美国得州电力可靠性委员会、澳大利亚国家电力市场）中，上限电价可达人民币数十元/千瓦时，极端价格信号可有效引导已有灵活性资源释放或激励灵活性资源投资建设。不过，我国为有效保护用户端，避免极端价差对用户短时用电价格产生影响，现货市场价格上限普遍限定在 1.5 元/千瓦时左右。短期来看，限价机制有利于现货市场

建设初期的稳定发展，但一定程度上削弱了市场对灵活性机组的经济激励；长远来看，构建更为市场化的电价机制、适时合理调整限价，有利于激发火电机组的调峰活力。同时，高比例中长期电量合约、超额获利回收等因素也进一步限制了煤电调峰的获利空间。

综合来看，在现有现货市场机制下，市场化收益是否能满足煤电灵活性改造的投资运维成本仍具有不确定性，还需通过明确市场衔接机制、完善电价机制，来充分发挥灵活性煤电的调节能力，保障电力系统整体经济性。

煤电深度调峰为电力行业

低碳转型带来机遇和挑战

煤电深度调峰对构建新型电力系统的作用毋庸置疑。但由于煤电机组低负荷时燃烧效率下降，导致深度调峰期间机组运行效率下降，推高了机组发电煤耗与碳排放强度，也增加了机组运营成本，对煤电行业整体的绿色低碳转型产生一定的不利影响。

从单台机组来看，煤电机组为配合新能源发电并网、满足电力平衡与频率调节需求而参与深度调峰，长期、频繁地在较低负荷下运行，期间通常伴随锅炉燃烧不稳定与传热恶化，以及汽轮机与辅机设备偏离设计点运行等现象，导致机组效率下降、供电煤耗增加，进而提高机组在深度调峰时段的碳排放强度。根据测算，煤电机组负荷率从 50% 降至 30% 时，发电煤耗将增加 18.1~20.8 克标准煤/千瓦时。以 1 台 30 万千瓦亚临界纯凝煤电机组为例，按深度调峰年运行 600 小时、负荷率 30% 计算，每年因深度调峰而增加的碳排放量达到 2800 吨，在一定程度上削弱了煤电低碳化改造建设的降碳效果。

从煤电行业来看，我国发电和供热产生的二氧化碳排放量占全国总排放量 40% 以上，是影响全社会“双碳”目标实现的重点行业。发展“新一代煤电”已是大势所趋，长期以来，我国煤电机组实施了大量节能降耗和环保改造措施，全国煤电平均供电煤耗水平显著下降，碳排放水平持续降低，2006 年至 2020 年，全国因供电煤耗降低而减少的碳排放累计达 66.7 亿吨，对电力系统碳减排的贡献率达到 36%。“十三五”和“十四五”前三年，全国平均供电煤耗分别下降 9.9 克标煤/千瓦时和 1.6 克标煤/千瓦时，已降至 303 克标煤/千瓦时，但与 2025 年降至 300 克标煤/千瓦时以下的目标值，仍存在一定差距。随着深度调峰的需求持续增强，煤电深度调峰将给平均供电煤耗稳步下降的进程增添新的变数。

应对措施

结合全国煤电灵活性改造的整体成效和煤电深度调峰发展趋势，煤电将以更大规模参与深度调峰，所带来的安全风险增加、调峰收益不稳定、碳排放水平提高等问题将给电力的安全、稳定、低碳供应造成一定影响。基于煤电灵活性改造后深度调峰特性，电力行业应提出应对措施，充分发挥灵活性煤电与其他清洁灵活性资源的协同潜力，保障电力系统安全、经济、低碳运行。

一是加强煤电机组运行管理和标准制定。完善煤电机组设备健康管理机制，聚焦深度调峰引起的安全隐患问题，制定专项安全巡检计划，对调峰幅度深、频次高的机组，定期开展设备健康状态评估。健全深度调峰期间机组运行监测指标体系，实时跟踪锅炉温度、管道压力等关键参数，按照风险等级划分低负荷运行的各项技术指标，做到分级预警、层级响应。加快煤电机组调峰技术标准和检修标准的制定，规范煤电深度调峰管理策略和技术水平要求，统一制定机组安全运行规程和检修维护规程，提升煤电深度调峰可靠性，实现标准化。

二是完善煤电等灵活性资源参与市场的机制。完善现货市场顶层设计和配套机制，科学设置市场价格上下限，通过市场竞争形成合理峰谷价差，保障煤电调峰收益空间，突出灵活性机组出力灵活可调的优势，切实发挥市场价格信号自然引导煤电主动调峰的作用，促使煤电由调度强制调峰向主动调峰转变。健全调频、备用辅助服务市场体系，因地制宜设置爬坡类产品、系统惯性、快速调频等新型辅助服务交易品种，满足系统对于具有快速爬坡能力、调节性能良好的电源的需求，提升系统整体经济效益。

三是持续提升煤电调峰低碳化水平。考虑煤电需频繁深度调峰的现实需求，实事求是地调整煤电机组的碳排放考核政策和指标要求，减轻煤电应对碳约束的压力，以充分发挥深度调峰潜能。鼓励煤电机组合理配置辅助储能设施，火储联合发电系统协同承担调峰任务，在提升调节能力的同时降低碳排放。加强碳捕集、利用与封存（CCUS）技术的研发与应用，引导发电企业为煤电机组加装 CCUS 设备，通过负碳技术降低机组低负荷状态下的碳排放量，逐步弥合深度调峰带来的碳配额“缺口”。

四是优化煤电灵活性资源统筹配置与协同调度。充分考虑各省电力供需现状、新能源发展规划以及电网互联互通情况，科学预测灵活性资源需求，制定差异化、多元的灵活性资源配置方案。加快抽水蓄能、新型储能及智慧能源系统建设步伐，重视挖掘需求侧响应资源的发展潜能，通过峰谷电价、可中断负荷等措施引导用户参与系统调节，推动电力系统调节能力高效利用和清

洁化发展。在保障电力平衡的前提下，综合考虑各类灵活性资源功能定位，明确资源调度原则和优先级，推动形成跨资源品类的多元协同调峰格局，强化跨区域的灵活性资源共享调配，有效减轻煤电深度调峰压力，避免机组高频深度调峰导致可能的突发停运及设备损伤，推动调度策略向安全、经济、低碳“共生”目标逐步优化。

来源：电联新媒

<https://mp.weixin.qq.com/s/ZepAPVAMDXQhGGQUty0oBg>

电力“双碳”转型 呼唤更深层次创新与融合

当酷暑高温频繁考验电网韧性、当“弃风弃光”在新能源富集区反复上演、当沙戈荒大基地遭遇春秋电力“共同富裕”、当数字化浪潮席卷全球而电力系统仍在局部孤岛中挣扎……我们不得不承认，“双碳”目标当前、转型重任在肩，电力行业须向更深层次的创新与融合寻求破局之道。电力行业转型，已从单纯的技术升级演变为一场系统性的融合革命。

电气化作为实现经济社会发展绿色低碳转型的主要抓手，以及现代文明进步的重要标志，近年来发展态势持续向好，推动电能尤其是清洁电能，在能源消费结构中的地位显著提升。

从需求端看，“十四五”以来，我国电力需求呈现刚性增长，电能占我国终端能源消费比重从 2020 年的 25.5% 增加到 2024 年的 29% 左右。“十四五”前四年，我国年均用电增速保持在 6% 至 7% 之间。其中 2024 年，我国全社会用电量达到 9.85 万亿千瓦时，同比增幅达 6.8%，年增量超过 6600 亿千瓦时。形象地说，一年的用电增量超过一个德国的总用电量。

从供应端看，在“双碳”目标引领下，“十四五”以来，我国风电、光伏等新能源产业发展势头强劲，能源结构含“绿”量不断提升。2020 年至 2024 年，我国风光发电装机年均新增 2.2 亿千瓦，2024 年更是达到创纪录的 3.57 亿千瓦，成为全国新增电力装机的绝对主力。从装机量上看，截至 2024 年底，我国可再生能源累计装机容量已达 18.89 亿千瓦，占全国发电总装机的 56.4%，其中风光装机 14.07 亿千瓦，占比达到 42%；从发电量上看，2024 年，我国可再生能源发电量达到 3.47 万亿千瓦时，占到全部发电量的 35%，其中风光发电量合计达到 1.83 万亿千瓦时，占发电总量比重达到 18.6%，高于全球平均水平。不难看出，在我国，可再生能源发电的“主力电源”属性日益凸显。

经济社会发展全面绿色低碳转型的要求，决定了我国在“十五五”时期新能源电量渗透率仍将持续提升，风电和光伏将继续保持高速发展态势。权威预测显示，要确保到 2030 年“我国非化石能源消费比重达到 25%、单位 GDP 碳排放比 2005 年下降 65%”，“十五五”全国年均新增风光发电装机仍需达到 2 亿千瓦以上。到 2030 年，全国风光发电合计装机要达到 25 亿至 30 亿千瓦，同比 2024 年的 14 亿千瓦，接近翻番。

电力需求的刚性增长、新能源的大规模接入，均对未来新型电力系统建设与稳定安全运行提出更高要求。从表征经济与用电量增长关系的重要指标——电力弹性消费系数看，“十四五”以来，其已经重新回到并维持在 1 以上的高位，“十四五”前三年平均达到 1.27，这意味着用电增速持续高于经济增速，从而为电力系统保供，以及电力行业自身降碳带来巨大压力。而当电力系统进入“波动性的可再生能源决定电力系统运行方式”的阶段，意味着主导系统运行特性的物理基础将发生重大变化，其中隐藏的风险挑战不容小觑。

比如，随着第三产业快速发展，用电负荷增长模式将由整体基数增长向峰值拉伸式转变，尖峰负荷拔高且短暂；而新能源装机快速大规模接入系统，极大增加了运行工况复杂性。目前部分区域的新能源电力在极端条件下波动速率接近系统最大调节能力，使得系统运行控制难度增加，抵御故障冲击的能力亦大幅削弱。

再比如，当下新型网络攻击技术层出不穷，以电力电子化和数字信息化为典型特征的高比例新能源应用带来的网络安全风险也不容忽视。

值得一提的是，未来随着新能源装机占比不断提升，电力系统安全稳定运行成本也将增加。公开报道显示，当新能源渗透率超过 15%，电力系统就会进入成本高涨临界点，如何疏导，以化解安全、环保、经济的“不可能三角”矛盾也是一项艰巨且长期的任务。

“十五五”是我国“碳达峰”的关键期，也是构建新型电力系统的重要窗口期，电力行业高质量发展面临消费侧电力需求不确定、供给侧保供能力不确定、重大技术路线不确定、刚性保供难、特性认知难、安全稳定难、统一规划难等复杂局面，挑战和压力前所未有。

回归到新型电力系统建设的最初使命，清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能是它的典型特征，所以它应该是一个开放包容的系统、一个各品类电源高度协同的系统、一个新型数字技术与传统技术深度融合的系统，而这离不开源网荷储、技术、市场、政策协同发力。

在技术方面，不能再囿于单一技术突破，要从“单兵突进”升级到“智能多维协同”；在模式方面，要拥抱“跨界融合”，打破行业壁垒与信息孤岛；在政策方面，要破除体制机制藩篱，为各种创新业态提供合理发展空间……

事实上，随着新能源与传统能源加快协同融合，近年来，我国终端综合能源系统、源网荷储一体化以及工业绿色微网等新模式、新业态正不断涌现，推动可再生能源应用场景持续拓展，一批绿电制氢、绿色数据中心等项目加速落地，可以说，电力行业的未来，将不再仅是“电”的行业，而是一个深度融合数字智能、多种能源载体与充满市场活力的“新型能源系统”。这就意味着，未来的新型电力系统不仅要有一个“强健的身体”，还要有一个“灵活的大脑”。而融合的深度决定创新的广度与发展的高度，这样方能在深水区开辟“新航道”，点亮一个更清洁、高效、韧性的能源未来。这不仅是发展模式的转变，更是人类面向未来的战略抉择与规律使然。

来源：中国能源报

<https://mp.weixin.qq.com/s/NlbcuXOTo2-14rflR2HBtg>

新一代煤电建设如何适应新形势

今年 1 月，中国电力企业联合会发布数据显示，截至 2024 年底，我国新能源发电装机容量首次超过火电，新能源与火电的历史角色更替和演变的趋势在新型电力系统建设大背景下已然明显加快。而在这之前的 2024 年 7 月，国家相关部委联合下发了《加快构建新型电力系统行动方案》，其中首次提出实施“新一代煤电升级行动”，明确了“清洁低碳、高效调节、快速变负荷、启停调峰”和“灵活智能”等要求，正可谓是煤电未来发展在顶层设计上的前瞻布局 and 未雨绸缪。

新一代煤电建设的研究正当其时纵观历次工业革命，均是在技术进步不断突破和市场需求不断演变条件下，双重作用互为推动形成的新质生产力本质性飞跃。当前，新能源革命已步入加速快车道，不仅新能源装机增速远超过煤电，而且随着新能源技术的倍数迭代，其在二次能源生产中的增速潜力地位将不可撼动。同时，快速规模化发展下新能源成本持续走低，导致新能源全面入市后的煤电标杆电价将逐步失去“尾灯”对标地位，反而，煤电机组将被新的竞争市场倒逼进入看齐机制电价的墙角。在当下快速发展的电力市场中，首先新能源自身将全面面临成本控制和竞价管理的全新挑战，而“适者生存”则将成为传统煤电机组及企业在今后最为贴切的座右铭。

相对而言，传统煤电已经相当成熟，自从起步成为公共民生事业以来，已经发展了一个半世纪之久。基于经典水蒸汽朗肯动力循环的传统煤电技术，当前已逐步接近技术经济性的效率极限，即单纯依靠增加容量、提高参数和大面积采用高等级材料的边际收益渐小。加之在新能源替代冲击之下，当前最先进的煤电机组以及一些过去投资收益较好的优势技术，也同样面临深度灵活调峰竞争、性价比失优的严峻新形势。显然，传统煤电的典型设备配置和技术科学基础一直未有本质性改变，但新型电力系统和新型电力市场之下，其边界、对象、约束等已悄然发生全新变化，进而深刻影响了其传统的运营基础。因此，要确保新形势下煤电机组的生存竞争力，其技术性能必须考虑主动应对这些转变。

新一代煤电承前启后的三个方面新边界方面，传统煤电早已失去连续基荷、高负荷率的计划运行常态地位，取而代之的是深度调峰低负荷、频繁爬坡变负荷和快速启停等新工况，温度多变化、载荷交变化、小流量常态化等新常态，以及热电联产解耦、机炉调峰解耦、多能源互补发电等跨设备、跨时间、跨能量、跨电源、跨空间尺度等新运行方式，导致传统煤电机组的安全、效率、效益等生产运营以及检修维护的传统边界发生巨大变化。新一代煤电建设无论是存量改造还是新建项目，必须重视新边界条件下的统筹选型以及技术路线的系统整体来考虑，不能再简单重复和复制过去的典型设计以及优化思路。新对象方面，传统煤电主辅机本体基于安全考虑原则，使得其技术进步一向相对稳健和谨慎，虽然已滞后于新边界的更高要求，但通过附加的水侧、蒸汽侧、烟气侧、电气侧等旁路运行方式对现有热力、电气系统再构，出现了耦合储热罐、电锅炉、切缸、熔盐蓄热、高低旁供热、热泵、化学电池等非典型设备系统、新工质及其新运行方式，实现了新的技术特性及机组功能，远超过现有经典热力系统、典型热力计算书的设计范畴。由此可见，即便一些传统设备对象、装置系统未做硬件上的改变，但其设备特性、对象模型在新边界条件下已发生重大变化，同时也要看到存在失配、失协甚至失效、加速劣化等新问题。因此，当前阶段新一代煤电优化的对象重点，在主要技术突破之前，不能简单考虑把重任和风险都放在主设备上，而应更加重视对现有主设备影响较小且能最大程度确保主资产安全的系统改进等技术上。新约束方面，电力系统大规模高比例消纳新能源的重新功能定位，迫使传统煤电叠加了灵活深调、快速调节等多重技术维度的新约束，既“灵活”又“高效”的清洁低碳要求，相比过去单维度煤耗标准，要求变得更高而且显然是更难了。降碳技术不仅从单一的发电流程中间环节的事中控制，转向探索全面兼顾燃烧前后的头尾控制要求，而且传统节能降耗基础也发生变化，即从过去单纯追求某一工况煤耗最低，转变为常态、经常工况下综合收益最优。此外，新形势下各变工况运行下设备的安全性能约束，也已成为被最为看重的降碳效益基数。显而易见，传统煤

电新面临的不仅是灵活问题、更包含安全问题，不仅是低碳问题、更包含效益问题，不仅是清洁问题、更包含生存问题。因此，新一代煤电绝不简单是搞“豪华升级、豪华装修”，必须实事求是、务实推进。

新一代煤电建设不仅是技术提升从全球范围看，新一代煤电技术标准的竞争对标对象，既是传统煤电本身，也更是灵活性、清洁性相对更佳的燃气机组，从这个角度而言，必然是“燃机指标含量”较多的标准。从更广的经验看，传统煤电面临的新边界、新对象、新约束等新情况，是在电力竞争市场发展较早的国家和国内外重点地区早已出现，其对灵活调峰、热电解耦、快速启停、低碳掺烧以及碳捕集等新一代煤电的特征技术，早已开展并完成阶段性试验、示范探索或商业运行。

因此，至少国内当前阶段新一代煤电的适用标准，已经有部分较成熟的技术参考点，但重点并非要在技术指标设置上不切实际地追求或全面“一刀切”，而是需要因地制宜和因场景制宜，而且从过往经验看，新标准推广普及的速度和难度也并非技术本身，其推行的阶段和节点也都应综合考虑。而且，当前新一代煤电建设讨论的预期技术指标，更可以是“过去时含量”较多的标准。如前所述，成型或发展较早的电力充分竞争市场，基本实现了更先进的调峰深度、爬坡速率、快速启停、热电解耦等技术的试验示范或部分商用涵盖。只不过在不同应用场景下，尤其是电力市场发展相对滞后的区域，市场中缺少有效必要的各方博弈主体协调机制，或严重受制于单方面话语权的超大市场主体的各种约束，导致某种程度上阻碍了煤电相关新技术的进一步升级开发和有效推广应用。

新一代煤电建设不应再是简单的技术提升或技术标准推行问题，而是需要有其他配套管理条件和灵活市场机制作为坚实基础。或者说，新机首先应有新制，新一代的有效市场机制和管理的加强提升更为迫切，不应滞后于新一代煤电的技术标准。新一代煤电建设应重视五新特点煤电已经发展了一百多年，每一代的煤电，必然有其每一代的时代特征、历史使命和功能定位。面向新型能源体系和新型电力系统建设要求，当前新一代煤电也开始了其新的历史征程。新一代煤电的新灵活性。与传统煤电相比，新一代煤电自然要在灵活性和调节能力方面上新的台阶，同等条件下需能够提供适应新型电力系统需求的新灵活性。但对于要兼顾具备顶峰、深调、快爬速降、快速启停等更加综合调节能力的新一代煤电技术要求而言，高灵活性的设置已大不同于传统煤电，必须重视以更少的改造改动或新建工程量，来实现更为综合的高调节性能，即新一代煤电机组的新灵活性应充分体现“综合”和“集成”特点，尽量论证考虑“单项投入、多项产出”的技术路

线，以优化减少系统的复杂性和降低投资成本。而且新灵活性需具备“区域”特点，应充分兼顾区域条件要求和发展趋势，避免“一刀切”而导致较大的投资沉没成本。新一代煤电的新经济性。传统煤电更多关注在多发前提下如何优化降低煤耗成本，新一代煤电的经济性内涵远不止如此。基于宽负荷高效的新一代煤电最佳高效设计点基准，首先应考虑允许突破基于额定工况效率最高的相关能耗准入标准等立项约束，而且节能降耗设计需要考虑包括启停在内的全工况各阶段运行经济性。同时，新一代煤电的新功能任务更多更重，其整体项目和关键设备选型，不能再仅基于煤电本身，必须兼顾外部全部相关重要边界资源和边界条件进行综合测算考虑。此外，应重点研究电锅炉解耦、绿电供热等需要市场机制配套调整的支持措施，突破无法低成本从电网下低谷电的关键制约，以优化减少煤电机组本身的建设投入、调节负担和调节成本，这方面新一代煤电不能再走过去由传统煤电承担一切之后反而更加举步维艰的老路子。新一代煤电的新扩展性。传统煤电的发展史，同时也是饱含阶段性反复改造的改建史。新一代煤电的技术指标也不可能全部一蹴而就，理应避免重回历史局面，其选型应着重体现于“一厂一策”的新可扩展性，兼顾未来发展和实事求是的建设资源条件评估，保持合理适度的裕量、预留接口或场地等。同时，新一代煤电建设不应做基于单项指标的极端性过度优化，不应搞一刀切式或盲目跟随式的、必要性不强的建设投资。需结合新一代煤电建设项目的具体定位和区域竞争需要，重点建设和打造可扩展能力，把钱花在刀刃上。新一代煤电的新可靠性。传统煤电技术，在我国用了近三十年时间完成了华丽转变，即初始引进阶段的十年基本解决机组安全稳定问题，消化吸收阶段的十年基本解决机组连续满发问题，然后在创新阶段的十年基本解决自主性能提升问题，发展至今，我国已拥有世界上最先进的超超临界机组，各项指标全面领先。新一代煤电建设不可能如此再蹚一遍才能确保必要的安全可靠，新型电力系统也不允许如此长时间的折腾。显然，在新边界、新对象、新约束等条件下，建设新一代煤电机组，其新可靠性必须满足于全寿命周期的长期可持续性和较低非停率要求，不能以设备安全稳定为代价，相关关键技术仍需加大攻关。新一代煤电的新智慧性。机组先进性如果以人数为标准，其发展规律是单位千瓦装机的现场人员越来越少，国外已实现少人无人值守、“全自动驾驶”的先进机组早已有之。回望传统煤电机组的运行控制史，智能控制理论中典型的神经网络、模糊控制等理论研究实际起步很早，现代控制理论中的自适应、状态观测、预测等典型方法也较为久远，而基于比例-积分-微分的经典控制理论技术当前依然在工程现场是最为广泛的应用。对于数据点动辄上万的现代化大型煤电机组而言，经典控制技术同样远未过时，实践证明，设备本身及其治理的可靠性基础非常关键，如果保证好了，大部分场景的经典控制依然适用。换言之，不能指望完全用不依赖于传统固定模型的智能算法，去解决或掩盖最基本要求的设备治理不佳、维护欠账等所有问题。对于新一代煤电而言，随着近年信息化、智

能化技术的飞速迭代升级，通过智慧技术和“科技兴安”，聚焦解决新边界、新对象、新约束等带来的操作响应不及时不精确、操作决策不科学不系统以及运维作业不高效不安全等重点问题，加快提升新质生产效率和效益，已处于新的攻坚发展阶段。

来源：电联新媒

<https://mp.weixin.qq.com/s/GY3HaLCiHVccrDpjnf8hmw>

国家能源局：组织开展能源领域氢能试点

6月10日，国家能源局官网印发了《关于组织开展能源领域氢能试点工作的通知》（国能综通科技〔2025〕91号）。通知指出，国家能源局将遴选部分项目和区域开展氢能试点工作，进一步推动创新氢能管理模式，探索氢能产业发展的多元化路径，形成可复制可推广的经验，支撑氢能“制储输用”全链条发展。

项目试点：依托项目试点推动氢能先进技术与关键装备推广应用，支撑开展各类标准可行性和有效性验证，探索技术先进、模式清晰、可复制推广的项目开发方案。项目试点由业主单位进行申报，以单一试点方向为主。相关项目原则上应已完成核准、备案等工作，确保试点项目顺利投运，商业模式清晰、成本效益明显、减碳效果突出，支持项目应用国家科技重大专项、国家重点研发计划、首台（套）重大技术装备、能源领域研发创新平台等攻关成果，支撑打造技术装备成果推广应用新场景、新模式、新机制，巩固提升氢能产业创新力、竞争力。

区域试点：依托区域试点推动建立健全氢能跨部门协作机制和管理模式，探索创新可持续的绿色价值实现机制，统筹衔接各类政策资源。区域试点由牵头城市进行申报，覆盖城市不超过3个，可统筹组织实施相关项目，覆盖氢能“制储输用”多个试点方向。相关城市应已系统开展氢能产业发展规划，供给消费规模效应明显，区域协调发展潜力突出，基础设施建设路径清晰，通过建立健全氢能项目管理规范，完善公共服务平台建设，探索可再生能源就近消纳和氢能绿色价值实现机制，发挥各类市场、各类资源对氢能产业的支撑作用。

试点方向：

（一）氢能制取

方向一：规模化制氢及一体化

在风、光、水电、核电、生物质资源丰富地区，开展规模化可再生能源制氢、核电制氢项目建设，并适应风电、光伏等波动特性。下游可一体化耦合氨、醇、航煤、炼化等场景。配套可再生能源项目上网电量比例不超过 20%，原则上不占用系统调节资源，制氢电解槽装机规模不低于 100 兆瓦（或气化产能不低于 20000 标方/时），电解槽运行负荷调节能力不低于 50%~100%水平。

方向二：先进柔性离网制氢

在深远海、沙戈荒、“高海边无”等电网薄弱地区，因地制宜开展离网制氢等试点，构建风光氢储一体化能源架构，探索先进离网制氢技术应用，实现离网构网支撑以及可再生能源出力、储能充放与电解槽负荷柔性协调，并开展商业模式创新。配套制氢电解槽规模不低于 10 兆瓦。

方向三：清洁低碳氢能综合开发

开展焦炭、氯碱、轻烃裂解等工业副产氢资源就近开发利用，鼓励化石能源制氢加装碳捕集利用装置，探索建设区域性、规模化高纯氢供应中心，支撑终端交通、发电等场景用氢需求，以及合成氨、合成甲醇、炼化、冶金等行业低碳发展。氢纯化规模不低于 5000 标方/时，其中，用于交通和发电领域氢气纯度符合 GB/T 37244-2018《质子交换膜燃料电池汽车用燃料氢气》标准。

（二）氢能储运

方向一：规模化、长距离输送

围绕大规模、长距离、跨区域氢气输运需求，开展管道（输送介质限可再生能源制氢）、液氢槽罐、更高压力管束等不同形式气氢和液氢技术试点，有效提高氢能输运效率和规模，降低输运成本。液氢工厂单套设备液化能力不低于 5 吨/天；单车运输能力不低于 600 千克；管道长度不少于 100 公里。

方向二：高密度、多元化储存

以安全可控为前提，开展高效率高压气态储氢、有机液体储氢、固态金属储氢、低温液氢储氢、岩穴储氢、氨醇载体储氢等氢储存技术试点应用，提高氢储存密度、储放氢效率、循环寿命、循环能耗等性能指标，推进技术材料工艺创新，支撑高密度、轻量化、多元化氢能储存体系建设和氢能应用场景拓展。单项目储氢规模不低于 20000 标方。

（三）氢能应用

方向一：炼油及煤制油气绿色替代

开展可再生能源制氢在炼油、煤制油气等生产过程的替代。配套建设可再生能源制氢和供应设施，持续优化可再生能源发电、制氢替代相关工艺流程，提高替代比例、反应效率，降低碳排放，支撑相关行业绿色转型。可再生能源制氢替代规模不低于 1000 吨/年。

方向二：氢氨燃料供电供能

结合场景应用需求，开展煤电掺氢/掺氨、燃气轮机掺氢/掺氨/纯氢发电等试点应用，支撑发电供能系统低碳化改造，提高能源综合利用效率，降低发电领域化石能源消耗和碳排放水平，并实现长期连续稳定运行。燃机类项目规模不低于 10 兆瓦，掺氢/掺氨比例不低于 15%；燃煤锅炉类项目规模不低于 300 兆瓦，掺氢/掺氨比例不低于 10%。

方向三：氢储能长时长效运行

开展“电—氢—电”氢储能场景和模式探索，配置制氢、储氢、氢发电等装置，支撑可再生能源更高渗透率消纳，电力的跨时间尺度存储和调节，以及离网和并网模式灵活切换运行。开展氢储能与其他储能系统协同控制，提高响应速度和能量转换效率，推动氢储能参与各类服务和市场。氢储能项目发电侧容量不低于 1 兆瓦，满功率连续发电时长不低于 4 小时，根据场景需求适当延长时长要求。

方向四：能源领域综合应用

建筑、工业园区等场景开展燃料电池热电联供，支撑相关场景清洁燃料深度替代；偏远地区等场景利用氢能进行分布式供电供能；数据中心、通信基站等场景探索氢能备用电源应用；以及能源领域氢能其他应用模式。相关项目燃料电池装机不低于 0.5 兆瓦。

（四）共性支撑

方向一：氢能实证实验平台

开展氢能关键装备实证验证和氢气品质管理，对碱性电解槽、质子交换膜电解槽、阴离子交换膜电解槽、新型储氢装置以及燃料电池等氢能关键装备开展实际工况验证，支撑测评标准体系

持续迭代优化，服务行业标准制定和验证。项目具备电解槽等串并联/混联、功率调度等多场景系统性能测试能力，以及编制发布国家和行业标准工作基础。

方向二：氢能低碳转型试点

在矿山、港口、物流、工业等园区，聚焦“可再生能源制氢—储氢/储能—多能互补”全链条技术集成与场景应用，打造以氢能为核心的零碳能源系统。以氢能“制储输用”全链条为枢纽，探索“绿电直连”和降碳价值实现机制，推动园区可再生能源规模化开发替代。园区交通、工业、建筑等场景 80%以上能源消费清洁化。

来源：能源先锋汇

https://mp.weixin.qq.com/s/dw5D1DajyUfvEP2UaM8C_Q?poc_token=HEigW2ijp-K-9BCUxydugN3Zp1wuaCJpwFjUtLN7

中国碳市场发展现状及政策体系

碳排放权交易制度作为市场配置资源的创新手段，成为国家推进生态文明体制改革的重大举措（图 1）。七试点的陆续启动，标志着我国碳交易从政策规划走向了实践，并逐步从试点走向全国（图 2）。

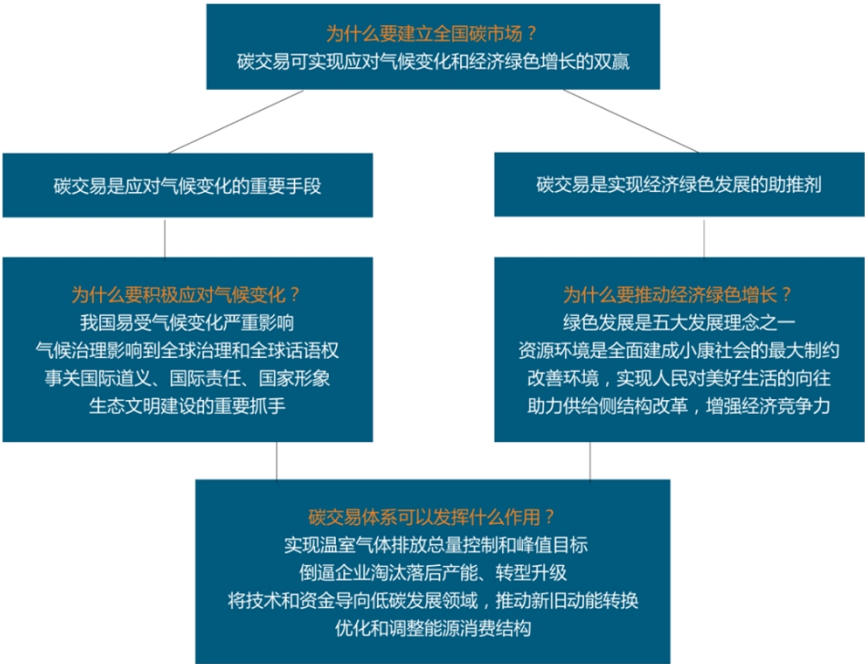


图 1 建立全国碳市场的重大意义

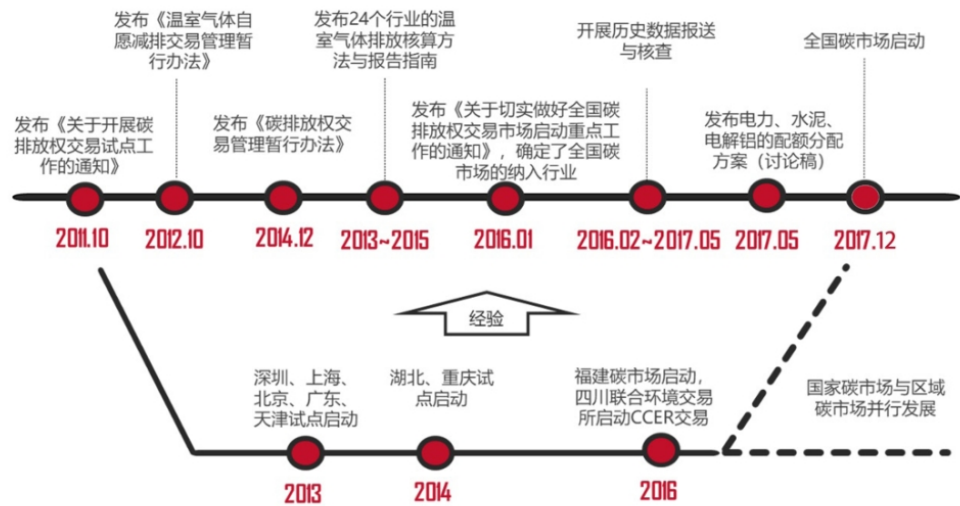


图 2 全国碳市场建设进程

2017 年底全国碳市场正式启动，尽管初期仅纳入发电行业，但碳交易覆盖总量已跃居世界首位。毋庸置疑，中国碳市场的运行效果将对全球应对气候变化和低碳发展产生重大影响。

01 政策体系

我国碳排放权交易政策体系分为顶层设计、配套细则与技术规范三部分（图 3-5）。顶层设计主要解决政府及参与主体权利、责任和义务方面的法律问题；配套细则主要从各个要素层面解决碳交易相关方的法律问题；技术文件则规定了相关方参与碳交易 的行为标准与规范。

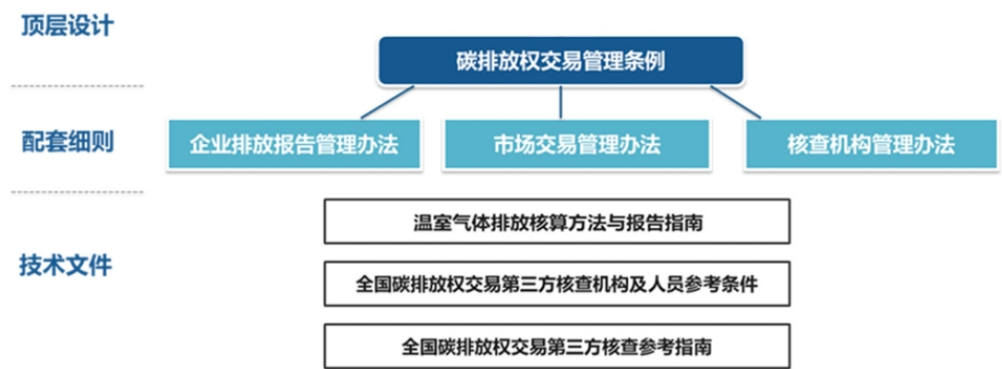


图 3 我国碳市场政策体系

2014 年 12 月，国家发改委发布《碳排放权交易管理暂行办法》（下简称《暂行办法》），为全国碳市场建设提供了法律基 础以及管理框架。此后，党中央、国务院的一系列重大决策中也

进一步强调了碳排放权交易机制建设的重要性。2015 年 4 月 25 日，中共中央国务院发布《关于加快推进生态文明建设的意见》，明确提出“建立节能量、碳排放权交易制度，深化交易试点，推动 建立全国碳排放权交易市场”。2016 年 3 月，《国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》提出“建立健全碳排放权初始分 配制度，推动建设全国统一的碳排放交易市场，实行重点单位碳排放报告、核查、核证和配额管理制度，健全统计核算、评价考 核和责任追究制度，完善碳排放标准体系”，碳市场建设成为了“十三五”期间落实国家绿色发展理念的具体抓手之一。

02 暂行办法

目前我国碳市场的建立和运行遵循的是《碳排放权交易管理暂行办法》。《暂行办法》是第一部国家层面碳市场法规，明确 了国家碳市场建设的制度框架和管理体系,对各主管部门的管理和职能进行了相应的安排。根据《暂行办法》，全国碳市场将采取两级管理模式，中央政府统筹规划，地方政府协同配合（图 4、表 1）。在覆盖范围、 配额分配等方面，地方被赋予较大的自主权和灵活性（图 5）。

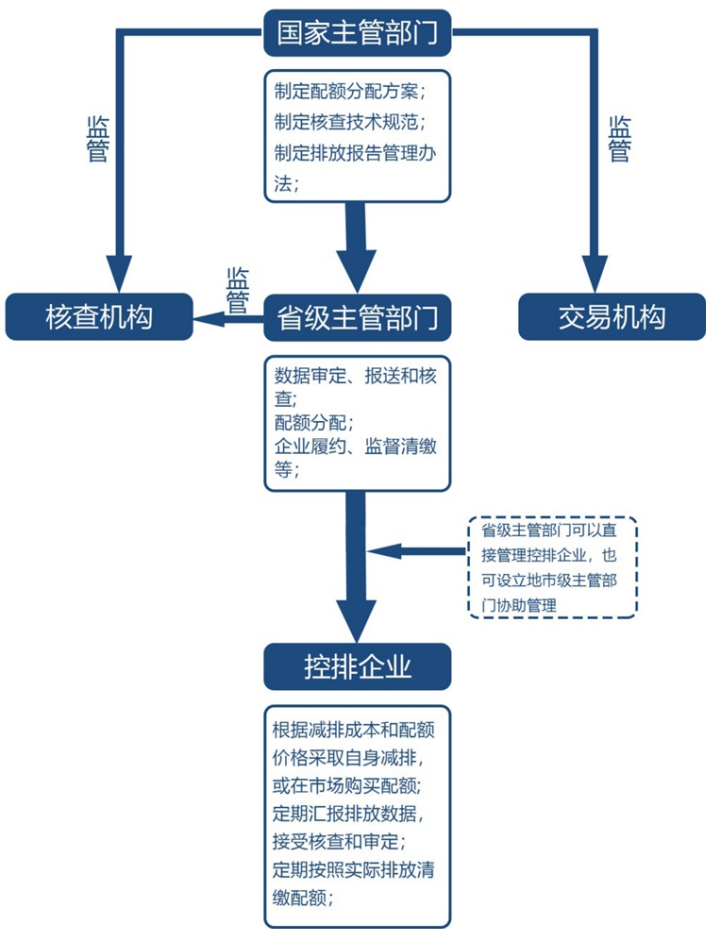


图 4 全国碳市场分级管理体系

表 1 管部门和地方主管部门的

	碳排放核算报告 和核查	覆盖范围	配额总量	配额分配	配额清缴	注册登记系 统	碳排放权交 易
国家 主管部门	制定核算报告和 核查标准， 第三方核查机构 备案	确定 纳入标准	确定 国家和地方 配额总量	确定分配 方法和标准	公布 清缴情况	建立 和管理系统	确定 交易机构
省级 主管部门	管理排放报告进 度，审核排放核查 报告，统计分析排 放数据，汇总报送 排放数据	根据国家标 准确定辖区 内重点排放 单位名单， 可扩大范围	/	根据标准进 行免费分 配，可从严 并进行有偿 分配	管理辖区内 重点排放单 位的配额清 缴	利用省级管 理员账户管 理辖区内的 配额分配和 清缴	管理辖区内 交易情况
地市级 主管部门	协助开展能力建 设	/	/	协助省级主 管部门开展 配额分配	督促企业履 约、协助开 展执法	协助组织地 方企业数据 报送	动员企业积 极开展交易

各省、自治区、直辖市结合本地实际，可制定并执行比全国统一的配额免费分配方法和标准更加严格的分配方法和标准。

各地方配额总量发放后剩余部分，可由省级 碳交易主管部门用于有偿分配。有偿分配取得的收益用于促进地方减碳以及相关的能力建设。

省级碳交易主管部门可适当扩大碳排放权交易的行业覆盖范围，增加纳入碳排放权交易的重点排放单位。

✓ 由于各省经济发展水平不均，节能减排潜力和难度差异较大，此举有利于地方根据实际情况合理制定分配方法，优化地区内配额分配，促进减排目标实现。

✓ 有利于鼓励地区积极建设碳市场，提高减排目标。

✓ 满足了七试点的政策延续性需要。对于目前各试点纳入企业而言，即使最终不在国家划入的控制排放企业范围内，也很有可能继续被纳入试点省市的碳交易系统。

图 5 地方政府在全国碳市场中的自主权

由于《暂行办法》属于国务院部门规章，没有行政许可设定权，对核查机构或控排企业违法违规行为处罚力度有限。基于碳 排放权交易的特殊性和全国统一市场的复杂性，我国碳市场迫切需要更高层级的立法，从法律上明确碳排放权交易主管部门的 职责范围，明确碳排放权的属性，明晰参与各方的权利与义务，对违法违规行为制定强有力的处罚手段，确保市场机制切实发 挥作用，促进市场制度健康稳定发展，最终实现控制温室气体排放的目标。

03 建设方案

2017 年 12 月，全国碳排放交易体系启动工作电视电话会议召开，《全国碳排放权交易市场建设方案（发电行业）》（下简称《建 设方案》）同步印发，标志着全国碳市场正式启动，《建

设方案》以“稳中求进”为原则，提出了全国碳市场建设的“三步走”战略，在发电行业基础上，未来将进一步考虑其他高耗能、高排放行业，“成熟一个行业，纳入一个行业”，逐步扩大市场覆盖范围。同时，《建设方案》作为当前和今后一段时期我国碳市场建设的指导性文，明确了全国的碳市场建设的重点任务，即“三大制度”和“四大系统”建设。需要重点建设的制度包括：MRV 制度、配额管理制度、以及市场交易的相关制度。四个支撑系统则包括：碳排放的数据报送系统、碳排放权注册登记系统、碳排放权交易系统以及结算系统。（图 6）



图 6 全国碳市场建设步骤及重点任务

04 全国碳市场建设进展

制度建设方面。2015 年以来，国家主管部门组织力量在《暂行办法》基础上，研究制定了《碳排放权交易管理条例》并上报至国务院审议，在 2016 年被列为立法计划预备项目，目前正在加快推动出台。与此同时，“碳排放核查管理办法”、“碳排放交易和注册登记系统管理办法”、“碳排放配额总量设定和分配技术指南”等相关配套规章和技术规范也正在积极筹备中。

配额分配方面。国家主管部门组织研发了电力、钢铁、有色、石化、化工、建材、造纸和航空行业的重点排放单位配额分配方法及全国碳市场配额总量设定方法，编制了《全国碳排放权配额总量设定与分配方案》，已于 2016 年底获国务院批准。以发电行业为例，主管部门委托支撑机构根据发电机组的装机容量和类型、生产条件、燃料品种等，研发了 11 条二氧化碳排放基准线。2017 年 4-5 月，在国家发展改革委组织下，就电力、电解铝、水泥行业重点排放单位排放配额分配方法在四川、江苏两省进行了试算和培训，并根据试算结果对配额分配方法进一步修改完善。

数据报送方面。目前，国家主管部门已经出台了 24 个行业温室气体排放核算和报告指南，分别于 2016 年 1 月和 2017 年 12 月组织了两轮数据报送工作。特别是在组织第二轮数据报送工作中，对重点排放单位制定和实施碳排放监测计划提出了明确要求，这些技术规范基本满足了现阶段全国碳市场重点排放单位碳排放核算和报告需求，下一步将根据使用情况进行修订完善。另外，国家主管部门还出台了排放数据核查的参考指南和相关规定指导数据报送，目前正在研究制定第三方核查机构管理办法和信用联合惩戒规定，进一步规范核查工作。

系统建设方面。目前，与排放数据报送相关的“企业温室气体排放数据直报系统的研究及建设”项目正由国家气候战略中心牵头承担，现已完成系统总体架构、业务流程、数据流向、网络拓扑等核心设计工作。注册登记系统和交易系统则分别由湖北省和上海市牵头承建，北京、天津、重庆、广东、江苏、福建和深圳共同参与建设和运营。国家主管部门负责制定这两个系统的管理办法与技术规范，并会同相关部门实施监管。

自愿减排市场方面。国家温室气体自愿减排交易注册登记系统已于 2015 年 1 月上线运行。截至 2017 年 3 月，经公示审定的温室气体自愿减排项目累计已达 2871 个，备案项目 1047 个，实际减排量备案项目约 400 个，备案减排量约 7200 万吨 CO₂ 当量（tCO₂e）。为进一步规范温室气体自愿减排项目开发、审定和减排量核证，提高管理效率，2017 年 3 月，国家发改委发布《CCER 暂缓受理备案申请公告》，暂缓受理温室气体自愿减排交易方法学、项目、减排量、审定与核证机构、交易机构备案申请，并着手组织修订《温室气体自愿减排交易管理暂行办法》，为尽早将 CCER 纳入全国碳市场创造条件。

全国碳市场建设已进入“快轨道”，碳市场将承担温室气体减排最重要的角色，包括准入门槛下降、企业数量大幅增加、配额分配进一步收紧等。未来几年全国碳市场将担负起两个重任：一是扩大碳交易体系的覆盖范围，实现更大幅度的温室气体排放；二是保持碳价的稳定上升趋势，刺激低碳技术的投资与应用。下一步将以本次机构改革应对气候变化职能转隶生态环境部门为契机，按照生态环境部关于“打通一氧化碳和二氧化碳”改革方向，全国碳市场建设将重点研究落实碳排放控制与大气污染的协同治理，保障应对气候变化各项任务的落实。

来源：碳排放权交易信息中心

<https://mp.weixin.qq.com/s/otpqEZSMk0nRnZ4MPTrWvA>

储能能量管理系统：能源变革新钥匙

在全球能源格局深度调整的当下，随着太阳能、风能等可再生能源的大规模开发与利用，能源领域正经历着一场前所未有的变革。但可再生能源固有的间歇性与波动性，给电网的稳定运行带来了诸多挑战。储能系统作为应对这一挑战的关键技术，应运而生。而储能能量管理系统，作为储能系统的核心控制单元，宛如一把精准的钥匙，解锁了储能系统高效运行的密码，在能源领域中扮演着举足轻重的角色，成为实现能源可持续发展的重要支撑。



储能能量管理系统的定义与内涵

储能能量管理系统（Energy Management System，简称 EMS），是一种集成了先进计算、通信、控制等多领域技术的智能系统，其核心使命在于对储能设备的运行进行全方位、精细化的实时监控、精准控制与优化管理。从微观层面看，它犹如一位精密的仪器操控师，时刻关注着储能设备内部诸如电池的电压、电流、温度等关键参数的细微变化，通过传感器和监测设备将这些数据实时采集，为后续的分析与决策提供第一手资料。



以常见的电池储能系统为例，EMS 不仅能够准确知晓每一块电池的实时电量（SOC，State of Charge），还能对其健康状态（SOH，State of Health）进行评估，就像医生为病人诊断身体状况一样，提前发现潜在问题，确保电池在最佳状态下运行。从宏观视角而言，EMS 更是一座连接能源生产与消费的智慧桥梁。在整个能源体系中，它统筹考虑能源的供应、存储与使用情况，根据不同时段的能源需求、电价政策以及电网运行状态等多方面因素，制定出最为合理的储能设备充放电策略。

在用电低谷期，当电力供应相对充裕且电价较低时，EMS 会控制储能设备积极充电，将多余的电能储存起来，如同在丰收季节储备粮食；而在用电高峰期，电力需求大增、电价攀升之际，EMS 又会及时指挥储能设备放电，补充电力供应，缓解电网压力，实现能源的时空转移，提高能源利用效率。无论是常见的电池储能，还是超级电容储能、压缩空气储能等各具特色的储能技术形式，EMS 都能凭借其强大的功能与灵活的适应性，实现对它们的精准驾驭与高效管理，确保储能系统在各种复杂工况下稳定、可靠、高效地运行。

工作原理大揭秘

数据采集：是储能能量管理系统感知能源世界的“触角”。各类传感器收集能源系统参数数据，如电池储能系统中的电压、电流、温度传感器，通过有线或无线方式将原始数据传输到数据处理模块，为后续分析决策提供资料，大型分布式储能电站需强大实时采集能力。



数据处理：是“智慧大脑”之一，承担对采集数据深度分析、建模和性能评估。先清洗数据，再用数据分析算法挖掘，建立数学模型评估储能系统性能，发现潜在问题和优化空间。

控制决策：是“指挥中心”，根据数据处理结果生成控制策略。依据电价、负荷等情况调度充放电，考虑储能设备健康等多因素，在复杂微电网还需协调多种能源关系，实现能源最优配置。

执行控制：是指令“执行者”，将控制策略转化为具体指令控制储能设备，与电池管理系统等通信传递控制参数，精确控制充放电，实现能源高效存储和释放，满足能源需求。

核心功能剖析

储能设备管理是储能能量管理系统的基础性功能，借助传感器实时监测储能设备关键参数，评估运行状态，提前发现故障隐患，维护设备稳定、延长使用寿命，能量平衡控制是核心功能之一，根据电网和负载实时需求，控制储能系统充放电，优化电能配置，维持电力供需平衡，尤其在可再生能源发电场景，能保障电力稳定供应，提高能源利用率。



电网支撑功能是对电力系统稳定运行的重要贡献，通过调整充放电行为，调节电网频率和电压，增强抗干扰和故障恢复能力，保障电网安全稳定，优化能源利用是重要价值体现，依据实时电价、能源供需及用户需求制定充放电策略，利用峰谷电价降低用户用电成本，在分布式能源区域实现能源就地消纳和优化配置，还能根据用户需求提供个性化能源服务。

应用领域与实际案例

电力系统

在电力系统中，储能能量管理系统扮演着至关重要的角色，犹如一位经验丰富的电力调度大师，通过对储能设备充放电的精准调度，实现对电网频率和功率的精细调节，为电力系统的稳定运行保驾护航。以某大型电网为例，在夏季用电高峰期，空调等制冷设备大量开启，电力负荷急剧攀升，电网频率出现下降趋势。

此时，储能能量管理系统迅速响应，控制分布在电网各个关键节点的储能设备快速放电，向电网注入有功功率，增加电力供应，使电网频率迅速回升并稳定在正常范围内。当电网负荷降

低，出现功率过剩时，储能能量管理系统又会及时指挥储能设备充电，吸收多余的电能，避免电网电压过高，维持电网功率的平衡。通过储能能量管理系统的有效调控，该电网在面对复杂多变的用电负荷时，依然能够保持稳定、可靠的运行，大大提高了供电质量和可靠性，减少了因电网波动而导致的停电事故，保障了居民和企业的正常用电需求。

可再生能源集成

随着可再生能源在能源结构中的占比不断提高，储能能量管理系统在协调风电、光伏等不稳定能源输出方面的作用愈发凸显，它就像一位协调高手，平衡着电力系统的供需关系，降低能源波动对电网的影响。在我国西部某大型风电场，风力发电受自然风速变化影响，发电功率波动较大。

当风速突然增大时，风电输出功率瞬间上升，若直接接入电网，可能会导致电网电压大幅波动，甚至威胁电网安全。储能能量管理系统实时监测风电输出功率和电网运行状态，当检测到风电功率快速上升时，立即控制储能设备快速充电，吸收多余的风电能量；当风速降低，风电输出功率减少时，储能设备则迅速放电，补充电力供应，使风电场输出的电能更加平稳、可靠。同样，在分布式光伏发电系统中，储能能量管理系统也发挥着重要作用。白天光照充足时，光伏发电量较大，储能能量管理系统控制储能设备储存多余的电能；夜晚或阴天光照不足时，储能设备放电，保障用户的持续用电需求。通过储能能量管理系统的协调作用，可再生能源能够更加高效地融入电网，提高了能源利用效率，促进了能源的可持续发展。

其他领域

储能能量管理系统的应用领域十分广泛，在电动车充电管理和工业生产调度等领域也发挥着重要作用，为不同场景下的能源高效利用提供了有力支持。在电动车充电领域，储能能量管理系统如同一位智能的充电管家，根据电网负荷情况和电动车需求，优化充电策略，降低充电成本，提高充电效率。在一些商业快充站，晚上电网负荷较低时，储能能量管理系统控制储能设备从电网充电，储存低价电能；白天用电高峰期，当大量电动车前来充电时，储能设备放电为电动车充电，减少了快充站在高价时段从电网购电的量，降低了运营成本。同时，通过合理调整充电功率和时间，避免了集中充电对电网造成的冲击，保障了电网的稳定运行，也为用户提供了更加便捷、高效的充电服务。

在工业生产中，储能能量管理系统又化身为一位精明的生产调度员，根据能源价格和生产计划，合理调度储能设备的运行，降低能源消耗成本，提高生产效率。某大型制造业企业，其生产

设备耗电量巨大，且对电力供应的稳定性要求较高。储能能量管理系统根据企业的生产计划和实时电价信息，在电价低谷期控制储能设备充电，储存低成本电能；在生产高峰期，利用储能设备放电满足生产用电需求，减少了从电网高价购电的费用。在遇到电网故障或停电时，储能设备还能迅速切换为备用电源，保障关键生产设备的持续运行，避免因停电而造成的生产中断和经济损失，提高了企业生产的连续性和稳定性，为企业创造了显著的经济效益。

未来发展趋势瞭望

成本下降

随着科技的飞速进步和市场竞争的日益激烈，储能系统成本下降已成必然趋势，这将极大地推动储能能量管理系统的普及与应用。在技术层面，新型储能材料的研发和应用不断取得突破。例如，固态电池技术逐渐成熟，其能量密度更高、安全性更好，有望大幅降低储能成本。在生产环节，规模化生产带来显著的成本优势。随着储能市场需求的迅速增长，各大企业纷纷扩大生产规模，通过自动化生产线和标准化生产流程，提高生产效率，降低单位产品的生产成本。以锂离子电池为例，过去十年间，由于技术进步和规模化生产，其成本下降了 80% 以上。储能产业链的不断完善和整合，也有助于降低成本。上下游企业加强合作，优化供应链管理，减少中间环节的成本损耗，使得储能系统的整体成本进一步降低。成本的下降将使储能系统在更多领域具备经济可行性，加速其在电力系统、可再生能源集成等领域的广泛应用，为能源转型提供强大助力。

技术创新与多能互补

未来，储能能量管理系统将更加注重技术创新与多能互补，通过融合不同储能技术，提升储能系统的可靠性与存储容量。不同储能技术各具优势与特点，如电池储能响应速度快、能量密度较高；超级电容储能功率密度大、充放电寿命长；压缩空气储能存储容量大、成本相对较低。将这些技术有机结合，实现优势互补，可构建更加高效、可靠的储能系统。在一个大型储能项目中，采用电池储能与压缩空气储能相结合的方式，在短时间内快速响应电力需求变化时，利用电池储能的快速充放电特性；在需要长时间持续供电时，则启用压缩空气储能，发挥其大容量存储的优势，从而满足不同场景下的电力需求。随着人工智能、大数据、物联网等新兴技术的不断发展，储能能量管理系统也将迎来技术创新的浪潮。利用人工智能算法对储能系统的运行数据进行深度分析和预测，实现更加精准的充放电控制和故障诊断；借助物联网技术，实现储能设备的远

程监控和智能化管理，提高运维效率，降低运维成本。这些技术创新将进一步提升储能能量管理系统的性能和智能化水平，推动储能行业的高质量发展。

智能化管理

随着智能网联、云计算、物联网等技术的迅猛发展，储能能量管理系统的智能化管理和应用拓展将成为重要发展方向，实现对系统的实时监控、故障诊断与精确控制，大幅提高系统的效率与可靠性。通过智能网联技术，储能能量管理系统可以与电网、分布式能源、用户终端等实现无缝连接，实时获取能源供需信息、电网运行状态等数据，实现能源的优化调度和协同运行。在一个分布式能源微网中，储能能量管理系统通过智能网联技术与太阳能板、风力发电机以及用户的用电设备相连。

根据实时的能源生产和消耗情况，自动调整储能设备的充放电策略，确保微网内能源的稳定供应和高效利用。云计算技术为储能能量管理系统提供了强大的数据处理和存储能力。系统可以将海量的运行数据上传至云端，利用云计算的强大计算能力进行实时分析和处理，快速生成决策指令，实现对储能设备的精确控制。

同时，基于云计算平台，还可以实现储能系统的远程监控和管理，运维人员可以通过手机、电脑等终端随时随地查看储能设备的运行状态，进行远程操作和维护，提高运维效率，降低运维成本。物联网技术则让储能设备具备了感知和交互能力。通过在储能设备上安装各种传感器和智能终端，实现对设备运行参数的实时采集和传输，储能能量管理系统可以根据这些数据及时发现设备的潜在故障，提前进行预警和处理，避免设备故障对系统运行造成影响，提高储能系统的可靠性和稳定性。

环境友好与可持续发展

储能能量管理系统的发展必须符合环境友好与可持续发展的要求，未来将更加注重减少对环境的污染和资源的浪费，推动清洁能源的发展。在储能技术的选择上，越来越多的关注点将放在环境友好型储能技术上。例如，钠离子电池、液流电池等新型储能技术，其原材料来源广泛、环境友好，且在生产和使用过程中对环境的影响较小，有望在未来得到更广泛的应用。

在储能系统的设计和运行过程中，也将更加注重资源的循环利用和节能减排。通过优化储能系统的结构和控制策略，提高能源转换效率，减少能量损耗；加强对储能设备退役后的回收和再利

用，建立完善的电池回收体系，降低对环境的污染，实现资源的可持续利用。储能能量管理系统还将在促进清洁能源发展方面发挥重要作用。随着全球对可再生能源的需求不断增长，储能系统作为可再生能源的重要配套设施，能够有效解决可再生能源发电的间歇性和波动性问题，提高可再生能源在能源结构中的占比，推动能源向绿色、低碳、可持续方向发展。在一些新能源发电项目中，储能能量管理系统通过合理调度储能设备，实现了太阳能、风能等可再生能源的高效存储和利用，减少了对传统化石能源的依赖，为应对气候变化和实现可持续发展目标做出了积极贡献。

总结

储能能量管理系统作为能源领域的关键技术，正以其卓越的功能和强大的适应性，在能源变革的浪潮中崭露头角。它不仅为储能系统的高效稳定运行提供了坚实保障，还在电力系统、可再生能源集成等众多领域发挥着不可或缺的作用，为解决能源供需矛盾、提升能源利用效率、促进能源可持续发展开辟了新的道路。从当前的发展态势来看，储能能量管理系统未来将在成本下降、技术创新、智能化管理以及环境友好等多个维度持续发力，不断拓展其应用边界，提升其性能和价值。随着这些趋势的逐步推进，储能能量管理系统必将在未来的能源体系中占据更加核心的地位，为构建清洁、低碳、安全、高效的能源新生态贡献更大的力量。让我们共同期待储能能量管理系统在未来创造更多的奇迹，引领能源领域迈向更加美好的明天。

来源：华若汀电能先锋

<https://mp.weixin.qq.com/s/NFIMMT4IHH9abfAx2a5drA>

岩层深处造“气”电 中国压缩空气储能领跑世界

在地下千米的岩层深处，一座能够储存百万度电能的“巨型充电宝”正在悄然改写世界能源格局。当 16 兆帕的高压成功冲破技术壁垒，当 100 兆瓦电力持续稳定输出 4 小时，中国在空气储能这一赛道上，以令全球瞩目的“加速度”一路疾驰。从年初湖北应城 300 兆瓦示范工程刷新世界纪录，到日前兰石重装斩获肥城项目 9996 万元大单，短短数月内，多项重磅成果接连涌现。而在这场意义非凡的能源革命背后，空气储能压缩机作为核心“心脏”设备，正凭借 100% 国产化的突破性进展，向世界揭秘中国在全球储能竞赛中的制胜密码。

化空气为超级电池 空气储能的中国答卷

当全球还在为储能技术路线争论不休时，中国已经用实实在在的项目实践证明：空气储能正从实验室走向能源革命的主战场。

目前，在内蒙古苏尼特左旗广袤的草原之下，一组人工地下硐室正进行着一场颠覆传统认知的能量游戏。在电网低谷时段，富余的电能驱动压缩机启动，将空气压缩至 16 兆帕的高压并储存起来。而当用电高峰来临，高压空气被释放，推动膨胀机发电，以 100 兆瓦的功率持续供电 4 小时。这种被形象地称为“空气变电池”的空气储能技术，其核心原理在于实现电能-压缩能-电能的循环转换。尽管这一过程中存在多次能量转换带来的损耗，但它所具备的削峰填谷、应急调峰等功能，对于构建新型电力系统而言，有着远超能耗损失本身的重大价值。

《2025 中国新型储能行业发展白皮书》（以下简称《白皮书》）明确指出，空气储能被列为最具发展前景的大规模储能技术。一个极具说服力的数据是，在今年全国新列入的 14 个储能项目中，空气储能项目占比高达 50%。这一数据背后，彰显的是中国对“双碳”目标的坚定践行。湖北应城 300 兆瓦级压气储能示范工程创造了单机功率、储能规模、转换效率三项世界纪录，并且关键装备实现了 100%国产化。江苏金坛 60 兆瓦级压气储能项目更是实现了非补燃技术的全球首秀，系统效率突破 70%。当全球还在为储能技术路线争论不休时，中国已经用实实在在的项目实践证明：空气储能正从实验室走向能源革命的主战场。

在整个空气储能系统中，空气储能压缩机堪称“心脏”级的关键装备。陕鼓集团总工程师王勇曾形象地比喻：“如果把储能系统比作人体，那么压缩机就是将电能转化为‘肌肉能量’的核心器官。”但空气储能压缩机的工作机理并不复杂：在电网用电低谷，利用多余的电力驱动压缩机，将空气压缩并存储；而在用电高峰时，释放高压空气推动发电设备，实现电能时间和空间上的灵活转移。可以说，这种能量转换过程的效率与可靠性，直接决定了整个储能系统的经济性与实用性。

与传统电池储能相比，空气储能具有三大天然优势：在规模方面，单站容量可达百兆瓦级，是锂电池储能电站的 10 倍以上；在寿命上，压缩机能够稳定运行 30 年，远超锂电池 5-8 年的更换周期；从环保角度来看，其全生命周期实现零污染物排放，彻底解决了电池储能面临的重金属污染难题。这也很好地解释了为何《白皮书》预测，到 2030 年空气储能装机占比将突破 30%，成为支撑碳达峰、碳中和“3060”目标的主力技术。

发力技术创新加快应用落地

值得一提的是，先进的空气储能技术还能够与风能、太阳能等不稳定的清洁能源协同运作，进一步增强了能源供应的韧性。

陕鼓集团在空气储能领域的探索，极具代表性。该公司总经理王建轩在接受中国工业报记者采访时介绍，陕鼓基于能源互联岛基础，创新推出的 EISS4.0 能源互联岛方案，融入了先进的空气储能技术。该方案在用电低谷时段，借助压缩机将空气压缩存储。用电高峰时，释放压缩空气驱动发电设备，不仅有效平衡了电力供需，还大幅提升了能源利用的稳定性与可靠性。“值得一提的是，这项技术还能够与风能、太阳能等不稳定的清洁能源协同运作，进一步增强了能源供应的韧性。”

王建轩以钢厂为例进行了详细说明：“以一年产能处于 400-500 万吨区间的钢厂来说，其每年的耗电量高达 10 亿度左右，节能降耗已经成为工业企业生存和长远发展的核心命题。同时，错峰用电作为一项重要举措，受到国家电网的大力支持，这对于保障供给侧的用电安全有着重要意义。”

实际应用成果是对技术实力的最佳证明。在湖北应城全球首台（套）300 兆瓦级空气储能示范电站项目中，陕鼓集团提供的核心压缩机组发挥了关键作用，助力该项目一举创造了单机功率、储能规模、转换效率三项世界纪录，充分彰显了陕鼓在空气储能领域的雄厚技术实力。

记者还了解到，从类型与结构来看，空气储能压缩机呈现出多样化的特点。离心式压缩机凭借大流量、中高压的出色适配能力，成为当下大型储能项目的主流选择，像江苏金坛 300 兆瓦压气储能项目便采用了此类压缩机。吉瑞石油天然气工程有限公司离心机技术负责人杨树茂表示，随着天然气管道朝着高压力、大口径、大流量的方向发展，离心式压缩机的应用也愈发广泛。以今年新推出的管道抢修用的车载压缩机为例，就具备诸多优点。此外，在储气库建设方面，国内以往多是小规模分期建设，如今开始直接建设大型储气库，类型也日益丰富，建设经验也在不断积累，目前最大的储气库能存储几百亿立方米天然气。在储气库建设中，离心压缩机扮演着至关重要的角色，例如在欧洲、俄罗斯等地的大型储气库中，使用离心机作为主设备效果良好。

国产力量崛起从研发到实践的全面突破

我国在新型空气储能技术领域已处于国际先进水平，从技术研发到工程示范，均引领全球发展。

近年来，国内企业与科研机构在空气储能压缩机技术研发与项目应用方面成果丰硕。沈鼓集团自 2018 年起针对储能电站用离心压缩机展开深入钻研，成功攻克多项关键技术难题，并牵头完成 60 兆瓦非补燃式空气储能电站压缩机组的研制工作。该机组随后应用于江苏金坛 60 兆瓦/300 兆瓦时盐穴空气储能发电国家示范项目，其运行流程紧密贴合电网调峰需求。在低谷储电、高峰发电过程中，沈鼓集团设计的多轴离心压缩机组系统，不仅满足了高温储热需求。还能应对宽背压调节难题，适用于频繁启停工况。此外，沈鼓集团还开发出储能系列模型机，优化机组气动设计，研究抗疲劳与转子稳定性计算方法，确保机组使用寿命。通过构建智能仿真控制系统，实现机组全自动控制，满足特殊技术要求。该压缩机关键技术已在多个项目中成功应用，为我国能源转型注入强大动力。

中国科学院工程热物理研究所同样取得重大突破，其研发的河北省张家口国际首套百兆瓦级先进空气储能示范项目压缩机，通过具有 CNAS 资质的第三方测试。该压缩机最高排气压力达 100.333 巴，变工况范围为 18%-118%，最高效率达 87.5%，达到国际领先水平。研究所历经多年努力，自主创新解决一系列设计与制造难题，突破多项关键技术，成功研制出具有完全自主知识产权的多级宽负荷压缩机，为我国空气储能技术发展树立新的里程碑。

展望未来，空气储能压缩机将朝着更高效率、更大功率密度、智能化控制、材料与制造创新以及成本降低与产业化的方向持续迈进。

在效率提升上，非补燃技术成为主流发展趋势，借助超临界储热、熔盐储热等前沿技术，进一步提升压缩热回收效率，向系统效率 80% 的目标发起冲击。功率密度方面，单机功率将从目前的 300 兆瓦级迈向 600 兆瓦级，满足百兆瓦级电站不断增长的需求。智能化控制领域，集成 AI 算法与物联网技术，实现压缩机全生命周期健康管理 with 自适应调节，提升系统运行的稳定性与可靠性。材料与制造创新层面，3D 打印技术将助力制造复杂流道叶轮，航空技术的引入将进一步提升压缩机性能。成本控制与产业化进程中，随着项目装机量的快速增长，压缩机单位成本有望下降 20%-30%，国产化率的不断提升也将进一步降低成本，推动技术大规模商业化应用。

中科院工程热物理研究所研究员陈海生指出，我国在新型空气储能技术领域已处于国际先进水平，从技术研发到工程示范，均引领全球发展。他认为，未来空气储能商业化将进入规模化发展阶段，但目前系统效率、规模及成本仍有提升空间。

空气储能压缩机作为实现大规模物理储能的核心装备，其技术的每一次进步都在推动空气储能朝着高效化、低成本化、智能化的方向大步迈进。在“双碳”目标的引领下，以及新型电力系统建设的浪潮中，空气储能压缩机将在电网调峰、可再生能源消纳等关键领域发挥不可替代的重要作用，成为构建零碳能源体系的坚实支柱。

来源：中国工业报

https://mp.weixin.qq.com/s/ZGGF5X94KdOvNN3x_X3AnQ

国外资讯

多国大规模停电频发 电力系统正在面临哪些挑战？

近期，大规模停电频发……从欧洲的西班牙到东南亚的泰国，电力系统的稳定性成为各国面临的共同挑战。

西班牙大停电

2025 年 4 月 28 日，一场突如其来的停电席卷西班牙和葡萄牙，伊比利亚半岛约 5000 万人在数小时内陷入黑暗。这场欧洲近 20 年来最严重的电力事故始于电网在短短 5 秒内损失了 15 吉瓦的电力供应，相当于西班牙当时全国需求的 60%。

初步调查显示，直接原因是西班牙西南部多个光伏电站因电压波动脱网，叠加电网频率失衡，最终导致系统崩溃。

作为欧洲可再生能源的“先锋”，西班牙 2024 年的电力结构中，风能和光伏占比已达 40%，若算上水电和核能，清洁能源比例超过 82%。然而，风光发电的间歇性和弱惯性特性，使电网失去了传统火电、核电等同步机组提供的频率缓冲能力。事故当天，西班牙气温飙升至 45℃，用电负荷创下历史峰值，而光伏出力在午后骤降，储能容量仅占需求的 0.3%，无法平抑供需缺口。更致命的是，西班牙电网与欧洲主网的互联容量仅占其装机量的 3%，远低于欧盟 15% 的目标，使其在危机时刻沦为“能源孤岛”。

但有人说：真正原因并非与新能源有关。

出人意料的是，西班牙政府 6 月 17 日发布报告说，4 月 28 日西班牙和葡萄牙大范围停电是由于电压激增、但电网和电厂等有关运营商未能有效应对引发的连锁反应。

西班牙副首相兼生态转型大臣莎拉·阿格森在新闻发布会上说，大停电最根本的原因是电压瞬间激增，即电压浪涌。然而，西班牙电力系统“电压控制能力不足”，原因包括规划不充分以及应对不足。由于误判，激增的电压没有及时得到吸收，引发了一系列“无法控制的连锁反应”。

依据西班牙政府调查，4 月 28 日那天清晨电网不稳定，导致电压浪涌。一方面，西班牙电网公司本应在浪涌引发连锁反应之初开启足够多的火力发电厂，以帮助平衡电压波动。但公司“规划不周”“经过一通计算，认为当时没这个必要”。

另一方面，一些发电厂面对突发情况立马采取预防性关闭措施，断开与电网连接，但它们其实应保持“在线”，以吸收过高的电压。

来源：央视新闻客户端

法国大停电

5 月 24 日，法国东南部滨海阿尔卑斯省（Alpes-Maritimes）遭遇大规模停电，导致戛纳、尼斯等多个城市约 16 万户家庭断电，并波及正在举行的第 78 届戛纳电影节。此次事件引发了法国政府的高度关注，检方迅速展开刑事调查，初步证据指向人为破坏。

停电发生于当地时间 5 月 24 日上午 10 点左右，主要影响戛纳及其周边地区，包括尼斯、昂蒂布（Antibes）等城市，以及部分内陆城镇。法国输电系统运营商 RTE 称，此次事故导致约 16 万户家庭停电，并造成交通信号灯瘫痪、商店停业、银行取款机无法使用，以及火车服务中断。停电期间，交通拥堵严重，戛纳火车站信息显示屏失灵，乘客滞留；部分商家仅接受现金交易，城市公共服务陷入短暂停滞。

泰国对缅断电

与欧洲的技术性停电不同，2025 年 2 月泰国对缅甸的断电行动展现了能源的地缘政治属性。为打击边境电诈园区，泰国切断了对缅 5 个区域的电力、燃油和网络供应，涉及 20 兆瓦负荷。然而，缅甸的电诈园区通过屋顶光伏、柴油发电机和星链卫星网络，迅速恢复了运营。据了解，妙

瓦底园区囤积数十万升燃油，安装大量光伏板，甚至以每月 10 万美元租用星链设备，构建起独立能源-通信体系。

据缅甸电力与能源部发布的数据，2025 年初全国日发电量已降至 2000 兆瓦以下，远低于国家每日 4400 兆瓦的电力需求，仅能满足约 55% 的需求。而 2024 年，缅甸每天能生产出 2800 兆瓦左右的电力。对缅甸来说，停电已是家常便饭。

如何应对？

在应对缺乏供电这方面，缅甸居民应该颇有经验。位于缅甸西海岸的若开邦，一名电器店主表示，近年来购买太阳能电板、电瓶、逆变器、充电灯泡的居民越来越多。以前，只有那些没有普及家用电的偏远地区，民众才会购买使用太阳能板。

在妙瓦底，家用太阳能的销量也明显增加。光伏设备在缅甸日益普及。

在西班牙大停电事件中，国际能源署（IEA）分析师 Maria López 分析认为“此次事件是欧洲向零碳电网转型的‘压力测试’，暴露了柔性调度与储能短板的致命性。”为了提高电网在高可再生能源渗透率下的稳定性和可靠性，未来需要加强电网的柔性调度能力、储能系统建设，提升电网的“黑启动”能力，并加强与邻国电网的联动合作。

同时，在系统方面，需构建“源-网-荷-储”协同的新型电力系统。西班牙停电后提出的 200 亿欧元电网韧性计划，包括升级 40% 变电设施、引入 AI 预测系统等，正是对此的回应。

政策层面，能源安全与气候目标的平衡成为关键。欧盟在坚持 2030 年 42.5% 可再生能源目标的同时，将电网投资目标提升至 5840 亿欧元，重点加强跨境互联和储能。西班牙则通过税收优惠加速户用光储一体化，2025 年户用储能装机同比增长 37%。

面对大规模停电，光伏的意义不仅是技术突破，更是对能源的兑现。“光伏与储能结合带来了电，夜晚便不再是黑暗的牢笼。”

来源：光伏资源

<https://mp.weixin.qq.com/s/dQtnIK-Nw0cKnYnCaBlqxw>

全球绿色液体燃料发展态势及我国发展策略

实现“双碳”目标迫切要求我国加快能源体系的全面重塑。相比电气化与氢能发展路径，绿色液体燃料以其高能量密度、易存储运输和强终端设备兼容性等优势，正逐步从低碳能源的备选方案成为能源转型的重要支柱。本文系统总结全球绿色液体燃料产业发展的技术路径、应用场景，结合我国产业发展基础，提出相应政策建议。

一、绿色液体燃料技术路径：传统路径巩固发展，新兴路径加速突破

绿色液体燃料原料可再生、生产过程低碳、终端使用环保，具有全生命周期减碳效应。主要包括五大类，分别为生物柴油、燃料乙醇、可持续航空燃料（SAF）、可再生甲醇和可再生氨。其中，生物柴油和燃料乙醇已在全球公路运输领域大规模应用，SAF、可再生甲醇和绿氨则正快速迈向产业化。当前全球绿色液体燃料技术发展路径主要呈现出以下四个特点：

一是传统生物燃料技术路径成熟，仍具增量空间。目前生物柴油采用酯交换工艺制备，已实现规模化应用，工艺成熟、投资成本低，成为绿色液体燃料产业化最早、普及度最高的技术路径之一。根据国际谷物理事会（IGC）与德国 UFOP 联盟发布的最新数据，2024 年全球生物柴油（含 FAME 与可再生柴油 HVO）产量达到 7630 万吨，较 2023 年增长 7%。近年来，美国、巴西、印尼生物柴油产量快速扩张，三国产量合计占全球近 60%。原料结构方面，全球生物柴油生产仍以植物油为主，占比达 73%，其中棕榈油、大豆油、菜籽油分别占 36%、23%和 14%；废弃油脂与动物脂肪的应用比例上升至 14%和 5%。为缓解“粮燃冲突”与粮食安全风险，欧盟等地区加速向废弃油脂、非粮作物油等可持续原料转型，并通过《可再生能源指令 II》（RED II）设定限制门槛，要求传统粮油原料占比逐年下降。总体看，传统生物柴油路径凭借工艺成熟、基础设施兼容等优势，已成为公路运输、农业机械等领域低碳替代的重要力量。未来在全球政策激励和原料结构优化的双轮驱动下，该路径仍将在中短期内保持较大增量，尤其在印尼、巴西等资源禀赋型国家展现出强劲增长潜力。

二是加氢路径快速拓展，具备一定的规模化基础。利用废弃动植物油脂加氢脱氧制备可再生柴油（HVO）与可持续航空燃料（SAF）技术，具有无需改造发动机、性能与传统燃料高度兼容等优势，已成为当前绿色液体燃料中产业化推进最快的路径。截至 2024 年，全球 HVO 和 SAF 生产能力持续扩张，芬兰 Neste 公司已建成全球最大规模的可再生燃料产能，计划至 2027 年提升至 680 万吨/年，进一步巩固其行业主导地位。美国 2024 年可再生柴油产能达到约 1500 万吨，其中

Valero Energy 在得克萨斯州 Port Arthur 投产了年产 2.35 亿加仑的可持续航空燃料设施。总体看，加氢路径凭借工艺成熟、终端替换成本低、政策支持力度大等优势，正加速在航空、航运等难以电气化的领域形成规模化应用，预计未来 5 年全球市场占比将持续攀升。

三是废弃物气化合成路径技术示范加速，是未来能源转型的重要支撑。废弃物气化合成技术通过将农业秸秆、林业残余等生物质气化生成合成气，再经费托合成或甲醇合成工艺转化为第二代燃料或可再生天然气，具备突破原料瓶颈、提升碳减排效率的重要潜力。根据国际能源署 2024 年数据，全球已有 43 个生物质气化示范项目投运，另有 14 个项目在建，应用范围涵盖合成燃料与热电联产。其中，奥地利 Güssing 气化厂累计运行超过 10 万小时，年产电力约 1.6 万兆瓦时、热能 3.6 万兆瓦时，在当地能源结构中占据重要地位，成为废弃物气化技术商业化应用的典范。在北美，加州大学河滨分校与 Taylor Energy 合作建设的森林生物质气化试点项目，采用声波强化气化技术，日处理能力达 5 吨，成功生产符合管网标准的可再生天然气。总体看，尽管废弃物气化路径在投资成本与工艺复杂性方面仍面临挑战，但在欧美、加拿大等原料富集、政策支持地区已率先形成应用示范。随着技术迭代和规模效应释放，预计该路径将在未来能源转型体系中占据重要一席，成为支撑绿色液体燃料增量的重要支撑方向。

四是电合成路径经济性进一步提升，有望引领未来零碳技术前沿。电合成技术通过绿电电解水制氢，并与二氧化碳合成绿色甲醇或绿氨，被视为实现能源系统零碳排放的终极路径。绿色甲醇技术比较成熟，运输储存便利，具备良好商业化基础；绿氨能效高、应用潜力大，但仍面临安全性与燃烧稳定性等技术挑战。截至 2024 年，全球电合成布局加速推进，我国绿色甲醇项目数量爆发式增长，累计超过 90 个，合计产能超 2400 万吨，较 2023 年底增长 2.3 倍，累计投资金额超过 4300 亿元。绿氨领域，根据国信证券测算，在绿电价格为 0.3 元/千瓦时，生产成本可控制在 4500~4600 元/吨，初步具备与传统灰氨竞争的潜力。技术路径方面，绿氨合成已实现电解水制氢、深冷空分制氮与哈伯-博世工艺的高效集成。当可再生能源电价降至 0.02~0.03 元/千瓦时、绿氢成本低于 14 元/千克时，电合成甲醇有望率先在我国东部沿海地区实现边际平价，预计窗口期在 2030 年前后。为进一步提升电合成路径经济性，应加快推进“废弃物生物转化+绿电电合成”双路径耦合发展，充分利用废弃物工艺过程中产生的二氧化碳、余热与副产氢，有望提升资源利用效率，降低系统运行成本。总体看，电合成技术在政策激励与技术进步双重推动下，已迈入示范放量阶段，未来将在交通燃料、化工原料等领域发挥核心支撑作用。

二、绿色液体燃料应用领域：重点行业率先启动，多元场景加快拓展

当前，全球绿色液体燃料应用呈现掺混比例提升、使用边界拓展、示范项目提速等趋势。相比电气化和氢能路径，其具备能量密度高、运输便利、设备兼容性强等优势，已成为重点行业的“即用型”低碳能源。随着技术成熟与政策推动，其应用正由公路交通领域，向航运、航空、储能等多元场景加速延伸。

一是全球公路交通领域生物燃料应用持续扩展。乙醇汽油（E10 - E20）与生物柴油（B5 - B20）已广泛应用，可实现 5%~8%的减排效果，且无需大规模改造现有车辆。我国于 2024 年启动 22 个生物柴油推广应用试点，重点覆盖物流、环卫、邮政快递等领域。美国爱荷华州 E15 汽油销量同比增长 45%，生物柴油掺混燃料销量达 5.16 亿加仑，其中 B20 及以上占 2.45 亿加仑。印尼推进 B40 政策，计划 2025 年实现 B50 掺混；泰国以 B7 为主、B20 为补充，年内生物柴油消费预计增长 6%；菲律宾则推进生物柴油从 B3 向 B4、B5 过渡。整体看，生物燃料掺混比例提升成为东南亚及美洲国家交通减排的重要抓手。

二是可持续航空燃料（SAF）已成为航空领域碳减排的重要路径。全球航空燃料年需求超过 3 亿吨，但现有 SAF 供应远无法满足增长目标。欧盟计划到 2030 年将 SAF 掺混比例提升至 6%，预计需 280 万吨；美国能源信息署预计 2024 年美国 SAF 生产能力达 140 万吨，主要来自加州 Phillips 66 Rodeo 和得州 Valero Diamond Green 项目。我国于 2024 年启动 SAF 试点，已有 12 个商业航班在 4 座机场使用 SAF，计划 2025 年进一步扩大应用。总体看，全球 SAF 产业亟需加快产能建设，以应对到 2030 年预计达 1000 万吨的潜在供应缺口。

三是航运业减碳路径集中于绿色甲醇与绿氨应用。丹麦物流公司马士基集团订购 25 艘甲醇动力集装箱船，部分船舶由中国扬子江船业集团有限公司建造，计划于 2027 年前全部投入运营，预计年减排二氧化碳约 270 万吨，并通过长期协议确保到 2027 年为双燃料船队提供超过 50%的绿色甲醇需求。此外，马士基完成了首艘大型船舶“Maersk Halifax”的甲醇动力改造并重新投入运营。目前来看，甲醇燃料船舶的建造和运营经验日益丰富，相关基础设施不断完善。绿氨方面，日本邮船公司（NYK）于 2024 年 8 月建成全球首艘商用氨燃料拖船，计划 2026 年交付首艘氨燃料中型气体运输船；韩国将于 2025 年初开展为期 500 小时的氨燃料混合动力船舶海上测试。2024 年，全球范围内全年累计氨燃料双燃料船舶新订单约为 27 艘。尽管订单有限，绿氨在技术进展和政策推动下有望成为国际航运重要燃料选项。

四是绿色甲醇与绿氨在储能与调峰应用领域加快布局。国家发展改革委、国家能源局发布《煤电低碳化改造建设行动方案（2024—2027 年）》，提出煤电机组 10%以上绿氨掺烧目标。皖

能铜陵 300 兆瓦机组已实现 10%~35%掺烧，氨燃尽率达 99.99%；神华台山 600 兆瓦机组完成国内最大规模掺氨试验。当前绿氨成本 4500~4600 元/吨，掺烧 10%时度电成本上升 0.13 元/千瓦时；绿电降至 0.1 元/千瓦时后，绿氨成本可降至 2500~2600 元/吨，度电成本增幅缩减至 0.03 元/千瓦时，碳价 150 元/吨时有望低于纯煤电。2024 年 11 月，北京建成全国首个跨兆瓦级氨煤智能混燃试验平台，标志我国绿氨掺烧进入规模化验证阶段。

三、关于我国多措并举加快绿色液体燃料规模化突破与体系化布局的相关建议

目前，全球绿色液体燃料产业发展格局初步形成，主要经济体加快战略布局。美欧通过财政支持与强制掺混推动市场形成，巴西、印尼依托原料优势巩固供应主导地位。我国具备可再生资源基础好、制造能力强等多重优势，具备推动绿色液体燃料规模化突破的良好条件。为抢占绿色液体燃料新一轮产业发展主动权，应在耦合示范、技术攻关、场景开拓、标准建设与机制集成等关键环节统筹发力，加快构建自主可控的绿色液体燃料发展体系。

第一，加快废弃物生物转化与电合成路径耦合示范应用。依托华东、珠三角等废弃物与绿电资源富集地区，建设 10 万吨级 HVO 与电合成甲醇综合示范项目，打通废弃物生物转化产生二氧化碳与副产氢直接供给电合成的全流程，实现能量和物质的高效闭环利用，为未来大规模推广奠定工程基础和成本标杆。

第二，强化电合成与氨燃料关键技术自主创新能力。依托国家重大科研计划和产业创新平台，聚焦电合成催化剂寿命提升、绿氨燃烧氮氧化物排放控制等核心技术攻关，形成产学研联合体，加快推进设备与工艺的国产化进程，构建绿色液体燃料产业自主可控的技术体系和装备支撑体系。

第三，抢占航空航运绿色燃料应用的先导市场。针对航运和航空领域低碳燃料替代需求，推动制定甲醇燃料船、氨燃料船动力标准，完善安全与排放规范体系；设立可持续航空燃料（SAF）采购补贴专项，引导航空公司实现既定掺混目标，率先形成规模应用，带动产业链整体提升。

第四，建立统一的绿色液体燃料生命周期碳核算标准体系。制定发布《绿色液体燃料碳足迹核算指南》，明确各类路径的生命周期减排系数、原料可持续性要求及核算边界条件，作为财政补贴、税收优惠、绿色金融支持等政策依据，确保绿色液体燃料产业规范、可持续、高质量发展。

第五，一体化推进原料供应、燃料生产与碳交易体系建设。以废弃油脂和农业废弃物为重点，加快建立分级回收、质量溯源体系，保障绿色液体燃料原料供给的可持续性与可追溯性。同时，将绿色液体燃料纳入国家温室气体自愿减排交易（CCER）和低碳燃料标准（LCFS）机制，提升燃料端减碳收益，增强整体经济性，形成原料、燃料、碳市场一体化发展模式。

来源：中能传媒研究院

<https://mp.weixin.qq.com/s/4DuR8D104XKG8kAZ5nTNsA>

《能源科技简讯》2025 年第 6 期是新型电力系统技术研究中心科技情报研究所编发的第 630 期能源科技情报研究材料，不妥或疏漏之处，敬请领导和同事批评指正，您的宝贵意见将是我们不断提升、不断推陈出新的动力。

联系人：张媛媛 电话：010-80732243 邮箱：zhangyuanyuan@cdt-kxjs.com