



纪念中国人民抗日战争暨世界反法西斯战争 胜利80周年大会



协会企业携手共建 构建资源共享 优势互补的党建新路径

7月29日，在“红七月”中央关于学习“八项规定精神”活动收官之际，协会和江苏省循环经济协会、江苏省物流产业促进会、中建生态环境集团华东公司等四家单位，共同在南京市江北红色广场举办了“深化纪律意识 传承红色基因”主题党建共建活动。此次活动旨在通过实地研学、座谈交流等形式，以高质量党建活动传承红色精神、强化纪律意识，探索高质量发展新路径。

江北红色广场展馆，聚焦1919-1949年江北革命史，围绕“两浦星火 革命洪流”“疾风劲草 北岸屹立”“救亡烽火 坚持抗战”“激战三浦 解放南京”四大主题，通过文物、影像等史料，全方位、多角度，展现了江北地区的革命先驱及卓绝斗争，彰显江北革命在党和中国革命的发展史、中国工运史中的重要地位和杰出贡献。

在王荷波事迹展厅，大家重温中央监察委员

会首届主席王荷波同志组织浦镇党小组、开展卧轨斗争、肃清党内投机分子等革命事迹，学习王荷波同志“品重柱石”的精神，坚守初心，勇于担当。

座谈会上，中建生态集团华东分公司介绍了公司践行新时期生态文明理念的情况，其业务涵盖低碳综合能源管理、“双碳”咨询技术服务和产品开发等领域，以及为服务长三角绿色发展、生态修复开展的一系列创新实践及取得的成果，展现了企业的社会责任感和行业标杆地位。

各方相互交流了进一步推进江苏生态环境建设的意见建议。表示要继续探索形成“党建引领+实践转化”发展新模式，共同搭建合作桥梁，携手促进高质量绿色发展，共同谱写新时代生态文明新篇章。

目录

CONTENTS



热点新闻 / HOT NEWS

- 04 国家能源局召开2025年第二次能源监管工作例会
- 05 省长许昆林在国网江苏省电力公司走访慰问
- 06 江苏能源监管办召开2025年上半年厂网联席会议
- 07 长三角省（直辖市）间绿电交易规模创新高
全国首个省级开源创新生态模式在江苏诞生
- 08 江苏电网用电负荷四创新高 达到1.55亿千瓦
- 09 江苏省新型电力装备制造业创新联盟成立大会暨产业技术人才交流会在扬中举办



形势分析 / ATTENTION & THINKING

- 10 上半年全国能源形势发展
- 11 上半年全国可再生能源并网运行情况
- 12 上半年全国可再生能源绿色电力证书核发及交易数据
- 13 上半年全国能源重点项目投资建设情况
- 14 中电联：2025年电力供需形势预测
- 15 我国天然气市场年中行情展望
- 18 上半年我省经济运行总体平稳、稳中有进
- 20 7月我省电力及天然气运行情况

专家视野/EXPERT VISION

- 21 中国新型储能从规模化迈向高质量发展新阶段
——解读《中国新型储能发展报告（2025）》 陈军
- 23 明确路径 改革创新 零碳园区建设驶入“快车道”
——解读《关于开展零碳园区建设的通知》
潘小海 张英健
- 26 为全国统一电力市场计量结算工作筑牢根基
——解读《电力市场计量结算基本规则》
陈玮 王鑫根 张舸 陈晓东

政策·风向标/POLICY·WIND VANE

- 29 中共中央办公厅 国务院办公厅
关于推进绿色低碳转型加强全国碳市场建设的意见
- 32 国家发展改革委 国家能源局关于完善省内天然气管道运输价格机制促进行业高质量发展的指导意见
- 34 国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司
关于2025年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知
- 36 我省优化电网侧新型储能项目规划管理工作
- 36 我省开展2025年度江苏省产品碳足迹核算认证奖励工作
- 37 《江苏省零碳(近零碳)工厂培育建设工作方案(2025-2027年)》印发
- 38 《江苏省2025年大气污染防治工作计划》印发



- 38 我省多措并举促进民营经济绿色发展
- 39 《江苏分布式新能源聚合参与省内绿电市场交易试点实施方案》发布
- 39 《江苏省产业能效指南（2025年版）》发布
- 40 常州发布《国家碳达峰试点（常州）实施方案》

发展方略/DEVELOPMENT STRATEGY

- 42 国华投资江苏分公司：匠心“质”造步铿锵
——写在荣获“中国电力优质工程”之际 柏成
- 46 从“开拓者”到“领航者”
——华能南通电厂打造长三角“能源新地标” 周菁岑
- 49 协鑫能源科技股份有限公司：锚定No.1
开辟数字与科技加持下的综合能源转型路 赵伟
- 53 省国信集团：用实干担当锻造能源保供“新”引擎
倪敏 许愿

行业规治/INDUSTRY GOVENANCE

- 56 中资新能源企业境外纠纷回归内地仲裁的可行性与实践
——以常州仲裁委员会（江苏新能源争议仲裁中心）
案例为视角 梁婷 高磊

工程项目/PROJECT STAUS

- 58 国信沙洲百万千瓦机组扩建项目顺利完成“双投”目标
- 58 华能太仓2×100万千瓦机组扩建项目5号机组
168小时满负荷试运行一次成功
- 58 华电江苏望亭发电厂二期燃机项目6号机组
投入商业运行
- 59 我国首个大规模盐穴储氢工程启动
我省海上单机容量最大风电机组顺利吊装
华能江苏公司首个海上风光同场试点项目成功备案
- 60 江阴苏龙2×66万千瓦四期扩建项目开工
悦达灌东150MW渔光互补项目全容量并网
我省首座风光渔一体化半潜式海洋牧场项目
“国能黄海1号”顺利吉水

江苏能源

2025年第4期（总第82期）



主办：江苏省能源行业协会

《江苏能源》编辑委员会

主任：徐国群

主编：李想

副主编：黄蓉

编辑：黄蓉 刘志华

封面题字：桑作楷

编印单位：江苏省能源行业协会

地址：南京市建邺区庐山路246号金融城3号楼9层

邮编：210019

电话：025-86738270

E-mail: jsea2011@126.com

印刷：江苏新华日报印务有限公司

编印周期：双月每期

印刷日期：2025年9月10日 印数：1740 本

发送对象：协会会员单位

《江苏能源》2012年2月创办

内部资料·免费交流 如有印刷问题或装订、
投寄错误、请与本单位联系

副主任（按姓氏笔画）

| | | | | |
|-----|-----|-----|-----|-----|
| 丁旭春 | 丁辉 | 刁保圣 | 马则良 | 王多宏 |
| 王菊林 | 王粤涛 | 王颖 | 牛国君 | 冯庆斌 |
| 冯树荣 | 宁海峰 | 朱伟 | 朱建刚 | 朱建德 |
| 向昌明 | 许兴祥 | 庄建新 | 刘永生 | 孙建 |
| 严倪芳 | 杜杰 | 李山 | 李世中 | 李洪友 |
| 李银显 | 吴宁 | 杨金才 | 杨惠新 | 沙伟 |
| 沙建华 | 沈群 | 沈钧 | 张佩良 | 张洪志 |
| 张铨平 | 陆焯 | 陈刚 | 陈顺全 | 陈炯 |
| 陈维亚 | 邵衍伟 | 罗乾 | 季伟 | 季明彬 |
| 侯新建 | 周明 | 赵军 | 赵建国 | 胡歙眉 |
| 查申森 | 柳扣林 | 姜冰 | 官罗建 | 费智 |
| 秦艳 | 袁军 | 莫俊武 | 顾素平 | 钱俊 |
| 奚林根 | 高劲松 | 高武军 | 郭磊 | 郭亚斌 |
| 黄澔 | 曹庆伟 | 康林林 | 章雅 | 蒋跃军 |
| 储荣清 | 雷鸣 | 潘龙 | 薛文顺 | |

委员（按姓氏笔画排列）

| | | | | |
|-----|-----|-----|-----|-----|
| 马丙周 | 王丙化 | 王国兴 | 王晓 | 王爱军 |
| 王谅 | 文学 | 文彬 | 包晓明 | 刘坡 |
| 刘润华 | 孙昊明 | 严实春 | 李文彬 | 李国斌 |
| 李斌 | 吴江 | 沙友平 | 张文祥 | 张苏闽 |
| 周小犇 | 宗伟刚 | 赵龙生 | 胡日明 | 胡文龙 |
| 保伟中 | 施曙光 | 闻捷 | 姜旭舟 | 姚长兴 |
| 钱勇武 | 徐爱军 | 盛少清 | 盛澍 | 谢伟华 |
| 解其林 | 薛晓丹 | | | |

国家能源局召开2025年第二次能源监管工作例会

7月24日，国家能源局在京召开2025年第二次能源监管工作例会，深入学习贯彻党中央、国务院有关决策部署，落实全国能源工作会议和监管工作会议要求，总结上半年成绩，通报有关情况，交流典型经验，布置下半年重点任务。

会议指出，今年上半年，各能源监管机构在国家能源局党组坚强领导下，牢牢把握能源监管政治属性、人民属性、经济属性和社会属性，扎实开展深入贯彻中央八项规定精神学习教育，深入推进全国统一电力市场建设，着力强化能源监管执法权威，大力优化用电营商环境，积极推进能源监管改革创新，较好完成各项任务。

会议强调，要完整准确全面

贯彻党中央决策部署，进一步把握能源监管新形势新任务，以高度的政治自觉、精湛的业务能力、严实的工作作风、精诚的协作精神，狠抓各项工作落实。坚持不懈用党的创新理论凝心铸魂，深度融合党建和监管业务，推进学习教育常态长效，深化全面从严治党，提升派出机构凝聚力和战斗力。加强电力供需监测预警，强化能源保供和供电服务监管，发挥市场机制保供作用，保障迎峰度夏电力稳定可靠供应。**推进省级现货市场建设，推动“1+6”基础规则体系落地实施，统一规范各地市场制度规则，加强各层次市场、交易品种、交易时序和价格机制等高效衔接，确保全国统一电力市场年底前初步建成。**深入开展电力领

域综合监管，提炼现场监管成果，分类做好约谈、通报、行政处罚等工作，健全综合监管长效机制机制。统筹煤炭、油气、煤电等重点领域监管，创新监管方式，减少检查频次，抓好督促整改，促进能源市场平稳有序运行。细化落实新一轮“获得电力”政策，优化12398热线投诉举报处理，协同推进非电网直供电居民小区用电问题治理，加快频繁停电台区线路“整线成片”整治，改善增进民生用能福祉。强化对派出机构的日常管理和业务培训，指导做好政务信息报送、理论问题研究和监管创新实践，提高能源监管质效和影响力。■

省长许昆林在国网江苏省电力公司走访慰问 确保电网安全运行电力可靠供应 为经济大省挑大梁提供坚实保障



7月7日，全省用电负荷再创历史新高，迎峰度夏电力保供进入关键阶段。8日，省长许昆林来到国网江苏省电力公司，向连续奋战高温的全省电力系统广大干部职工表示诚挚慰问，希望大家牢记能源保障和安全这一“国之大者”，坚持底线思维、极限思维，加强精准调度、做好应急准备，全力保障电网安全运行和电力可靠供应，坚决完成迎峰度夏电力保供任务，为扛起经济大省挑大梁责任提供坚实能源电力保障。

在国网江苏电力调度控制中心，许昆林仔细察看电网用电负荷走势，详细了解迎峰度夏电力保供情况。他说，近年来，省内

电力保供能力持续增强，争取区外来电、优化电力调配、发展新型储能等工作紧抓不放，有效应对了用电负荷连创新高的局面，有力支撑了全省高质量发展持续向新向好，国网江苏省电力公司在其中发挥了关键作用、作出了重要贡献。要继续发挥好省保供专班作用，省职能部门、国网江苏省电力公司、发电企业通力协作，全力做好电力资源组织和电网运行管理，确保安全平稳度夏。加强各类风险隐患排查整治，做好机组计划检修安排，定期开展储能设备设施检查，确保发、输、变、配、用各环节安全稳定可靠运行。健全应急联动机制，备足抢险车辆、人员、物

资、配件等，补强防范能力，提升设防标准，确保一旦发生险情第一时间得到有效处置。抓紧建设分布式电源、智能微电网等设施设备，加快推动电缆入地改造，确保极端情况下区域电力供应稳定、城市正常运转。

在数字化运营监测大厅，许昆林听取了“电力看经济”分析工作汇报。他说，电力数据是反映经济运行的“晴雨表”和“风向标”，从中我们看到了转型的成效和发展的信心。经济社会高质量发展，离不开电力的稳定可靠供应。要提前介入、超前服务、优化流程，对重要用户、重大项目、重点企业强化“点对点”服务，切实保障重点领域电力供应。要以构建新型电力系统为契机，引领带动更多智能电网、光伏组件、风电装备、储能设施等方面的重大项目落地、优势企业发展、产业集群壮大。要加强信息支撑，细化研判电量数字变化背后的成因和趋势，为政府决策提供有益参考。■

江苏能源监管办召开2025年上半年厂网联席会议



8月28日，江苏能源监管办召开2025年上半年厂网联席会议。会议紧紧围绕保障能源电力安全和推动绿色低碳转型，总结了上半年全省电力市场化改革和能源监管工作，分析了当前电力行业高质量发展面临的新形势和新挑战，并对下半年各项监管工作进行了部署。江苏能源监管办主要负责同志出席会议并讲话。

会上，省电力调控中心、电力交易中心通报了电网运行以及电力市场运营等情况。省发改委相关负责同志交流工作情况，并提出有关工作要求。厂网双方围绕能源安全保供、电力市场建设、绿色转型发展等方面进行发言，并提出意见和

建议。

会议充分肯定全省电力行业上半年各项工作取得的成绩，全面分析当前能源高质量发展面临的新问题和新挑战，并就下一步工作提出要求。一是全力保障电力安全稳定供应。面对气候变化的反复性与不确定性，加强能源供需监测预警和保供调度，不断提升系统调节能力与市场优化能力，共同保障电力安全稳定供应和绿色低碳转型；二是合力推进电力市场建设，凝聚共识形成合力，促进市场有序衔接，推动中长期、现货及辅助服务市场有序衔接，持续完善与市场运行相适应的计量、结算及信息披露机制，推进市场规则进一步丰

富和完善，企业要重视运行风险，提升风险管控能力；三是进一步提升行业治理效能，强化政企厂网沟通协作，建立共享机制，要加强交易系统监测与运行管理，对异常交易行为早发现、早预警、早处理。电力市场管理委员会要持续完善工作机制，为各类市场成员搭建常态化交流平台，切实加强行业自律，引导成员单位自觉遵守市场规则和行业规范，坚定推进“三道防线”协同共治。

江苏能源监管办、省发改委、省电力公司、各发电集团江苏分(子)公司有关负责人，各市供电公司、相关发电企业和行业协会等有关负责人参加会议。■

长三角省（直辖市）间绿电交易规模创新高

7月17日，随着安徽送上海7月第4周绿电交易2115万千瓦时及D-3日江苏外送绿电交易692万千瓦时成交，今年长三角省（直辖市）间绿电交易总量1.7亿千瓦时，达2024年全年完成量的112.58%。

年初以来，国家电网有限公司华东分部积极推进区内省市间绿电交易机制建设，全力满足长三角地区电力用户绿电消费需求。

该分部推进全周期定期常态化开市，服务经营主体交易，将开市周期延伸至月内、周及D-3日；完善省间与省内市场衔接机制，做好准入、时序、限额等组织要素衔接，保障两级市场顺畅运行；实现D-3日区内省（直辖市）间绿电交易由试运行转入正式运行，按工作日连续开市，每日评估区内省市送受能力，组织分时互济，挖掘互济潜力，充分

利用富余绿电资源。

截至目前，国网华东分部已组织开展区内省市间绿电交易57场。其中，月度、月内、周交易成交1.11亿千瓦时，D-3日跨省绿电交易成交0.59亿千瓦时。来自区内四省一市的99家新能源企业、89家电力用户（售电公司）参与交易中标，各方共同参与、多买多卖的绿电互济局面初步形成。■

全国首个省级开源创新生态模式在江苏诞生

7月25日，JSOpen开源创新生态大会暨开放原子紫金专区建设项目启动仪式在苏州举办，这是全国首个省级开源创新生态模式。

当前，开源已成为全球数字经济发展的基础共识，中国更是将开源上升到国家战略层面统一部署推进。项目建成后，可依托开源项目资源池，推动建立“技术验证—标准评估—场景对接—产业落地”的全链条成果转化通

道，加速技术成果向江苏主导产业深度渗透，培育一批符合行业规范、具备技术领先性的开源标杆企业，形成可复制、可推广的标志性开源成果，切实将开源开放势能转化为产业升级动能。

开放原子紫金专区可提供开源工具链、协作开发环境、社区运营管理系统等技术底座，整合头部开源企业的技术标准、企业真实项目库及社区核心成员的知识沉淀后，联合高校、企业与开

源社区共建“开源创新实验室”矩阵，让实验室成为企业技术需求的“前置孵化器”。

省工业和信息化厅副厅长池宇表示，要紧密切合制造业、医疗、能源、金融等重点领域，大力推动开源技术在真实场景中的落地应用，通过“场景驱动”，打通从技术研发到商业化应用的“最后一公里”，让开源创新真正赋能实体经济发展，形成可复制、可推广的路径。■

江苏电网用电负荷四创新高 达到1.55亿千瓦

8月20日12时35分，江苏电网最高用电负荷今夏第四次突破历史极值，达到1.55亿千瓦，较去年最高值同比增长5.99%。

得益于新型电力系统承载能力的不断提升，江苏电网运行平稳、供电安全可靠，全面满足江苏超8500万人的用电需求，全力支持GDP超13万亿的经济大省安全度夏。

高温拉动用电负荷持续攀升。据统计，今年7月全国的平均气温是1961年以来历史同期最高。“虽然已经立秋，但空调制冷负荷仍是拉动电力负荷攀升的‘主力军’。此外，江苏经济也在持续向好，在数据中心的算力需求、新能源汽车的充电需求、夜间经济的用电需求等进一步拉动下，也有力促进了用电负荷的稳步增长。”国网江苏电力调度运行处副处长李杰表示。

面对用电负荷的历史性峰值，江苏电网表现堪称稳健。新

型电力系统建设持续推进，各类能源资源协同发力，全面筑牢保供“压舱石”。

今夏，江苏煤电最大出力7871万千瓦，同比增长7.14%，高峰时段出力贡献达4.5成，稳住保供“基本盘”。此外，依托±800千伏特高压建苏直流、±800千伏特高压锦苏直流、±500千伏超高压龙政直流等工程，将千里之外的电力引入江苏。数据显示，8月20日，江苏最大区外受电规模达3742万千瓦，占当时全省最高用电负荷的24%。

作为江苏第一大电源，江苏新能源装机已达1.1亿千瓦，今夏对电力安全可靠供应起到至关重要的作用。8月20日，江苏风电、光伏累计最高出力5547万千瓦，占当时发电出力的40%。

为了提升新能源消纳能力，国网江苏电力紧扣“主、配、微”，着力打造坚强主干网、智慧配电网、智能微电网、全域信

息网“四张网”，推动新型电力系统建设。作为主干网建设的全新探索，江苏投运的我国首个“交流改直流”输电工程，显著提升长江两岸电网互联互通能力，更好满足江苏省内新能源北电南送的配置需求。截至目前，该工程已累计输送电量超80亿千瓦时。

新能源不仅要“送得进”，更要在关键时刻用得上。针对新能源发电的特点，国网江苏电力打造的新型电网运行控制系统，通过量身定制的实时“电网画像”功能，在线滚动计算当前电网的动态输送能力，精准反映电网实时运行状态。“根据电网画像，我们就可以精准调控火力发电厂的发电量，在白天新能源大发时段让电网多利用新能源，提升能源发电的利用率，也能避免极端情况下新能源发电过多，而危及电网安全运行的情况。”李杰表示。■

江苏省新型电力装备制造业创新联盟成立大会暨产业技术人才交流会在扬中举办

为推动新型电力装备产业高质量发展，深化产业链、人才链、创新链协同合作，加快建设具有国际竞争力的新型电力装备集群，8月10日下午，江苏省新型电力装备制造业创新联盟成立大会暨产业技术人才交流会在扬中举办。省工信厅副厅长、党组成员李剑澄，镇江市政府副市长尹卫民出席。

李剑澄副厅长指出，江苏是新型电力装备产业大省，产业规模约占全国同行业的1/5，规模总量居全国第一，已形成覆盖发配输用各领域、源网荷储各环节的全产业链竞争优势。当前，江苏正加快打造具有国际竞争力的新型电力装备集群，本次成立江苏省新型电力装备制造业创新联盟，搭建了产业链上下游、产学研各环节的交流合作平台。他强调，创新联盟要持续完善制度机制，着力推动创新突破，务实深化交流合作，希望大全集团充分发挥理事长单位作用，不断扩大创新联盟影响力，为加快建设具



有国际竞争力的新型电力装备集群提供坚实支撑。

镇江市工信局党委书记、局长肖敬东介绍了全市新型电力装备产业发展情况。创新联盟理事长单位大全集团总裁徐翔表示，成立联盟有利于构建协同创新机制，提升技术攻关效率；有利于完善产业生态体系，增强集群发展韧性；有利于打破企业“单兵作战”格局，推动集群化走出去。大全集团将着力推动联盟实体化运行、机制化发展，会同各成员单位，围绕关键技术攻关、

标准体系建设、重大项目协作等方面持续发力，加快构建多层次、高效能、可持续的产业协同平台。

江苏省新型电力装备制造业创新联盟吸引了省内外新型电力装备领域129家重点企业、高校院所、行业协会的积极参与，覆盖了30余家国家级创新平台，专家阵容权威、创新实力雄厚，将为推动全省新型电力装备产业高质量发展提供强劲动力。■

上半年全国能源形势发展

今年上半年，全国能源供应充足，供需总体宽松，能源结构持续优化，新型能源体系建设加快推进，助力我国经济持续回升向好，主要有以下四个特点：

一是能源安全保障能力稳步提升。上半年，原煤生产平稳增长，规上工业原煤产量同比增长5.4%。油气生产稳定增长，规上工业原油产量同比增长1.3%，规上工业天然气产量同比增长5.8%。扣除天数原因，规上工业发电量日均同比增长1.3%。电力大范围优化配置能力进一步增强，陇东-山东、哈密-重庆等特高压直流输电工程投产送电。迎峰度夏以来，有效应对15.08亿千瓦的历史最高用电负荷，全国未实施有序用电。

二是绿色低碳转型加速推进。新能源装机保持快速增长。继3月底全国风电、太阳能发电装机历史性超过火电后，5月底非化石能源发电装机容量占比首次突破六成。今年上半年，风电、太阳能发电新增装机规模较去年同期翻一番。新型电力系统加快构建，组织开展新型电力系统建设第一批试点，支撑新能源高质量发展。

三是能源消费总体保持增长。全社会用电量增速企稳回升，4月、5月全社会用电量增速分别达

到4.7%、4.4%，6月份全社会用电量同比增长5.4%。天然气需求小幅增长，城镇燃气是主要拉动因素。煤炭消费小幅下降，主要受暖冬天气、新能源出力明显增加等因素影响。成品油消费延续负增长态势，新能源汽车和液化天然气（LNG）重卡对交通用油的替代效应持续显现。

四是重要政策举措密集出台。出台新能源上网电价市场化改革政策，新能源全面进入市场，开启新的发展进程。推进电力体制改革，制定出台《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》，研究解决高比例新能源消纳难题；联合五部门印发促进可再生能源绿色电力证书市场高质量发展的政策文件，加快建立绿色能源消费促进机制。印发实施《关于深化提升“获得电力”服务水平 全面打造现代化用电营商环境的意见》，将低压免费办电服务对象拓展至160千瓦及以下各类民营经济组织。出台促进能源领域民营经济发展的十项重点举措，推动能源发展与民营经济发展协调联动。印发《电力辅助服务市场基本规则》《电力市场计量结算基本规则》，电力中长期、现货、辅助服务市场基本规则全部出台。■

上半年全国可再生能源并网运行情况

今年以来，国家能源局深入贯彻落实党的二十大和二十届二中、三中全会精神，锚定碳达峰、碳中和目标，统筹能源安全供应和绿色低碳发展，全力推动可再生能源发展再上新台阶。

可再生能源装机规模持续实现新突破。可再生能源继续保持新增装机的主体地位，接近全国总装机的六成。今年上半年，全国可再生能源新增装机2.68亿千瓦，同比增长99.3%，约占新增装机的91.5%。其中，水电新增393万千瓦，风电新增5139万千瓦，太阳能发电新增2.12亿千瓦，生物质发电新增71万千瓦。截至今年6月底，全国可再生能源装机达到21.59亿千瓦，同比增长30.6%，约占我国总装机的59.2%，其中，水电装机4.4亿千瓦，风电装机5.73亿千瓦，太阳能发电装机11亿千瓦，生物质发电装机0.47亿千瓦。

可再生能源发电量再上新台阶。可再生能源发电量接近全国总发电量的四成，超过同期第三产业用电量与城乡居民生活用电量之和。风电、光伏新增发

电量超过全社会用电量增量。今年上半年，全国可再生能源发电量达17993亿千瓦时，同比增加15.6%，约占全部发电量的39.7%，超过同期第三产业用电量（9164亿千瓦时）与城乡居民生活用电量（7093亿千瓦时）之和；其中，风电、太阳能发电量合计达11478亿千瓦时，同比增长27.4%，在全社会用电量中占比达到23.7%，较去年同期提高4.4个百分点。风电、光伏合计发电量较去年同期增加2470亿千瓦时，超出全社会用电量增量。

（一）水电建设和运行情况。今年上半年，全国新增水电并网容量393万千瓦，其中常规水电110万千瓦，抽水蓄能283万千瓦。截至今年6月底，全国水电累计装机容量达4.4亿千瓦，其中常规水电3.79亿千瓦，抽水蓄能6129万千瓦。今年上半年，全国规模以上水电累计发电量5398亿千瓦时，全国水电累计平均利用小时数为1377小时。

（二）风电建设和运行情况。今年上半年，全国风电新增并网容量5139万千瓦，其中陆

上风电4890万千瓦，海上风电249万千瓦。截至2025年6月底，全国风电累计并网容量达到5.73亿千瓦，同比增长22.7%，其中陆上风电5.28亿千瓦，海上风电4420万千瓦。今年上半年，全国风电累计发电量5880亿千瓦时，同比增长15.6%，全国风电平均利用率93.2%。

（三）光伏发电建设和运行情况。今年上半年，全国光伏新增并网2.12亿千瓦，其中集中式光伏约1亿千瓦，分布式光伏1.13亿千瓦。截至2025年6月底，全国光伏发电装机容量达到约11亿千瓦，同比增长54.1%，其中集中式光伏6.06亿千瓦，分布式光伏4.93亿千瓦。今年上半年，全国光伏累计发电量5591亿千瓦时，同比增长42.9%，全国光伏发电平均利用率94%。

（四）生物质发电建设和运行情况。今年上半年，全国生物质发电新增装机71万千瓦，累计装机达4669万千瓦，同比增长3.3%。生物质发电量1117亿千瓦时，同比增长8.4%。■

上半年全国可再生能源绿色电力证书核发及交易数据

一、绿证核发情况

2025年6月，国家能源局核发绿证2.78亿个，环比增长29.33%，涉及可再生能源发电项目19.87万个，其中可交易绿证1.96亿个，占比70.64%。本期核发2025年5月可再生能源电量对应绿证2.02亿个，占比72.70%。2025年1—6月，国家能源局共计核发绿证13.71亿个，其中可交易绿证9.58亿个。

全国绿证核发情况一览表

| 可再生能源发电类型 | 6月核发绿证数量 | 1—6月核发绿证数量 |
|-----------|----------|------------|
| 风电 | 11078 | 57630 |
| 太阳能发电 | 6994 | 27964 |
| 常规水电 | 8226 | 41994 |
| 生物质发电 | 1330 | 8835 |
| 其他可再生能源发电 | 171 | 699 |
| 总计 | 27799 | 137122 |

二、绿证交易情况

2025年6月，全国交易绿证6091万个，其中绿色电力交易绿证1033万个。2025年1—6月，全国交易绿证3.48亿个，其中绿色电力交易绿证1.07亿个。

全国绿证交易数量一览表

| 可再生能源发电类型 | 6月交易绿证数量 | 1—6月交易绿证数量 |
|-----------|----------|------------|
| 风电 | 2927 | 17621 |
| 太阳能发电 | 2364 | 14458 |
| 生物质发电 | 678 | 2078 |
| 其他可再生能源发电 | 122 | 769 |
| 总计 | 6091 | 34826 |

2025年6月，全国单独交易绿证5059万个，交易平均价格为3.40元/个，环比增长24.77%。

全国绿证交易价格一览表

| 电量生产年 | 交易数量 | 平均价格 | 价格环比 |
|----------|------|------|---------|
| 2023年及以前 | 515 | 0.33 | -19.14% |
| 2024年 | 3334 | 2.76 | 12.97% |
| 2025年 | 1210 | 6.48 | 31.99% |
| 总计(平均) | 5059 | 3.40 | 24.77% |

注：由于“四舍五入”原因，可能会导致数据分项合计与总计略有差异。

上半年全国能源重点项目投资建设情况

上半年，我国能源基础设施建设保持良好势头，全国在建和年内计划开工的能源重点项目完成投资额超过1.5万亿元，同比增长21.6%，东、中、西部地区完成投资额同比增速均超过20%，民营企业投资保持较快增长，新增能源投资不断“向绿向新”聚集。具体来看，能源重点项目投资建设呈现以下四个特点。

一是新能源发电投资保持快速增长。上半年，广西、新疆陆上风电完成投资额较去年同期实现翻倍，广东、福建、上海海上风电投资集中释放。集中式光伏完成投资额同比增长24.5%，分布式光伏完成投资额同比增长超70%，东中部地区分布式光伏投资保持快速增长。光热发电完成投资额较去年同期接近翻倍。

二是电力供应保障投资持续扩大。上半年，煤电、核电等领域投资保持较快增长，华东、华中、内蒙古西部一批迎峰度夏电力保供重点支撑性煤电

项目建成投产。电网、抽水蓄能等领域投资保持稳步增长，160多项迎峰度夏电网重点工程按期投产，多条特高压直流工程投产送电，四川攀西电网优化改造工程全面建成投产，华北、华东、西北、东北电网一批省间联络线工程加快推进前期工作。

三是能源新业态投资加快释放。上半年，氢能重点项目投资额实现翻倍，吉林省多个在建绿氢项目加快推进。充换电基础设施完成投资额同比增长近70%，首批车网互动规模化应用9个试点城市加快推进智能化充换电基础设施建设。新型储能、源网荷储一体化完成投资额同比增长均超过30%。

四是能源领域民营企业投资较快增长。上半年，能源领域民营企业完成投资额同比增长27.8%。民营企业在分布式光伏、陆上风电等领域投资加快释放，完成投资额同比增长都在40%以上，在充换电基础设施、集中式光伏等领域投资保持较快增长，完成投资额同比增长15%左右。



我国天然气市场中行情展望

上半年

供应稳增，需求偏弱，市场表现总体宽松
供应端稳中有增，进口结构深度调整

中电联：2025年电力供需形势预测

（一）电力消费预测

宏观经济增长情况是影响电力消费增长的最主要因素。2025年国务院《政府工作报告》提出全年GDP增长预期目标为5%左右。国务院及有关部门相继印发《关于2025年加力扩围实施大规模设备更新和消费品以旧换新政策的通知》《提振消费专项行动方案》等政策文件，以全方位扩大国内需求，为经济稳增长注入动能。预计2025年我国宏观经济将继续保持稳定增长，拉动电力消费需求平稳增长。考虑到三季度高温因素及上年四季度基数偏低因素，**预计今年下半年用电量增速高于上半年，预计2025年全**

国全社会用电量同比增长5%—6%。7月以来，多地电力负荷快速攀升，全国最高负荷屡创新高，7月17日达到15.08亿千瓦。若夏季气温再创历史新高，则最高用电负荷可能达到15.2—15.7亿千瓦。

（二）电力供应预测

预计2025年全国新增发电装机容量有望超过5亿千瓦，再创历史新高，其中新增新能源发电装机达4亿千瓦左右。2025年底全国发电装机容量预计约39亿千瓦，同比增长16.5%左右。其中，非化石能源发电装机约24亿千瓦，占总装机的比重在61%左右。其中，水电4.5亿千瓦、并网

风电6.4亿千瓦、并网太阳能发电12亿千瓦、核电6500万千瓦、生物质发电4800万千瓦左右。火电约15.5亿千瓦，其中煤电12.7亿千瓦左右，煤电所占总装机比重将降至三分之一以下。

（三）电力供需形势预测

预计迎峰度夏期间，全国电力供需总体平衡。综合考虑需求增长、电源投产以及一次能源情况，预计今年迎峰度夏期间全国电力供需形势总体平衡，华东、华中、西南等区域，江苏、浙江、安徽等省级电网部分用电高峰时段可能存在供需偏紧，通过跨省跨区余缺互济后，电力供需可实现紧平衡。■

今年上半年，国内各大石油公司持续加大天然气勘探开发力度，通过技术突破与产能建设提速，推动国产天然气产量创下历史新高。**2025年1至6月，我国天然气产量达1324.7亿立方米，同比增长5.7%，净增71.7亿立方米**。其中，**常规气产量增加56.1亿立方米；页岩气产量达141.2亿立方米；煤层气产量76.3亿立方米；煤制气产量39亿立方米**。

进口气方面呈现结构性调整。今年上半年，天然气总进口量823.8亿立方米，同比减少76.3亿立方米，降幅8.5%。管道气进口保持增长，中俄东线平均日输气量超过1亿立方米，叠加中亚管道稳定供应，进口管道气达415.9亿立方米，同比增加39亿立方米。进口LNG规模明显收缩。受国际市场影响，东北亚LNG现货均价从2024年的11.83美元/百万英热单位（MMBtu）攀升至2025年上半年的14.65美元/MMBtu，同比

涨幅达23.73%。关税政策加剧成本压力，对美LNG加征的关税政策持续生效，美国LNG到岸价较卡塔尔同类资源高15%~20%，直接导致美国LNG进口占比从2024年的12%降至不足5%。受此高价及关税政策影响，LNG进口量比去年同期减少115.3亿立方米。

需求不振，增速放缓

受气温偏暖及工业需求疲软影响，**今年上半年天然气表观消费量同比增长2.6%，增速较去年同期回落4.7个百分点**。在全球变暖趋势与厄尔尼诺事件滞后效应叠加作用下，全国多地气温较常年同期明显偏高，采暖用气需求不及预期。工业领域同样承压，1至6月份，全国规模以上工业增加值同比增长6.4%，增速较去年同期回落0.8个百分点，工业用气增长动力不足。一方面，受关税政策影响，出口企业订单减少，生产节奏放缓。另一方面，

房地产行业深度调整拖累玻璃、陶瓷、建材等高耗能行业用气需求。以玻璃行业为例，上半年浮法玻璃价格持续回落，6月份跌至1100元/吨附近，湖北部分地区价格甚至跌到1000元/吨。与价格颓势形成鲜明对比的是生产成本的居高不下——以煤制气为原料的企业因煤价下滑尚有微薄利润，而以天然气为主要燃料的企业则亏损严重。受此影响，1至5月，浮法玻璃产量累计2203.28万吨，同比下降16.48%。

供需形势总体宽松

2025年上半年，天然气供应量2116亿立方米，减去损耗和轻烃回收减量，可供市场量2058亿立方米，资源富裕17亿立方米。考虑地下储气库上一年注采量情况，富余的资源更大。结合地下储气库及LNG的运行情况，年初局部地区的LNG接收站库存高，今年上半年主动消耗库存为主。

下半年

消费增强，气电作用突显，供需保持宽松 天然气消费较上半年偏强运行

根据目前发展态势，分析影响因素的实际情况，结合制造业、国际贸易等发展态势，预计今年下半年天然气需求量为2143亿立方米，同比增加133亿立方米。若考虑石油公司实施“放量调价”的政策，促进市场进一步增长，同比增量有望达到142亿立方米。如果今年夏季是正常气温以及用电量整体低迷，那么同比增量有望降至123亿立方米。

重点天然气市场表现预测如下。

天然气发电：据不完全统计，今年上半年气电装机新投产800万千瓦，根据各地区燃气发

电项目进展，**预计2025年新增燃气发电装机在1700万千瓦左右。**

7至8月，国内正值迎峰度夏，根据中国气象局预测系统，我国大部气温仍将以偏高为主，气电利用小时数采用2023年数据550小时，9至10月维持前两年相近水平，11至12月利用小时数考虑延续气温偏暖态势略低于2024年水平，全年利用小时数2293小时，符合近年气电利用小时数趋势。

天然气车用：根据新增LNG重卡与Brent、LNG价格等之间的历史关系，在Brent或LNG价格增长时，LNG重卡销售量下降；Brent或LNG价格降低时，LNG重

卡销售量上升。7月中旬，国内油价下跌；7月底，受美国与欧洲达成贸易协议以及美中延长关税暂停可能性的提振，美原油价格出现温和回升，国际油价盘中上涨，此次油价调整方向尚不明朗。基于目前的LNG价格，**预测2025年LNG市场价格不高于2024年，气柴比价仍有竞争力**，预计2025年全年新增LNG重卡较2024年回落，销售量15万辆左右，考虑当年报废车辆，保有量达到99万辆。需要注意到供暖季之前，煤炭运输需求也将提振LNG交通用气。

工业用气：7至8月受高温天

气影响，制造业生产进入淡季。不过，随着关税问题暂缓，工业用气需求或有一定程度回暖，沿海重点工业省份的采购活跃度回升。但仍需注意，外部环境的不稳定不确定性依然突出，有效需求不足、工业企业盈利承压等问题尚未根本缓解，工业用气需求回暖有限。

供需形势保持宽松

根据上半年各资源供应状况，2025年是油气行业增储上产“七年行动计划”的最后一年，国产气考虑仍维持上半年增长态势，下半年将同比增加70亿立方米；进口管道气除中俄东线增量外基本维持常年同期水平；进口LNG增量预计从8月份开始由负转正，后半年同比增加45亿立方米，如果市场不能向好，那么进

口LNG转正有可能推迟到9月份甚至10月份。

今年下半年，预计我国天然气总供应量为2295亿立方米，除去出口、库存差以及损耗，可供市场量为2181亿立方米，同比增加171亿立方米。

发展建议

迎峰度夏期间，水电资源的丰枯变化与高温持续时间直接影响天然气发电需求。天然气发电是一个需要推动的领域，需要各企业主动应对，因为无论从政策还是经济性以及能源转型都尚不明朗，但是气电的作用和功能突显。

值得注意的是，“十四五”前4年的电力弹性系数均为1.2甚至更高；今年上半年仅为0.7，预示着迎峰度夏结束后，随着发

电装机容量持续增加但用电量增速不及预期，9月起气电发电小时数或将面临下行压力。在此形势下，建立优化气电价格联动机制、强化调峰能力建设将成为关键路径。

从4月份开始，LNG进口成本低于2024年同期，在天然气营销中需要做好用户成本构成分析以及价格机制方面的研究。建议成本降低的红利可以适度向重点用户或者非捆绑式用户倾斜。

据海关总署数据，自2024年11月份以来，中国LNG进口量连续第8个月同比下降。截至7月29日船期监测数据，我国LNG进口量仍难以在7月由负转正，但同比相差不大。预计LNG船期到港量从8月份开始由负转正。■



上半年我省经济运行总体平稳、稳中有进

7月21日，江苏省统计局、国家统计局江苏调查总队发布了上半年全省经济运行数据情况，数据分析显示，上半年全省经济运行总体平稳、稳中有进，具体内容如下：

今年以来，全省上下坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的二十大和二十届二中、三中全会精神，认真学习贯彻习近平总书记对江苏工作重要讲话精神，深入贯彻落实党中央、国务院决策部署，按照省委、省政府工作要求，坚持稳中求进工作总基调，完整准确全面贯彻新发展理念，服务全国加快构建新发展格局，有效推动各项宏观政策落地落实，全省

经济顶住外部冲击、有力应对挑战，经济运行总体平稳、稳中有进，生产需求稳定增长，就业形势总体稳定，居民收入继续增加，新动能加快成长，高质量发展向新向好。

根据地区生产总值统一核算结果，上半年全省实现地区生产总值66967.8亿元，按不变价格计算，同比增长5.7%。其中，**第一产业**增加值1777.6亿元，同比增长4.2%；**第二产业**增加值28391.1亿元，增长5.5%；**第三产业**增加值36799.1亿元，增长5.9%。

二、工业生产较快增长，装备制造业贡献提升

上半年，全省规模以上工业

增加值同比增长7.4%。分三大门类看，**采矿业**增加值同比增长6.2%，**制造业**增长7.9%，**电力、热力、燃气及水生产和供应业**增长0.6%。分经济类型看，股份制企业同比增长8.1%，外商及港澳台投资企业增长5.9%；国有控股企业增长4.8%，民营企业增长8.7%。分行业看，列统的40个工业行业大类中，有33个行业增加值同比增长，行业增长面82.5%。装备制造业增加值同比增长10.2%，对全部规上工业增长的贡献率为73.5%，比一季度提升2.2个百分点；其中，计算机、通信和其他电子设备制造业增长14.3%，汽车制造业增长11.1%，铁路、船舶、航空航天和其他运

输设备制造业增长15.0%。1-5月，全省规模以上工业企业实现利润总额同比增长10.6%。

三、服务业平稳增长，生产性服务业支撑有力

上半年，全省第三产业增加值同比增长5.9%。其中，批发和零售业，交通运输、仓储和邮政业，住宿和餐饮业，信息传输、软件和信息技术服务业增加值分别增长8.4%、6.4%、7.5%、7.3%。1-5月，全省规模以上服务业营业收入同比增长9.5%，其中租赁和商务服务业，水利、环境和公共设施管理业，居民服务、修理和其他服务业营业收入分别增长15.9%、18.0%、21.8%。生产性服务业营业收入同比增长11.0%，对全部规上服务业增长的贡献率为78.6%；其

中，信息服务、生产性租赁服务、商务服务营业收入分别增长11.9%、12.6%、18.0%。文体行业活力激发，1-5月体育服务、文化艺术业、娱乐业营业收入同比分别增长10.2%、12.8%、13.8%。

五、投资结构持续优化，基础设施投资增长较快

上半年，全省固定资产投资同比下降3.9%。分产业看，第一产业投资同比增长10.7%；第二产业投资增长3.3%，其中工业投资增长3.4%；第三产业投资下降10.6%。**分领域看，基础设施投资同比增长6.9%，其中电力热力生产和供应业、水上运输业投资分别增长49.7%、30.0%**；制造业投资增长0.5%，占全部投资比重45.8%，同比提升2个百分

点，其中汽车制造业、纺织业、橡胶和塑料制品业投资分别增长21.6%、26.9%、11.2%；房地产开发投资下降16.0%。上半年，全省商品房销售面积4203.5万平方米，同比下降2.8%。

八、新兴动能加快发展，需求潜力持续释放

先进制造业较快增长。上半年，全省高新技术产业产值占规上工业总产值比重达51.8%，比一季度提高0.4个百分点；规模以上高技术制造业增加值同比增长11.8%，拉动全部规上工业增长2.7个百分点。现代服务业加快培育。1-5月，全省规上互联网和相关服务、软件和信息技术服务业营业收入同比分别增长16.8%、14.3%，合计拉动规上服务业增长2.4个百分点。■



7月我省电力及天然气运行情况

一、发电情况

全省装机容量23259.46万千瓦，含统调电厂15342.72万千瓦，非统调电厂7916.74万千瓦。

全省当月发电量746.08亿千瓦时，同比增长15.66%。累计发电量3961.10亿千瓦时，同比增长3.61%，其中统调电厂累计3270.01亿千瓦时，同比下降1.90%，非统调电厂累计691.09亿千瓦时，同比增长41.12%。

全省发电累计平均利用小时1805小时，同比下降254小时。其中，统调电厂累计平均利用小时2218小时，同比下降213小时。

二、用电情况

全社会用电量当月932.98亿千瓦时，同比增长8.54%；累计4985.98亿千瓦时，同比增长4.25%。第一产业累计51.83亿千瓦时，同比增长10.22%；第二产业累计3362.49亿千瓦时，同比增长3.46%，其中工业累计3341.24

亿千瓦时，同比增长3.63%；第三产业累计876.46亿千瓦时，同比增长6.50%；城乡居民用电累计695.20亿千瓦时，同比增长4.90%，其中城镇累计增长3.95%，乡村累计增长5.90%。

本年调度用电最高负荷13888.20万千瓦，同比增长2.25%。

三、投资完成情况

全省电力固定资产投资完成244.41亿元，其中电源固定资产投资完成47.31亿元，电网固定资产投资完成197.10亿元。

四、新增生产能力

全省110-500千伏新型电网基建项目，投产线路1613.36公里、变电容量1285.75万千瓦安，计划完成率分别为56.06%、65.77%。其中，500千伏线路274.60公里、变电容量500.00万千瓦安，220千伏线路602.77公里、

变电容量474.00万千瓦安，110千伏线路735.99公里、变电容量311.75万千瓦安。

全省投产机组2931.62万千瓦。

五、全省天然气供应情况

7月份，全省管道天然气消费量27.8亿立方米，同比降低1.0%。1-7月份，全省管道天然气消费量185.8亿立方米，同比增长1.8%。

六、全省天然气消费情况

7月份，城市燃气天然气消费量14.2亿方，同比增加2.9%；发电天然气消费量11.8亿方，同比降低6.8%；直供工业天然气消费量1.8亿方，同比增加10.7%。

1-7月份，城市燃气天然气消费量113.2亿方，同比增长1.0%；发电天然气消费量60.6亿方，同比增长1.8%；直供工业天然气消费量12.0亿方，同比增长9.1%。■

中国科学院院士陈军：

中国新型储能从规模化迈向高质量发展新阶段

——解读《中国新型储能发展报告（2025）》



近期，国家能源局重磅发布《中国新型储能发展报告（2025）》，报告研究了国际新型储能发展形势，全面梳理了2024年我国新型储能发展情况，展望了2025年新型储能行业发展趋势，并总结了2021—2024年中国新型储能发展大事记。作为支撑新型电力系统的核心技术，新型储能已成为能源革命与“双碳”战略目标实现的重要支点。报告从顶层设计、发展瓶颈与战略布局等方面提出相关工作部署，为“十五五”时期新型储能产业提质增速奠定坚实基础。

一、顶层设计与产业实践双向赋能：规模化发展格局全面形成

（一）政策体系全面构建，体制机制创新释放发展新动能

国家层面将新型储能写入《中华人民共和国能源法》，

明确其在电力系统调节中的法律定位，2024年《政府工作报告》首次将“发展新型储能”列为重点任务。国家能源局等部门出台《加快构建新型电力系统行动方案》《电力系统调节能力优化专项行动实施方案》等政策，从并网调度、市场机制、技术攻关等维度形成“规划—标准—市场”的政策闭环。地方层面，山东、广东等17个省份装机规模突破百万千瓦，通过容量补偿、现货市场等机制创新，构建了“省级统筹—地市落地—项目示范”的实施体系。

（二）装机规模跃居全球首位，技术多元化格局初步成型

截至2024年底，全国新型储能装机达7376万千瓦，占全球总装机40%以上，年均增速超130%，“十四五”以来规模增长20倍。技术路线呈现“锂电池主导、多技术并行”特征：锂离子

电池占比96.4%，30万千瓦级压缩空气储能、10万千瓦级液流电池储能项目投运，钠离子电池储能、重力储能、液态空气储能、新型水系储能等新技术发展突飞猛进。单站规模向10万千瓦以上、时长2小时以上集中，华北、西北地区装机占比超55%，华东地区增速突出，新增装机占比提升8.6个百分点。

（三）技术创新突破关键环节，产业生态初具雏形

锂离子电池储能实现500安时大容量电芯量产，循环寿命达1.5万次，浸没式液冷技术实现温差<2℃，安全性能大幅提升；压缩空气储能攻克30万千瓦级盐穴储气技术，全钒液流电池电堆功率密度提升两倍。产业规模方面，2024年储能锂电池产量2.6亿千瓦时，总产值超1.2万亿元，正极材料、隔膜等关键材料产量同比增长超20%，电池级碳酸锂价

格逐渐回落并趋于稳定，电芯价格整体稳步下降，带动储能系统造价下降25%-44%。

二、产业高质量发展的瓶颈制约：技术与市场的双重挑战

（一）成本下降面临边际效应，经济性模型待优化

尽管锂离子电池储能造价较2023年下降25%，但长时储能（4小时以上）初始投资仍高，全钒液流电池系统成本约锂离子电池的1.6-2.5倍。可再生能源电价波动、容量补偿机制尚未建立，导致部分项目内部收益率低。此外，新型储能在电网替代、需求侧响应等场景的价值核算体系尚未健全，制约多元化商业模式创新。

（二）标准执行与实施监管需加强

当前新型储能标准覆盖电化学储能较多，如国标《电化学储能电站接入电网技术规定(GB/T 36547-2024)》等新规强化了安全要求，已覆盖储能电站核心风险点，但执行差距折射出标准落地中的系统性挑战。唯有通过“标准-监管-资源”三重发力，方能破解地方落实困局，避免安全事故重演，方能实现高安全、低成本、真实用的电池技术和产品。国际标准互认不足，制约我国储能技术装备“出海”，如欧美对构网型储

能的并网规范存在差异。

（三）产业链存在薄弱环节，协同创新待强化

锂离子电池储能的电解液、隔膜等材料虽实现国产化，但高端产品（如耐高温隔膜）仍依赖进口。产学研协同存在“重研发、轻工程”现象，装备制造与项目运营的协同效率有待提升。

三、引领全球储能新范式：从“跟跑”到“领跑”的战略路径

（一）构建技术创新“金字塔”，突破长时储能瓶颈

聚焦“短时长—中时长—超长时”全场景需求，结合大数据和人工智能新技术，推动锂离子电池向宽温域（-40℃-60℃）、长寿命（2万次循环）升级，加快钠离子电池、固态电池产业化；突破100万千瓦级压缩空气储能、10小时以上液流电池储能技术，推动长时储能系统成本下降。依托国家重点研发计划，建设“材料—装备—系统—应用”全链条创新平台，在青海、新疆布局百兆瓦级构网型储能示范项目，验证新型储能对高比例新能源电网的支撑能力。

（二）完善市场机制“组合拳”，释放多元价值空间

推动全国统一的容量补偿机制落地，建立“电能量市场+辅助服务市场+容量市场”三位一体收益模式，允许新型储能通过

“报量报价”参与现货市场，探索“储能租赁”“共享储能”等商业模式。研究新型储能对电网投资的替代效益，在配电网瓶颈区域推广“储能替代变电站”应用，加快实现新型储能参与电网规划的经济性评估体系全覆盖。

（三）打造全球竞争“新优势”，构建双循环生态

依托“一带一路”倡议，推动储能技术标准国际化，主导制定《构网型储能系统技术规范》等国际标准，整合产业链上下游资源，在沙特、澳大利亚等海外市场布局“风光储”一体化项目，输出全链条解决方案，确立我国在全球储能产业的主导地位。同时，鼓励国内企业“走出去”，在海外建设储能项目，带动中国储能技术和装备的输出，实现从产品输出向技术、品牌、服务输出的转变。

新型储能已成为我国能源科技自立自强和发展新质生产力的标志性领域，从“规模扩张”到“质量提升”的转型，不仅需要技术创新与产业协同的深度融合，更需政策机制与市场环境的系统优化。展望“十五五”，随着新型储能在新型电力系统中角色从“调节工具”向“系统枢纽”转变，安全性和实用性进一步提升，综合成本显著降低，将为全球能源转型提供更具参考价值的“中国方案”。

中国国际工程咨询有限公司潘小海、张英健： 明确路径 改革创新 零碳园区建设驶入“快车道” ——解读《关于开展零碳园区建设的通知》



2024年中央经济工作会议明确要求“建立一批零碳园区”。近日，国家发展改革委、工业和信息化部、国家能源局印发了《关于开展零碳园区建设的通知》（发改环资〔2025〕910号，以下简称《通知》），明确了零碳园区的建设条件、重点任务、保障措施、组织方式等一系列内容。《通知》贯彻落实党中央、国务院重要决策部署，支持有条件的地区率先建立一批零碳园区，为有计划、分步骤推进各类园区低碳化、零碳化改造指明方向。

一、标准为基，指明零碳园区建设路径

此前，部分地区和行业部门等已进行了一些零碳园区建设有益探索，但从总体上看，仍缺乏统一规范、得到各方广泛认可的

零碳园区建设标准。《通知》的出台填补了这一空白，对零碳园区的建设提出了统一、清晰的技术指导。

从指标体系看，《通知》明确了包括1项核心指标和5项引导指标在内的指标体系，并匹配了详细的指标解释和碳排放核算方法。其中，**单位能耗碳排放（园区范围内每消费一吨标准煤产生的碳排放量）被确定为零碳园区建设的核心指标**。这一指标充分体现了零碳园区的核心要义，即在保持园区经济高质量发展和生产能力稳定的前提下，实现近零乃至净零碳排放的目标。这一指标被分为两类，年综合能源消费量在20万吨至100万吨标准煤区间的，单位能耗碳排放需小于等于0.2吨/吨标准煤；年综合能源消费量大于等于100万吨标准煤的，单位能耗碳排放需小于等于

0.3吨/吨标准煤。据测算，当前全国园区单位能耗碳排放大致在2.1吨/吨标准煤左右。这意味着零碳园区建成后，其单位能耗碳排放要较全国平均水平下降90%左右，体现了对零碳园区“近零排放”关键指标的高标准、严要求。在核心指标外，《通知》还提出了清洁能源消费占比、园区企业产出产品单位能耗、工业固废综合利用率、余热余冷余压综合利用率、工业用水重复利用率等5项引导性指标，从能源结构、循环经济、节能节水等方面对零碳园区建设提出了要求，推动园区全面绿色低碳转型。

从重点任务看，《通知》提出了8个方面的重点内容。主要是：加快园区用能结构转型，因地制宜发展绿电直连、新能源就近接入增量配电网等绿色电力直接供应模式，鼓励参与绿证绿电

交易。大力推进园区节能降碳，推动园区建立用能和碳排放管理制度，实施节能降碳改造和用能设备更新。调整优化园区产业结构，布局发展低能耗、低污染、高附加值的新兴产业，探索绿色能源制造绿色产品的“以绿制绿”模式，支持高载能产业有序转移。强化园区资源节约集约，促进能源、土地、水资源的节约集约利用，健全园区废弃物循环利用网络，加强各类废弃物的资源化利用。完善升级园区基础设施，系统推进电力、热力、燃气、氢能、供排水、污染治理等基础设施的建设改造，推动建筑、交通等领域的绿色低碳改造。加强先进适用技术应用，探索绿色低碳技术研发与产业发展深度融合机制，打造低碳零碳负碳先进适用技术的应用场景。提升园区能碳管理能力，建设覆盖主要用能企业的能碳管理平台，强化负荷监控、预测与调配能力。支持园区加强改革创新，支持政府、园区、园区企业、电网企业、能源综合服务商等各类主体参与零碳园区建设。

从建设主体看，《通知》明确了国家级零碳园区建设主体应为省级及以上开发区，或是近期新建的、由省级及以上人民政府或主管部门批复的新兴产业园区或高新技术园区。同时，考虑到零碳园区建设要求严、难度

高，建设范围可以是园区整体，也可以是“园中园”。但需注意的是，“园中园”应有明确的四至边界，且建设和管理由所在园区管理机构或所在地人民政府负责。

二、创新为要，以零碳园区激发改革创新活力

零碳园区建设是一项创新性强、挑战性高的系统工程，需要以改革创新的热情，在科技、制度、商业模式等多个维度催生出一系列创新成果。**首先，要激发科技创新活力**，零碳园区的建设过程涉及可再生能源、储能、微电网、氢能利用、需求侧管理、建筑交通低碳化等一系列领域的科技创新，零碳园区的建设将为这些技术提供丰富的应用场景，激励科研机构和企业积极探索前沿技术，加速技术迭代和产业化进程。此外，零碳园区也将带动关键设备、核心部件及控制软件的自主研发，进一步提高产业链整体自主可控能力，促进相关产业技术水平的整体提升。**其次，要大胆做好制度创新**。《通知》中明确要因地制宜发展绿电直连、新能源就近接入增量配电网等绿色电力直供模式，这意味着零碳园区建设不仅是园区绿色低碳转型的重要抓手，也是探索电力体制改革的“试验田”。《通知》与近期印发的《关于有序推

动绿电直连发展有关事项的通知》一起，为探索绿色电力直接供应用户的新型模式提供了政策指引，不仅可以有效激活市场活力，还能为我国电力市场化改革的纵深推进提供宝贵的实践经验和政策依据，加快推动新型电力系统建设。**第三，要激发商业创新活力**。零碳园区不仅能实现极低的单位能耗碳排放，还能够为园区企业提供价格有优势、绿色竞争力强的能源要素。这一过程涉及能源、建筑、制造、金融、运营等多个行业和领域的深度融合，也必将催生一批具备综合竞争力的综合能源服务商。其不仅需要提供系统的技术解决方案，还能够通过创新的金融模式、运维模式以及能源服务模式，吸引更多社会资本进入绿色低碳领域，形成投资规模效应，推动商业模式的深层次变革。

三、落实为本，确保零碳园区建设走深走实

零碳园区建设标准高、任务重、链条长，唯有扎实推动、狠抓落实，才能真正将政策愿景转化为实实在在的建设成效。在这一过程中，精准施策、因地制宜、有序推进尤为关键。

一是摸清底数，梯次建设。国家零碳园区建设标准高、要求严，各地区、各园区要推进好这项工作，必须以清晰的家底为前

提。各地区应组织对园区的能耗结构、碳排放水平、技术基础、项目储备等情况进行全面梳理和评估，科学划分优先建设和后续跟进园区，分类施策、分步推进。对于基础条件较好、具备可再生能源资源禀赋和技术创新能力的园区，可优先进行推荐，力争率先取得突破，其在技术、商业、体制机制等方面积累的经验，也将为后续更多园区推进绿色低碳转型提供参考借鉴。

二是大胆谋划，细致论证。零碳园区创新性强、涉及面广、建设周期长，必须立足长远、科学谋划。《通知》中明确提出了国家级零碳园区申报书大纲，各地区需要综合考虑能源禀赋、

产业基础、电力安全可靠供应、减碳潜力、经济可行性等多方面因素，认真编制相关建设方案，明确建设路径和技术路线，特别注重对可再生能源接入、负荷管理、能耗及碳排放情况等方面的系统论证，确保各类工程项目具备扎实基础和可操作性，为零碳园区建设目标的实现提供切实保障。

三是着力改革，加强保障。零碳园区建设需要在体制机制、政策支持、要素配置等方面综合发力，客观上要求政府、园区、企业等主体共同努力。《通知》中明确发展改革、工业和信息化、能源等部门在零碳园区建设工作中的相关职责，为零碳园区

的建设提供了有力的制度保障。各地方部门也需要通力协作，切实承担起统筹谋划、组织实施和评估总结等职责，建立健全工作机制，细化任务分工，加强对建设全过程的跟踪指导，确保各项任务按期推进、落地见效。

建设零碳园区是党中央、国务院对“双碳”工作的新部署新要求，对于丰富可再生能源利用和消纳渠道、产业绿色低碳转型升级、激发制度和科技创新活力都有十分重要的意义，对于加快经济社会全面绿色低碳转型、实现碳达峰碳中和目标等具有积极促进作用。■



广州电力交易中心陈玮、王鑫根、张舸、陈晓东： 为全国统一电力市场计量结算 工作筑牢根基

——解读《电力市场计量结算基本规则》

近日，国家发展改革委、国家能源局印发《电力市场计量结算基本规则》（以下简称《规则》）。作为落实党的二十届三中全会关于全国统一电力市场建设决策部署的重要举措，该规则填补了电力市场“1+6”基础规则体系的最后一块空白，为全国统一电力市场计量结算工作提供了关键制度保障。

制度先行 夯实全国统一电力市场 根基

（一）出台背景：解决电能在全国流通的最后症结

2025年是“十四五”收官与“十五五”规划衔接之年，国家明确提出加快构建高效规范、公平竞争的全国统一大市场。电力市场作为要素市场化配置的关键领域，以《电力市场运行基本规

则》为核心的“1+6”基础规则体系正是响应“深化电力体制改革，健全多层次统一电力市场体系”要求的制度创新。《规则》作为全国统一电力市场“1+6”基础规则体系的重要组成部分，与《电力中长期交易基本规则》《电力现货市场基本规则（试行）》《电力辅助服务市场基本规则》等形成完整闭环，解决了长久以来电力市场计量、结算领域标准不统一的问题，实现从交易申报到交易出清，再到电量计量与电费结算的全流程标准化。

（二）时代意义：为新型电力系统建设提供制度保障

2020年，“1+6”基础规则体系的首个规则—《电力中长期交易基本规则》正式修订印发，在统一交易品种、统一交易时序、规范成员权责、统一偏差处理机制等方面，改变了此前各地

“碎片化”交易模式，全国电力交易规模不断增长。五年来，电力已通过市场化方式实现全国范围内高效流通，今年6月全国最大规模的一次跨电网经营区市场化电力交易顺利组织，超20亿千瓦时来自广东、广西、云南的电能，将通过闽粤联网工程及相关联络通道，全天候输送至上海、浙江、安徽、福建。今年是新一轮电力体制改革十周年，《规则》的印发正当其时，为经营主体的收益保障构建了高效完整的闭环体系，将加速形成“全国交易一盘棋，各地结算一把尺”的市场新格局，为推进全国统一电力市场建设注入制度性推力。

破立并举 推动电力市场公平高效 运转

（一）规范结算原则，实现

结算方式全国统一

一是《规则》首次在全国层面明确了清分计算与电费结算开展的周期，为经营主体准确掌握自身的电费情况提供了制度支撑。要求结算原则上以自然月为周期开展，统一了电力现货市场未连续运行时、电力现货市场连续运行时及电力辅助服务、零售市场的结算原则。

二是《规则》首次在国家基本规则层面对电力市场结算准备环节进行了全面规范。主体档案、计量信息、交易计划、调度执行结果等数据是电力市场结算的重要依据，须建立标准统一的、满足市场需求的、高效的数据交互平台，打通发、输、配、

用及交易、调度各环节的数据流，为市场运营提供一站式数据服务，为全国统一电力市场打下坚实基础。

通过统一结算原则，实现了中长期与现货、批发与零售、电能与辅助服务市场的结算协同，避免了多周期结算混乱的问题，明确了结算准备环节各业务模块的协同标准，适应了高比例新能源及新型主体等新型电力系统的运行需求，推动电力市场向高效、公平、可持续方向发展。

（二）规范电费结算，促进电费支付透明高效

一是清晰界定了经营主体与电网企业的双向义务。既明确了经营主体提供资金账户和按时支

付的责任，避免了因账户信息缺失或支付延迟导致的电费拖欠，也强化了电网企业的电费收付的执行责任，确保电费结算的及时性和透明度。

二是为电费颗粒归仓提供了多重保障。在结算时序方面，从结算数据准备时间，到结算依据出具时间，再到发票开具及电费支付时间，全流程标准化管控。在资金支付责任方面，同时明确了发电企业、电网企业、电力用户之间的电费收付要求，明确各方的权利义务，减少了因责任不清导致的支付纠纷。在资金规范方面，提出不设不平衡资金池、独立记录结算项目等要求，确保电费资金专项用于结算，避免了



资金被挪用或占用的风险，保障经营主体的资金权益。

通过规范电费结算，提高结算工作的效率和质量，通过明确时序、界定责任、资金规范，为经营主体电费的颗粒归仓提供了有力制度保障。这对于维护电力市场秩序、保障经营主体合法权益、推动全国统一电力市场建设具有重要意义。

成效凸显 电力市场“最后一公里”提速显著

可以预见，《规则》实施后，将进一步提升电力市场计量结算的工作质效。

一是将计量结算规则纳入全国电力市场“1+6”基础规则体系，将全面约束潜在的市场分割行为，通过统一的规范标准，打破地域技术壁垒。

二是大幅提升电力市场计量结算数据的标准性，打破地域“孤岛”，从国家监管层面到经营主体层面，均会提升使用便捷度。

三是显著降低交易成本，消除经营主体交易顾虑，在统一的顶层设计框架之下开展交易，提升交易效率，促进资源在更大范围内流通。

四是结算工作前移，电费结算工作重心从传统的“抄表核算”大幅前移，将深度融入合同管理、交易申报、调度执行、偏差处理等环节。

筑基未来 任重道远

《规则》的出台，是我国深化电力体制改革、加快建设全国统一电力市场进程中具有里程碑意义的关键一步。从最基础的计

量与结算环节着手，致力于构建统一、规范、透明、高效的制度体系和技术基础，为电力资源的全国范围内自由流动和优化配置铺平道路。

《规则》带来的影响是深远的，它不仅重塑结算业务流程、提升技术要求，更在于推动全国统一电力市场理念深入人心。《规则》的落地，有赖于强大的技术支撑、专业的人才队伍以及有效的监管保障。

展望未来，随着《规则》的全面实施，我国电力市场将拥有更加坚实的底层运行基础，一个高效运作、充分竞争、全国统一的电力市场体系将加速从蓝图变为现实，为能源转型和经济社会高质量发展提供强大动力。■

中共中央办公厅 国务院办公厅 关于推进绿色低碳转型加强全国碳市场建设的意见

碳市场是利用市场机制积极应对气候变化、加快经济社会发展全面绿色转型的重要政策工具。目前，我国已建立重点排放单位履行强制减排责任的全国碳排放权交易市场和激励社会自主减排的全国温室气体自愿减排交易市场。为推动建设更加有效、更有活力、更具国际影响力的全国碳市场，经党中央、国务院同意，现提出如下意见。

一、总体要求

坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入贯彻党的二十大和二十届二中、三中全会精神，全面贯彻习近平经济思想、习近平生态文明思想，坚持稳中求进工作总基调，兼顾绿色低碳转型和经济发展需要，坚持有效市场、有为政府，坚持碳市场作为控制温室气体排放政策工具的基本定位，加快建设全国统一的碳市场，有计划分步骤扩大实施范围、扩展参与主体，营造更加公平公开透明的市场环境，努力实现碳排放资源

配置效率最优化和效益最大化，推动传统产业深度转型，培育发展新质生产力，激发全社会绿色低碳发展内生动力，为积极稳妥推进碳达峰碳中和、建设美丽中国提供重要支撑。

主要目标是：到2027年，全国碳排放权交易市场基本覆盖工业领域主要排放行业，全国温室气体自愿减排交易市场实现重点领域全覆盖。到2030年，基本建成以配额总量控制为基础、免费和有偿分配相结合的全国碳排放权交易市场，建成诚信透明、方法统一、参与广泛、与国际接轨的全国温室气体自愿减排交易市场，形成减排效果明显、规则体系健全、价格水平合理的碳定价机制。

二、加快建设全国碳排放权交易市场

（一）扩大全国碳排放权交易市场覆盖范围。根据行业发展状况、降碳减污贡献、数据质量基础、碳排放特征等，有序扩大覆盖行业范围和温室气体种类。

（二）完善碳排放配额管理制度。建立预期明确、公开透明的碳排放配额管理制度，保持政策稳定性和连续性。综合考虑经济社会发展、行业特点、低碳转型成本等，明确市场中长期碳排放配额控制目标及碳排放双控要求，处理好与能源安全、产业链供应链安全、民生保障的关系，科学设定配额总量，逐步由强度控制转向总量控制。到2027年，对碳排放总量相对稳定的行业优先实施配额总量控制。稳妥推行免费和有偿相结合的碳排放配额分配方式，有序提高有偿分配比例。建立配额储备和市场调节机制，平衡市场供需，增强市场稳定性和流动性。合理确定用核证自愿减排量抵销碳排放配额清缴的比例。

（三）加强对碳排放权交易试点市场的指导和监督管理。统筹好全国碳排放权交易市场和有关地方试点开展的碳市场。现有碳排放权交易试点市场要按照有关要求规范建设运行，助力区域绿色低碳转

型。鼓励碳排放权交易试点市场在扩大覆盖范围、完善市场调节机制、创新监管手段、健康有序发展碳金融等方面先行先试，为全国碳排放权交易市场建设探索经验。建立定期评估和退出机制，不再新建地方或区域碳排放权交易市场。

三、积极发展全国温室气体自愿减排交易市场

（四）加快自愿减排交易市场建设。建立科学完备的方法学体系，针对可持续发展效益显著、社会期待高、社会和生态效益兼具的重点领域加快方法学开发，有效服务社会自主减排和生态产品价值实现。强化自愿减排项目开发、审定、实施及减排量核查等全链条管理。项目业主、审定与核查机构要恪守诚信原则，严格落实承诺事项，主动接受社会监督。加强全国碳减排资源统筹管理，规范各类自愿减排交易活动。

（五）积极推动核证自愿减排量应用。倡导推动党政机关、企业、社会团体等在绿色供应链管理、开展大型活动、履行社会责任、绿色低碳生活等方面，积极使用核证自愿减排量抵销碳排放，各级党政机关和国有企业要发挥表率作用。完善核证自愿减排量抵销规则，提高国际认可度，积极服务有关行业企业国际履约和产品碳中和。

四、着力提升碳市场活力

（六）丰富交易产品。稳慎推进金融机构探索开发与碳排放权和核证自愿减排量相关的绿色金融产品和服务，加大对温室气体减排的支持力度。建立完善碳质押、碳回购等政策制度，规范开展与碳排放权相关的金融活动，拓展企业碳资产管理渠道。以全国碳市场为主体建立完善碳定价机制，充分利用全国碳市场的价格发现功能，为金融支持绿色低碳发展提供有效的价格信号。

（七）扩展交易主体。支持银行等金融机构规范开展碳质押融资业务，稳妥推进符合要求的金融机构在依法合规、风险可控前提下参与全国碳市场交易，适时引入其他非履约主体。全国温室气体自愿减排交易市场逐步引入符合条件的自然人参与交易。

（八）加强市场交易监管。规范重大政策信息发布，完善市场交易风险预防预警及处置程序，开展全国碳市场价格跟踪评估，推动形成合理交易价格。加强交易行为监管，严厉打击扰乱市场秩序、操纵市场等行为。建立重点排放单位履约风险评估预警和管理制度，防范履约风险。加强对碳金融活动的监督管理，引导金融机构按照市场化、法治化原则做好金融服务，守住不发生系统性金融风险的底线。

五、全面加强碳市场能力建设

（九）完善管理体制和支撑体系。建立健全与全国碳市场发展阶段相适应、有利于加强统一监督管理、权责清晰、运行高效的管理体系。加强全国碳市场管理能力建设。推动建设全链条、数字化、智能化的全国碳市场管理系统、注册登记系统和交易系统，强化服务功能，保障数据安全。

（十）加强碳排放核算与报告管理。健全企业温室气体排放报告制度。结合全国碳市场建设，加快修订重点行业企业温室气体核算与报告指南，条件成熟后转化为国家标准。实施碳排放核算分类管理，完善基于排放因子法的核算体系，探索开展基于自动监测的碳排放核算。加强碳排放关键计量器具配备、使用和管理，依法进行检定或校准，制定计量技术规范，开展碳排放计量审查。实施重点排放单位关键参数月度存证。

（十一）严格规范碳排放核查。完善重点行业核查技术规范，明确核查要点和要求，规范核查流程。推动审定核查机构严格遵循客观独立、诚实守信、公平公正、专业严谨的原则，对碳排放进行全面核实查证，确保审定、核查结果的准确性和可信度。对碳排放报告持续保持高质量的重点排放单位可结

合实际简化核查。

（十二）加强碳排放数据质量全过程监管。压实重点排放单位履行碳排放核算与报告的主体责任，推动企业建立健全碳排放数据质量内部管理制度。地方生态环境、市场监管部门会同有关部门加强碳排放数据日常监督管理，综合运用大数据、区块链、物联网等技术，提升监管水平。加大违法违规行为查处力度，严厉打击弄虚作假行为。

（十三）加强技术服务机构监管。对全国碳排放权交易市场核查机构实施认证机构资质管理，明确准入条件、行为规范和退出机制。加强碳排放相关检验检测机构管理，建立违规机构清出机制。积极培育咨询服务、检验检测、审定核查等技术服务业，定期开展评估，促进第三方技术服务市场健康发展，打造更多国际性专业服务机构。推动技术服务机构加强行业自律管理。

（十四）完善信息披露制

度。重点排放单位、注册登记机构、交易机构、技术服务机构、金融机构等根据有关要求及时公开排放、履约、交易、质押等相关信息，接受社会监督。建立碳市场相关数据部门共享机制。依法加强重点排放单位、技术服务机构和金融机构信用监督管理。

六、加强组织实施保障

（十五）加强组织领导。在党中央集中统一领导下，各地区各有关部门要结合实际抓好本意见贯彻落实。地方各级党委和政府要加强组织领导，积极推进绿色低碳转型，强化对碳市场建设运行的政策支持，加强对重点排放单位的监督管理，扎实做好本地区重点排放单位配额发放、配额清缴、数据质量管理等工作。生态环境部要加强碳市场建设统筹协调、组织实施和跟踪评估，系统推进任务落地落实。有关部门要根据职责分工，加强协调配合和监管指导，形成工作合力。重大事项及时按程序向党中

央、国务院请示报告。

（十六）强化政策法规支撑。研究完善相关法律法规，为碳市场建设提供法律支撑。开展温室气体自愿减排交易管理相关立法研究。健全行政执法与刑事司法衔接长效机制，依法开展相关领域检察公益诉讼，加大对碳市场违法犯罪行为的联合打击力度。完善裁判规则体系，依法支持行政机关履行碳市场行政监管职责。加强全国碳市场与绿电、绿证等市场化机制的政策协同、制度衔接。制定全国碳市场注册登记和交易收费规则。完善全国碳市场资金清算机制，提高资金清算效率。降低碳市场制度性交易成本。

（十七）深化国际交流与合作。积极参与应对气候变化《巴黎协定》相关碳市场机制规则制定，推动全球绿色低碳公正转型。加强国际磋商和对话交流。加强碳市场领域交流合作，推动技术、方法、标准、数据国际互认。多渠道宣传我国碳市场建设做法和经验。■



国家发展改革委 国家能源局关于完善省内天然气管道运输价格机制促进行业高质量发展的指导意见

为贯彻落实党的二十届三中全会精神和党中央、国务院关于深化石油天然气市场体系改革、完善价格治理机制的决策部署，加强自然垄断环节价格监管，提升天然气管道运输效率，促进行业高质量发展，现就完善省内天然气管道运输价格机制提出以下意见。

一、明确定价权限和范围

省（自治区、直辖市，下同）内各级天然气管道（不含企业内部自用管道）运输价格由省级发展改革部门制定，原则上不再下放定价权限。已经纳入国家统一定价的跨省天然气管道系统省内段及配套支线，省级发展改革部门不再重复定价。

二、合理确定定价模式

省内天然气管道运输价格应当实行统一定价模式，由“一线一价”、“一企一价”向分区定价或全省统一价格过渡，实现与跨省天然气管道运输价格机制有效衔接，助力形成“全国一张网”。过渡期内可采取制定标杆价格等方式，引

导管道经营企业优胜劣汰、资源整合，提升管网运行效率。

三、科学核定价格水平

（一）统一定价方法和原则。省级发展改革部门应在严格开展成本监审的基础上，按照“准许成本加合理收益”的方法核定省内天然气管道运输价格，即通过核定准许成本、监管准许收益确定准许收入，考虑输气量（周转量）确定管道运输价格。标杆价格可根据省内管道经营企业平均价格水平确定，也可参照成本管理较好的管道经营企业价格水平确定。实行分区定价的，根据当地天然气市场结构、管道分布情况等划分价区。新建管道运输价格原则上参照标杆价格、所在价区价格或全省统一价格执行。

（二）合理设置定价参数。天然气管道资产折旧年限原则上按40年确定。安全生产费用应按照国家有关规定足额核定，保障管道安全稳定运行。准许收益率结合管道建设需要、用户承受能力等因素确定，原则上不高于10年期国债收益

率加4个百分点。核定管道输气量（周转量）应设置最低负荷率要求，具体水平统筹考虑促进提升管道利用效率、企业实际运输负荷、管道运行阶段等因素确定，原则上不低于50%。其他定价参数可参考跨省天然气管道运输价格管理办法和成本监审办法有关规定，并结合当地实际情况合理确定。

（三）明确价格监管周期。省内天然气管道运输价格实行定期校核、动态调整，监管周期原则上为3年。监管周期内相关资产、成本、输气量等发生重大变化的，可提前校核。

四、优化管道规划和投资管理

各省要加强省内天然气管道建设运营管理，坚持统筹规划、科学审批，确保管道建设经济合理、运行便捷高效。省级能源主管部门统一负责省内天然气管道规划。要加强系统谋划，在服从国家相关规划的基础上，结合当地资源禀赋和市场供需情况，优化全省天然气管道规划布局，减少运输层级，缩短

运输路径，避免重复建设。加强管道及配套场站等投资项目审核把关，严格控制增设不必要中间环节以及经济性较差、不利于资源有效利用的项目。项目核准文件中应明确项目投产后执行的管道运输价格政策。强化投资主体条件审核，优先支持综合实力强的存量管道经营企业投资建设新管道，充分利用现有资源，促进集中整合经营。在符合政府规划和管网系统安全运行要求的前提下，支持具备条件的城镇燃气企业和大用户就近接入国家及省内干线、支干线等管道下载天然气。

五、压减供气环节

各省发展改革部门、能源主管部门要认真评估省内供气环节及各环节加价情况，综合施策推动压缩供气环节，减少层层加价，降低下游用气成本。鼓励上游供气企业

与城镇燃气企业、大用户开展直购直销。对没有实质性管网投入、不提供必要管道运输服务的“背靠背”分输站等供气环节，要进一步加大力度清理取消；暂时难以取消的，可按照仅补偿运行维护成本的原则从严核定服务价格。通过多条省内管道接续供气的，各省发展改革部门可结合实际需要制定管道运输价格累加上限，促进优化运输路径，减轻用户负担。

六、规范市场秩序

省内天然气管道经营企业要严格执行管道运输价格政策，不得以代输费和管道租赁费等名义，刻意规避政府定价；不得通过改变计价方式、强制服务等变相提高管道运输价格。天然气干线管网可以实现供气的区域，企业不得利用管网垄断优势，强制实行统购统销并加

价收费。要认真落实管网设施公平接入和使用要求，规范输气服务、合同履行、信息报送和公开等行为。各省发展改革部门要积极配合市场监管部门加强价格监督检查，严厉查处相关企业价格违法违规行为，情节严重的予以公开曝光，切实维护天然气市场秩序。

七、强化组织实施

各省要对省内天然气管道数量、投资主体和运营情况进行全面摸底，形成应纳入政府定价的省内天然气管道清单，并持续更新。对管道规划投资和价格管理情况开展系统评估，对照有关要求及时优化完善。尽快制定完善省内天然气管道运输价格管理办法，明确价格机制改革过渡期和过渡方式，稳妥有序组织实施。■



国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于2025年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知

为贯彻落实《中华人民共和国能源法》，助力实现碳达峰碳中和，推动可再生能源高质量发展，根据可再生能源电力消纳保障机制有关安排，现将2025年、2026年可再生能源电力消纳责任权重和重点用能行业绿色电力消费比例印发给你们，并就有关事项通知如下。

一、本次下达的2025年可再生能源电力消纳责任权重为约束性指标，按此对各省（自治区、直辖市）进行考核评估；2026年权重为预期性指标，各省（自治区、直辖市）要按此做好项目储备，并结合2025年消纳责任权重完成情况优化纳入新能源可持续发展价格结算机制的电量规模，结合新能源消纳需求，同步加强调节能力规划建设等配套措施，进一步提高电力系统消纳和调控水平。

二、为贯彻《中华人民共和国能源法》关于建立绿色能源消费促进机制的要求，落实《2024—2025年节能降碳行动方案》（国发〔2024〕12号）、《关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见》

（发改能源〔2024〕1537号）、《全国碳排放权交易市场覆盖水泥、钢铁、铝冶炼行业工作方案》（环气候〔2025〕23号）、《数据中心绿色低碳发展专项行动计划》（发改环资〔2024〕970号）等文件要求，在电解铝行业基础上，2025年增设钢铁、水泥、多晶硅行业和国家枢纽节点新建数据中心绿色电力消费比例。

三、各省（自治区、直辖市）可再生能源电力消纳责任权重完成情况核算，以本省级行政区域实际消纳的物理电量为主、以省级绿证账户购买省外的绿证为辅，2025年可再生能源电力消纳责任权重应在当年完成，不再转移至2026年。重点用能行业绿色电力消费比例完成情况核算以绿证为主，2025年各省（自治区、直辖市）对电解铝行业绿色电力消费比例完成情况进行考核，对钢铁、水泥、多晶硅和国家枢纽节点新建数据中心绿色电力消费比例完成情况只监测不考核。

四、各省级能源主管部门会

同经济运行管理部门要按照下达的可再生能源电力消纳责任权重和绿色电力消费比例，精心组织可再生能源开发建设，统筹本地消纳和外送消纳，制定实施方案，切实将权重和绿色电力消费比例分解落实到重点用能行业和重点用能单位。2025年7月底前，向国家发展改革委、国家能源局报送权重分解实施方案；2026年2月底前，向国家发展改革委、国家能源局报送2025年本省级行政区域可再生能源电力消纳责任权重和重点用能行业绿色电力消费比例完成情况。

五、各电网企业要密切配合省级能源主管部门，组织调度、运行和交易等部门，认真做好可再生能源电力并网消纳、跨省跨区输送和市场交易。2026年1月底前，国家电网、南方电网所属省级电网企业和内蒙古电力（集团）有限责任公司向省级能源主管部门、经济运行管理部门和国家能源局派出机构报送2025年本经营区及重点用能行业、重点用能单位可再生能源电力消纳责任权重完成情况。

六、国家能源局各派出机构要切实承担监管责任，积极协调落实可再生能源电力并网消纳和跨省跨区交易，对监管区域内可再生能源电力消纳责任权重和重点行业绿色电力消费比例完成情况开展监

管，2026年2月底前，向国家发展改革委、国家能源局报送2025年监管情况。

国家发展改革委、国家能源局将组织电规总院、水电总院、国家发展改革委能源研究所等单位，

按季度跟踪监测各省（自治区、直辖市）可再生能源电力消纳责任权重和重点用能行业绿色电力消费比例的落实情况，提醒并指导各省（自治区、直辖市）按期完成。

我省2025年可再生能源电力消纳责任权重

| 2025 年总量消纳责任权重 | 2025 年非水电消纳责任权重 |
|----------------|-----------------|
| 27.5% | 20.2% |

我省2026年可再生能源电力消纳责任权重预期目标

| 2026 年总量消纳责任权重预期值 | 2026 年非水电消纳责任权重预期值 |
|-------------------|--------------------|
| 28.5% | 21.9% |

我省2025年重点用能行业绿色电力消费比例

| 电解铝行业绿色电力消费比例 | 钢铁行业绿色电力消费比例 | 多晶硅行业绿色电力消费比例 | 水泥行业绿色电力消费比例 | 国家枢纽节点新建数据中心绿色电力消费比例 |
|---------------|--------------|---------------|--------------|----------------------|
| 27.5% | 27.5% | 27.5% | 27.5% | 80.0% |

我省2026年重点用能行业绿色电力消费比例

| 电解铝行业绿色电力消费比例 | 钢铁行业绿色电力消费比例 | 多晶硅行业绿色电力消费比例 | 水泥行业绿色电力消费比例 | 国家枢纽节点新建数据中心绿色电力消费比例 |
|---------------|--------------|---------------|--------------|----------------------|
| 29.5% | 29.5% | 29.5% | 29.5% | 80.0% |



我省优化电网侧新型储能项目规划管理工作

7月22日，省发改委印发《关于优化电网侧新型储能项目规划管理工作的通知》。文件明确，**已纳入地区电网侧储能项目，额定功率300MW以下评审后由相关设区市发展改革委出具电网侧新型储能项目的纳规文件；额定功率300MW以上评审后纳入省级电网规划，由江苏省发改委出具电网侧新型储能项目的纳规文件。**

各设区市发展改革委自行规划布局、不在“苏发改能源发〔2023〕774号、891号、1259号”“苏发改能源发〔2024〕943号”等文件明确的省级电网侧储能

规划规模内的项目，不享受“苏发改能源发〔2023〕775号”等文件规定的价格政策，但在满足相关政策和技术要求后可参与中长期、现货和辅助服务等电力市场，获得相应收益。

各设区市发展改革委对自行规划布局的电网侧储能项目，应建立容量补贴、电量补偿、共享租赁等地方支持性政策，支持项目可持续发展和正常经营，并提醒项目单位充分考虑市场风险和政策风险，科学合理进行投资决策。

此外，各设区市发展改革委可结合本地应用场景和发展实际，

研究出台地方性支持政策，探索风电、光伏项目自愿建设、购买共享新型储能提高消纳水平，推动商业模式创新。

结合新型电力系统对新型储能技术路线的实际需要，推动高安全、低成本、长时储能发展，积极探索运用固态电池、长时液流电池等新技术路线，提高储能新技术的能量转换效率，引导技术成熟的产业落地，为地方产业发展、储能技术迭代做好技术储备，推动新型储能产业高质量发展。■

《江苏省零碳(近零碳)工厂培育建设工作方案(2025-2027年)》印发

近日，省工信厅发布《江苏省零碳(近零碳)工厂培育建设工作方案(2025-2027年)》。

文件明确：到2027年，培育50家以上省级层面，形成可复制、可推广的零碳(近零碳)工厂建设经验和模式。

文件提出，自主减排是零碳(近零碳)工厂建设的重要前提。工厂应因地制宜开发、使用太阳能、风能等非化石能源，减少化石能源消耗。有条件的工厂可建设绿色能源储能设施、工业智能微电网等，促进能源的高效使用和低碳排放。积极推动工业企业用能电气

化，扩大电气化终端用能设备使用比例，鼓励企业使用电窑炉、电加热、电动交通工具，在终端能源消费环节实施以电代煤、以电代油。鼓励工厂通过电力市场化交易途径积极购买绿色电力。

工厂应定期采用能源审计、节能诊断等措施，挖掘降碳减排潜力，通过采用节能降碳技术、实施升级改造、加强管理等手段，在能源购入存储、加工转换、输送分配、终端使用等环节全面提升能源利用效率，实现能源产出率滚动提升、单位产品、工序能耗持续下降。有适用的国家、地方和行业能

耗限额标准先进值时，应达到先进值，推动能效水平“应提尽提”。国家已出台能效标杆水平指标的，应达到标杆水平。

工厂应围绕能源全生命周期管理建立数字化能碳管理中心，通过采用人工智能、工业互联网和物联网、智能传感等数字化、自动化技术，对企业能源系统的生产、输配和消耗实施动态监控和管理，改进和优化能源供应、使用、储存以及能源平衡，提高企业能源利用效率和管理水平降低能源消耗和碳排放。■

我省开展2025年度江苏省产品碳足迹核算认证奖励工作

7月11日，省发展改革委等部门发布关于开展2025年度江苏省产品碳足迹核算认证奖励工作的通知。文件提出，推动企业通过江苏省产品碳足迹公共服务平台开展产品碳足迹核算认证工作，发挥链主企业低碳供应链带动作用 and 出口企

业绿色需求引领作用，扩大碳足迹平台应用面和影响力，高质量打造本土碳足迹数据库。

省级财政按照年度奖励资金总额确定单个产品或服务的奖励，实行定额奖励，每个产品或服务可获奖励不超过5万元，同一企业或

单位最高奖励不超过10万元。

鼓励有条件的设区市和县(市、区)财政配套资金，参照省级财政做法，对使用江苏省产品碳足迹公共服务平台开展碳足迹核算认证的企业或单位给予奖励。■



《江苏省2025年大气污染防治工作计划》印发

7月15日，省生态环境厅印发《江苏省2025年大气污染防治工作计划》。文件提出，2025年全省PM2.5浓度不高于33微克/立方米，优良天数比率达到82%左右，重污染天数比率控制在0.2%以内；完成国家下达的氮氧化物、挥发性有机物重点工程减排量目标。

文件还提及，突出源头治理，推动重点领域绿色低碳转型。推进能源结构调整优化，在保障能源安全供应的前提下，严格合理

控制煤炭消费总量，2025年煤炭消费量较2020下降5%左右。大力发展新能源和清洁能源，2025年非化石能源消费比重达20%左右、可再生能源占全省能源消费总量比重达15%以上。充分发挥30万千瓦及以上热电联产电厂的供热能力，对其供热半径30公里范围内的燃煤锅炉和落后燃煤小热电机组（含自备电厂）进行关停或整合。

聚焦重点行业，推进大气污染综合治理。高质量推进超低排放

改造工作。巩固钢铁行业超低排放改造成效。加强日常调度和工作帮扶，全省水泥和焦化企业年底前基本完成超低排放改造，推动有条件的企业开展评估监测。实施重点行业大气污染深度治理。加快推进煤电机组深度脱硝改造，年底前全面完成煤电机组深度脱硝改造任务。有序推进铸造、玻璃、垃圾焚烧发电、有色、石灰、矿棉等行业深度治理。推动完成一批垃圾焚烧发电企业提标改造。

我省多措并举促进民营经济绿色发展

近日，省生态环境厅出台《进一步促进民营经济绿色发展的若干措施》，指导全省生态环境部门更好支持服务民营经济绿色发展。

《若干措施》从促进绿色低碳转型等12个方面为民营经济绿色发展提供支持。提出，要推动审批简约高效，根据项目性质分类实施环评告知承诺制审批、“打捆”审批、无需重新审批等改革举措，比如同一产业园区的同类

型生物医药、集成电路研发类项目，可实施环评“打捆”审批，简化审批流程。要帮助民营企业提升污染治理水平，支持企业参与省级生态环境科研项目；推动传统产业民营企业进行设备焕新升级；支持地理位置相近、生产工艺和污染物性质相似的中小民营企业，共建共享集中式的废气、废水治污设施。同时，从财政金融方面强化支持，为开展环保专用设备更新改造、减污降碳协同控制的企业提供绿色金

融政策，充分发挥“环保贷”“环保担”“环基贷”作用，解决企业环境治理融资难、融资贵难题。此外，《若干措施》还明确，要规范涉企行政处罚，根据企业违法行为危害后果是否造成实质性危害，采取相应的惩戒措施，对未造成实质性危害的，视情节轻重，可依法不予处罚或减轻处罚，依法降低行政执法对企业的负面影响。

《江苏分布式新能源聚合参与省内绿电市场交易试点实施方案》发布

7月16日，江苏电力交易中心发布《江苏分布式新能源聚合参与省内绿电市场交易试点实施方案》，江苏分布式新能源聚合参与绿电市场的经营主体包括参与电力市场交易的分布式新能源、分布式新能源聚合商（简称“聚合商”）、售电公司、电力用户等。

试点初期，暂不考虑台区、

电压节点、管辖范围等因素，全省范围内分布式新能源资源可自主选择直接参与或通过聚合商代理的方式参与绿电交易，引导10kV以下、总额定容量小于1MW的分布式新能源优先通过聚合商聚合。

分布式新能源与聚合商的代理关系通过合同方式确立，在合同中明确代理费用，并在交易平台上

备案。试点初期，聚合商代理关系通过交易平台以协商交易方式确立。根据试点情况，探索通过邀约、挂牌等多种交易方式确立分布式新能源与聚合商代理关系。分布式新能源在同一合同周期内仅可与一家聚合商成交，分布式新能源全部市场化电量通过该聚合商进行市场化交易。

《江苏省产业能效指南（2025年版）》发布

节能降碳是推进碳达峰碳中和、加快发展方式绿色转型的重要抓手。为更好服务全省产业结构升级和节能降碳工作，促进全省产业能效提升，省发展改革委同省工业和信息化厅、省节能监察中心研究编制了《江苏省产业能效指南

（2025年版）》。

《指南2025版》结合江苏省产业发展实际和特色，汇集了省重点领域产品能效、其他领域产品能效、设备能效、常用能源折标准煤系数参照表、能源计量器具配备率要求等内容，可为各级政府部门招引低高效优

质产业项目、遏制高耗能高排放项目盲目发展、淘汰落后和化解过剩产能等提供参考依据，为企业事业单位加强行业能效对标、规范用能设备选型、提升节能降碳管理水平等提供重要指导，从而推动全省产业能效水平实现系统性提升。



常州发布《国家碳达峰试点（常州）实施方案》

8月18日，常州市人民政府发布《国家碳达峰试点（常州）实施方案》。《方案》明确，到2030年，单位地区生产总值能耗、单位地区生产总值二氧化碳排放持续下降，产业结构调整取得重大进展，重点耗能行业能源利用效率达到国际先进水平，经济社会发展全面绿色低碳转型取得显著成效，2030年前顺利实现碳达峰目标，为全国同类地区提供可复制、可推广的绿色低碳转型经验做法。

一、重点任务

《方案》重点任务共8个方面，31条具体举措，具体如下：

一是加快能源绿色低碳转型。提出推动化石能源清洁高效利用，提升终端用能电气化水平，到2030年电能替代电量达48亿千瓦时；加快发展非化石能源，到2030

年，全市可再生能源装机规模达800万千瓦；加快建设新型电力系统，建立健全需求侧响应资源调度运行机制和市场交易机制，到2030年实现需求侧响应能力达到最大用电负荷的8%；大力发展微电网，到2030年建设微电网项目500个。

二是提升能源资源利用效率。提出构建能源高效利用体系，提升工业园区综合能效，加强重点用能设备节能管理，提升资源节约循环利用水平。

三是大力发展绿色低碳经济。提出打造高能级绿色低碳产业集群，到2030年，新能源产业规模达到1.5万亿元左右；推动传统产业绿色焕新，每年组织实施800个以上技术改造项目；构建完善绿色制造体系；加快推动产业智能化改造，加快建立数字化碳管理体系，每年打造20个先进级及以上智能工

厂；培育壮大绿色低碳服务业，到2030年，引育清洁低碳综合能源服务商20家以上。

四是加快城乡建设绿色低碳发展。提出推进城乡建设绿色低碳转型，全面提升绿色建筑建造品质，推动既有建筑节能改造，优化建筑用能结构，到2030年，新建公共机构建筑可用屋顶面积光伏覆盖率达到80%。

五是促进交通运输绿色低碳转型。提出建设绿色高效交通基础设施网络，加快推动交通运输工具绿色低碳转型，推动运输结构绿色化发展，持续优化绿色出行体系，到2030年，新增新能源、清洁能源动力的交通工具比例达到70%左右，绿色出行比例达到80%。

六是加强绿色低碳科技创新。提出强化绿色技术创新策源，到2030年，全市绿色低碳领域拥有

高新技术企业达500家以上，建有重点实验室、新型研发机构、省产研院联合创新中心等省级以上科技创新平台100家以上；培养绿色低碳创新人才，构建绿色低碳技术应用推广机制。

七是巩固提升碳汇能力。提出加强生态空间管控和保护，强化污染源头治理，提升生态系统碳汇能力。

八是开展绿色低碳全民行动。提出加强绿色低碳宣传教育，倡导绿色低碳生活方式，引导全民绿色低碳理念，强化干部教育培训。

二、重点工程

《方案》明确，为保障试点目标实现，实施能源基础设施、节能降碳改造、绿色低碳技术示范、环境基础设施、循环经济发展、生态保护修复等六大工程53个重点项目。其中，以清洁高效支撑性电源、分布式光伏、新型储能为重点，谋划实施能源基础设施类项目11个；以工业重点领域设备更新改造、用能设备更新改造为重点，谋

划实施节能降碳改造类项目10个；以新能源高端技术研发生产、低碳技术示范应用为重点，谋划实施绿色低碳技术示范项目9个。

三、创新举措

《方案》创新举措共8个方面，24项创新工作。具体要点如下：

一是探索建立“碳核算+碳预算”管控机制。提出健全碳排放统计核算制度，探索开展碳预算管理，建立健全碳排放管控机制。

二是探索建立碳评价管理制度。提出开展固定资产投资项目碳排放评价，完善重点碳排放单位管理制度，建设能碳管理平台。

三是健全产品碳足迹管理体系。提出建立健全碳足迹核算标准体系，到2030年，新增牵头和参与起草绿色发展相关国际标准、国家标准20项以上，发布地方标准、团体标准25项以上；深化产品碳足迹标识认证试点建设，到2030年，完成150个以上产品碳足迹标识认证；完善常州市双碳公共服务平台

功能。

四是促进环境、社会和治理（ESG）体系建设。提出提升企业践行ESG内生动力，开展ESG工作试点，探索构建ESG服务体系，到2027年力争实现全市上市企业ESG信息披露率达60%以上。

五是加快建设国家车网互动规模化应用试点城市。提出优化车网互动平台功能，积极引导有序充电，规模化推动V2G放电。

六是深入开展零碳试点建设。提出加快省级碳达峰碳中和试点建设，持续开展零碳试点建设，到2030年，培育（近）零碳园区30个、（近）零碳工厂60家以上，积极争创国家、省级零碳园区（工厂）；发挥零碳试点引领作用。

七是完善绿色转型支持政策。提出实施与减污降碳成效挂钩的财政政策，丰富绿色转型投融资政策，健全绿色转型市场化机制。

八是建立低碳交流合作机制。提出深度融入长三角一体化战略，加强跨区域绿色低碳领域交流合作，积极开展国际交流合作。■



国华投资江苏分公司：

匠心“质”造步铿锵

——写在荣获“中国电力优质工程”之际

文/柏成

八月，行驶于G228国道东台段，绿色植被、金色良田与彩色公路交织成一幅唯美画卷。国道两侧，一台台高大的风机巍然耸立，随风转动，源源不断地输送电流，孜孜不倦地创造着洁净的绿色能源。这里是国华投资江苏分公司东台200兆瓦风电特许权创新升级改造延役项目现场。

该项目于2022年11月开工建设，2023年11月并网运行，是国内首个陆上风电特许权改造延役项目。历经385天的艰辛鏖战，创优期斩获20余项荣誉和创新成果，8月，项目获评“2025年度中国电力优质工程”，这也是继2021年东台四期300兆瓦项目和

2023年东台五期200兆瓦项目获此殊荣后，工程建设领域荣誉墙再添“新成员”。

攻坚克难 助延役工程焕发新生

江苏分公司东台200兆瓦风电特许权创新升级改造延役项目前身建成于2006年6月，采用了当时全球最大的单体容量1.5兆瓦的稳定运行了18年，但也面临着老旧风机设备老化带来的安全性、经济性挑战等难题，苦于无国家相关配套政策和老机组成熟延役改造技术支撑，机组“涅槃重生”的希望只停留在理想状态。

随着国内新能源产业的蓬勃发展，风电机组容量不断迭代升级，2023年6月，国家能源局印发了《风电场改造升级和退役管理办法》，鼓励并网运行超15年或单台机组容量小于1.5兆瓦的风电场开展改造升级。江苏分公司乘《风电场改造升级和退役管理办法》的政策东风，将134台风机全部拆除，并在原址优选37个点位，安装12台5兆瓦和25台5.6兆瓦机组，实现“规模不改变、旧基不拆除、占地不突破、单机小变大”的跨越式升级，做到新风机较老风机的捕风能力与发电效率质的飞跃。

作为国内首个单体容量最大

的特许权风电“改造升级”项目，无先例可以借鉴，建设难度更是难上加难，但项目建设团队在艰难中奋起，在奋起中前行，最终敢闯敢试，构建起了项目退役风机回收、处理、应用闭环式处置体系，成功塑造新老风机全生命周期系统解决方案的落地示范，为后续改造退役风电场提供可借鉴、可复制的范式。

两年前，这片富有生机的滩涂上，风机平台开挖、基础浇筑、道路填方、大件运输……车辆穿梭、机具轰鸣，映入眼帘的是一片热火朝天的大干场景。谁能想到这火热场景的背后，曾面临道路逼仄狭窄、鱼塘纵横密布、转弯半径过小等棘手难题，严重影响旧风机拆解外运和新风机运输吊装。但项目参建各方发扬“再硬的骨头也得啃”的攻坚精神，通过路基换填、拓宽、填塘等手段，实现了23条道路全线贯通并具备会车条件，极大鼓舞了参建人员的士气和斗志，坚定了参建人员克难攻坚的信心。

因在战胜困难中，赢得了先机主动，项目建设按下了快进键。为及早实现全容量投产任务，公司主要领导落实包保责任，多次组织设计院、参建单位现场召开专题会，积极协调推动项目建设，誓要将这场硬仗打赢。一个个时间节点见证着建设

速度：

2022年11月4日首台老风机拆除；2022年12月8日首台新基础浇筑完成；2022年12月19日首台风机吊装；2023年9月5日升压站智慧化改造完成；2023年8月3日风机基础施工完成；2023年10月22日风机吊装全部完成；2023年11月21日全部并网。自投运至今，已实现发电量4.66亿千瓦时，单机等效满发小时数增长率近200%，助力风电场焕发新生。

策划先行 助优质工程奠定基础

谈及获得中国电力优质工程奖的经验，时任项目经理许辉对“策划先行、技术创新、科学优化、追求卓越”创优理念感悟颇深：“若要获得这个奖，要高分通过电力建设工程的7个专项评价，提前策划就显得尤为重

要。”

自项目设计之初，公司确立了创“中国电力优质工程”、争创“中国安装工程优质奖（中国安装之星）”的目标，组织制定了项目创优规划、实施细则及强制性条文执行计划，并根据项目进展进行强条检查汇总，编制有效标准规范清单，并定期更新。特别对风机拆除、创新基础结构类型的管理等专业性较强的工艺，还邀请行业专家评审，做到全过程咨询、检查与指导。

项目建设团队为高标准、高质量实现创优目标，在保证安全和质量的前提下，一次次技术讨论、一轮轮方案比选，最终确定了机型和工艺的“最优方案”，考虑老旧风场周边现状环境、大兆瓦机组占地面积大、旧基础破除扰动原有地基处理等方面因素，有效解决了“原址延役升





40周年

从“开拓者”到“领航者”

——华能南通电厂打造长三角“能源新地标”

文/周菁岑

从攻克进口设备瓶颈、主导行业标准制定，到培育17名劳模、30余人次斩获国家级技能竞赛奖项；从填补江苏大型现代化火电机组空白，到构建“光、气、火、储、热”协调发展的综合能源新格局……40年来，华能南通电厂敢为人先、追求卓越，实现了从引进外资办电的“吃螃蟹者”，到技术创新的“开拓者”，再到综合能源转型的“领航者”的蝶变。

截至2025年上半年末，该厂总资产达30.7亿元，累计发电2075.23亿千瓦时，在保障能源安全、推动地方经济、践行社会责任中交出亮眼答卷。

一、创业奠基：改革开放浪潮中的能源拓荒（1985-1999）

1986年9月18日，天生港畔的开工典礼上，随着第一锹细土洒向海蓝色花岗岩奠基石，南通电

厂一期工程2台352MW火电机组建设拉开序幕。

这家诞生于1985年的电厂，是电力行业市场化改革初期引入外资的重点项目。作为国务院首批批准的四大外资电厂之一，该厂突破传统模式，大胆引进美国GE公司先进设备，历时三年攻坚，1989年12月、1990年3月，#1、#2机组相继投产——这是当时国内设备技术最先进、单机容量最大、自动化水平最高的火力

发电机组，一举填补了江苏大型现代化火电机组的空白，年发电量相当于当时南通全市用电量的2.5倍，彻底扭转了当地“拉闸限电”的困局。

1990年，电厂在技术引进中坚持“消化吸收再创新”。面对一期机组引入的国际前沿N90集控系统（第一代DCS）设计不成熟、故障频发的难题，团队以攻坚精神为刃，历经千次试验攻克核心瓶颈，成功推动我国电厂进入DCS系统控制时代；更主导编写《火力发电厂分散控制系统运行检修导则》（DL/T774），成为电力行业的标准，实现了从“技术跟随”到“标准制定”的突破。

1997年，该厂二期工程开工建设。作为国内最后一批整套引进300MW等级火电设备的项目，其总供货仍为美国GE公司。但南通电厂不满足于简单复刻，而是

通过低压缸末叶升级（叶片长度从851mm增至1067mm），使热耗降低185kJ/kWh，煤耗下降约6g/kWh，氮氧化物排放从600mg/m³降至350mg/m³，在能效与环保领域实现双重突破。凭借这样的技术革新与卓越表现，南通电厂在1998年荣获“全国一流火力发电厂”称号，成为行业内的标杆企业。1999年，#3、#4机组相继投产，该厂装机容量跃升至140万千瓦，正式跻身“百万千瓦电厂行列”。

二、绿色转型：技术创新驱动的可持续发展（2000-2015）

进入21世纪，南通电厂率先践行“绿色发展”理念，以技术创新破解“环保与发展”的矛盾，成为行业低碳转型的标杆。

2006年，在国内火电行业环保改造尚未普及之时，电厂便主

动启动机组脱硫改造工程。2008年8月8日，该厂4台机组脱硫装置全面竣工，排放指标远低于当时国家标准，以一份亮眼的“环保答卷”献礼北京奥运。此后，电厂持续加码环保投入，相继完成电袋除尘、脱硝改造、氨区危险源整治、煤场全封闭等工程，至2016年全面实现超低排放，环保指标达到江苏省最严标准，全年无超标排放记录，获评“江苏省环保优秀企业”“江苏省节能减排先进单位”。

在能源运输领域，该厂同样展现出前瞻视野。2006年响应政府岸线规划，毅然拆迁置换20公里外的姚港中转煤码头，以牺牲短期利益的魄力守护长江生态；2008年建成亚洲技术最先进、管径最大的管状皮带机；2009年投用华能首座长江航线7万吨级直接输煤码头，年吞吐量突破500万吨，栈桥全长1417米，彻底解



决了“运煤瓶颈”，也为长江岸线资源集约利用树立了典范，获“江苏省绿色港口三星企业”称号，实现了经济效益与生态效益的双赢。

2010年，三期工程（苏通电厂）获批立项，2014年建成投产。该项目采用上海电气引进技术国产设备，其中2号机组的汽轮机低压焊接转子为国产百万机组首套，有力地促进了电力装备制造行业验证推广新工艺、新技术。更承担国家能源局超超临界机组四大管道和高参数关键阀门国产化示范任务，此前依赖进口的高参数无缝钢管每吨售价超2万美元，国产化后价格腰斩，有力推动了国内电力装备制造的商用验证与产业升级，彰显了从“引进来”到“自主造”的底气，以创新驱动书写行业发展新范式。

三、多元突围：从单一火电到综合能源的战略转型（2016-2024）

随着能源革命与“双碳”目标的推进，南通电厂以“开拓进

取，敬业创新”的精神，加速从传统发电企业向综合能源服务商跨越，构建起“光、气、火、储、热”协调发展的新格局。

2016年7月，供热管网全线投运，标志着该厂从“单一发电”转向“电热兼供”，截至2025年上半年末累计供热超116万吨，年均供热12.2万吨，为众多本地企业的生产用热以及城市供暖提供了稳定支撑，在减少企业自建锅炉造成的能源浪费与环境污染、提升区域能源利用效率等方面发挥了重要作用。

在新能源领域，电厂以“追光逐绿”的魄力开拓多元场景。2022年12月，海安10.6MW校园光伏项目投产，打开转型新局面；此后在厂前区、园区厂房、水域等场景多点发力，截至2025年上半年末新能源总装机达122.2MW，让“钢铁厂房”变身“蓝色电站”。

储能领域，电厂更是创下多项“江苏首个”：2023年11月，17MW/34MWh电化学储能电站投产，成为江苏省内首个电网侧共享储能项目，为南通地区

分布式电源消纳与电网稳定运行提供重要支撑；2024年9月，100MW/200MWh储能电站投运，该项目实现“当年纳规、当年投决、当年投产、当年盈利”，被列入江苏省首批补贴共享储能名单。储能电站的建成，每年可调峰消纳电量6700万千瓦时，减排二氧化碳约6.7万吨，成为电网调频调峰的“超级充电宝”。

面向未来，电厂锚定“清洁高效”与“自主可控”两大方向：2023年12月，华能南通（通州湾）2×100万千瓦清洁高效煤电项目开工，以超超临界技术升级传统煤电；2024年6月，2×745MW9H级蒸汽联合循环机组启动连续施工，该项目作为国产化重型燃机示范工程，将打破国外对核心热部件的技术垄断，推动我国在装备制造业“皇冠上的明珠”领域实现突破。两大项目投产后，电厂在能源领域的布局进一步扩大，成为长三角地区以新能源为主导、绿色低碳特征显著的“能源新地标”。



协鑫能源科技股份有限公司：

锚定No.1

开辟数字与科技加持下的综合能源转型路

文/赵伟

“这条路，我一定会倾其所能走下去，也期盼大家坚定信念，和我一起坚持走下去！”在协鑫能科2025年中工作会议上，协鑫能科董事长朱钰峰在总结讲话接近尾声时，饱含深情地向全体员工发起邀约。他说的这条路，就是当下协鑫能科以虚拟电厂为核心，数字与科技加持下的综合能源服务转型之路。

机遇稍纵即逝，在这条路上，始终坚定信念，不懈开拓创新，巩固领先身位，才能快人一步，引领未来能源的无限可能。

一、政策风口下，聚合交易服务商迎来机遇

我国风光装机容量连续两年新增近300吉瓦装机，提前6年完成国家原来制定的，到2030年达到1200吉瓦的目标，超预期增速透支开发空间，电力供需失衡导致装机冗余。在此情况下，电价下行、投资收益下降、新能源入市参与交易是大势所趋。虽然随着当前各类市场主体纷纷涌入，竞争必将加剧，但大浪淘沙之后，留存下来的一定是谙熟市场交易，具备综合服务能力，能够创新AI+新能源模式，全面聚合

资源规模化发展的专业能源投资者。

虚拟电厂站上风口，成为行业瞩目的焦点，也正是在这样的时代背景下。作为电力市场中的新兴力量，虚拟电厂具备多种盈利模式，参与电力市场交易是主要途径。电力现货市场中的低买高卖赚取差价；为电网提供调峰、调频、备用等关键的辅助服务；快速响应电网频率变化，调整自身的发电或用电状态使电网频率保持稳定，保障电力系统的安全可靠运行，凭借这些都可从电网运营商获取相应报酬。此



136号文的细则一旦出台，就可第一时间快速推进分布式光伏聚合工作。

另一个是用户侧获客。从各省发展来看，虚拟电厂与售电呈强绑定关系。开发虚拟电厂必须先把目标客户转化为售电用户，继而挖掘用户在虚拟电厂中的可调节资源与其他价值。公司采用聚合+签约双线并进方式获客。

售电签约锚定三类重点客户。一是高净值的世界500强、外资企业，这类企业有望带来更多综合能源业务。二是拥有工商业储能、充电桩等丰富调节性资源的企业。三是公司长期提供能源保供服务的用热企业，以及开展其他合作的高粘性用户。对这些重点用户，公司将制定个性化的协议和销售政策。

此外，公司也将针对不同区域、不同规模的售电公司，通过合作、收购、托管等多种方式多管齐下快速提升售电业务管理规模；紧抓能源AI大模型风口，聚焦苏州、无锡、南京等重点城市，借助政府资源推广综合能源服务业务，力争成立市级、区级虚拟电厂平台，作为未来进一步聚合资源的基础。

通过投资+运营，在获得用户能源管理权的基础上，协鑫能科要深耕挖潜，进一步获取用户能源交易权和用户能源资源调节

权，将业务做实做厚，增强用户的粘性，完成用户的深度绑定，使之成为不易改换门庭的忠诚、优质用户。

诚然，晟能公司是协鑫能科旗下专注于发展综合能源的专业平台。然而，获客绝非仅凭一家公司努力即可干成，要举全公司之力，全员皆兵，为获客提供有力支撑。譬如运营企业的热用户、供应链，新源公司、鑫阳光户用公司开发业务中积累的客户资源，都要尽力转化为“获客”。放眼长远，不计一时得失，充分发挥自身的经验、能力、技术、渠道、团队、服务优势，先把用户圈进来，把规模做上去，增强用户粘性，为日后精耕细作奠定基础。

三、决胜市场，打造专业团队淬炼交易能力

当下，虚拟电厂从原来的政府邀约、电网主导、市场响应三大类统一朝着一个方向转化，即市场交易，通过现货交易和日前响应开展业务。在售电交易方面，2025年下半年，绝大多数省份将进入现货市场连续结算试运行；而用户侧储能也将通过参与辅助服务、现货交易弥补峰谷套利收益下降损失。

“电力市场交易不再是以往的中长期交易、年度交易或月度交易，交易品种有限，频次

少，难度也不高。”晟能公司总经理黄一钊介绍，“随着现货交易的全面展开，深化推进，现在我们要面对的交易模式至少有五种。”除了以中长期为主的售电侧用户交易，以及传统火电、集中式电站交易两种常规模式，新增了公司自持用户侧分布式光伏、其他分布式光伏投资主体甚至集中式新能源投资商、售电公司三种交易。并且，更加密集的交易频次、更加严苛的交易要求，都要求公司打造一支更加专业化的电力市场交易团队。这也是除晟能之外，协鑫能科下属区域公司将定位从开发建设运营，转向开发运营+聚合交易的重要原因。

懂交易、会交易、擅交易是决胜市场化竞争的王道，而搭建能源大模型，通过AI算力赋能，将极大提升能源服务及交易能力。2025年3月26日，协鑫能科与蚂蚁数科共同发布EnergyTS能源电力时序大模型一体机——首个光伏场景的落地用例，通过定向设计和研发，提升电力资源开发运营效率和衍生服务的收益率。而AI的能力远不止此，能源大模型可在发电负荷精准预测，制定电力交易策略等多个方面发挥重要作用。

例如风光发电量预测模型，基于风速和光照变化，预测风电光伏发电波动，提高新能源未来

出力预测的准确性。准确率提升几个百分点，就能带来可观的增收。电价预测模型则根据市场供需，负荷和新能源出力，预判电力市场出清电价走势，为电力交易提供决策依据。而用户电量预测模型充分结合代理用户用电特性和市场行情，可精准预测代理用户参与交易的电量，支撑电力市场报价和交易决策。负荷预测模型提前掌握企业的用电需求变化，助力虚拟电厂调度与电力交易决策。还有市场报价最优策略算法，基于预测的市场价格、供需态势、竞争格局和自身资源状况，制定合理的报价策略，平衡报价水平与中标概率，实现市场收益的最大化。系统调度最优策略算法则根据预测的新能源出力、负荷需求和市场电价，制定最优的设备调度计划。

四、拥抱数字，变“加法”为“乘法”

与央企国企开展合作，一度是协鑫能科化解民营企业融资难、融资贵天然局限，降低负债轻装前进、健康发展的重要途径。然而，随着新能源入市，电价下行，新能源消纳压力持续显现，风电、光伏发电利用小时数降低，电站整体收益率呈现下降趋势。并且，审计监管日趋严格，政策频繁调整，项目收益难以评估，不确定性增大，这些都

外，通过代理参与需求侧响应，与电力用户分享补贴收益；为用户提供用电分析，节能降本，分布式光伏建设、储能租赁等综合能源增值服务也是虚拟电厂的盈利来源。

今年3月，国家发布《关于加快推进虚拟电厂发展的指导意见》，明确了到2027年调节能力达2000万千瓦、2030年达5000万千瓦的目标，发布首批国家标准规范行业发展。一系列政策的相继出台，也提振了行业对于发展虚拟电厂的热情与信心。2024至2025年，江苏、广东等经济发达省份的售电公司大幅增长，其中江苏增长约25%，广东增长约35%，地方国资、跨界企业等纷纷成立售电公司、综合能源公司参与角逐。市场参与主体规模增长，市场化交易电量占比持续提升，需要具有专业、复合

能力的聚合交易服务商，这也是协鑫能科发挥自身专业优势，聚合各类主体，打开虚拟电厂业务空间不容错过的窗口机遇。

二、聚合规模，举全公司之力锻造获客能力

在协鑫能科2025年中工作会议上，公司总裁费智提出，未来推动业务规模快速增长关键在于锻造五大能力，其中又尤以获客、交易两项能力为重中之重。

获客即聚合，包括两大类。一是发电资产获客，主要是聚合分布式光伏投资商开展运维、交易和服务。当下协鑫能科首先聚焦江浙粤地区聚合资源，旨在跑马圈地尽快占领更多市场份额。同时，提前将相应的售电资质、聚合资质推送到区域公司，调用一切资源先行开展新能源聚合签约以待时机。各省针对

使得央企对新能源项目更加谨慎，收购放缓。

困境之中怎样突围，挑战之下何以为继？在Web3和AI正在推动能源行业加速变革的当下，勇立潮头、厚积薄发的协鑫能科敏锐地捕捉到了这股磅礴之力，奇崛之势，在虚拟电厂、资产数字化和售电侧创新方面所蕴含巨大商机，义无反顾地投身于能源+金融创新之路的开辟。

2024年12月23日，协鑫能科携手蚂蚁数科完成了国内首单基于光伏实体资产的RWA，金额超2亿元。该项目以协鑫能科湖北、湖南两省8.2万千瓦的户用光伏资产为锚定标的，通过区块链与物联网技术融合，将电站运营数据、收益流等关键信息上链加密，形成可追溯、防篡改的数字通证。这项实践助力国内绿色资产与境外资金高效连接，实现数字技术赋能实体产业；同时，对增强光伏资产流动性，促进经济高质量可持续发展具有深远意义。6月12日，在SNEC上海光伏展览会上，协鑫能科与蚂蚁数科又共同宣布成立合资公司——蚂蚁鑫能。新公司将锚定能源AI应用的万亿级市场，通过整合行业数据与AI大模型技术，实现从电站智能运维、电力精准交易到虚拟电厂等全场景的智能化决策；打造电力交易、能源RWA等新场景、新方案，打造能源即服务

(EaaS)的开放科技平台。


公司在能源+金融、能源+科技等方面的一系列创新探索与成果赢得了资本市场的认可，进化升级的新方向、新模式、新路径令外界眼前一亮，信心倍增，由此带来了市值的一路飙升。更为重要的是，在大刀阔斧转变观念，毅然决然开辟新路的征程中，协鑫能科逐步厘清了变“有限资产持有”为“海量规模资产运营”，将“加法”变为“乘法”的商业逻辑，找到了打开通往未来能源之巅的密钥。

用RWA打开分布式资产融资通道，迅速聚合客户做大规模，参与现货交易，大幅提升售电，虚拟电厂的业务空间；运用时序大模型对电力交易作出精准预测，优化调度和全生命周期数据管理，极大提升资产效能和可持续发展空间。金融、科技效应与能源叠加，规模爆发式增长，将资产盈利能力打造成核心竞争力，对手难以逾越的壁垒，客户



赖以发展的利器。

诚如朱钰峰所言，协鑫能科与蚂蚁数科的深度合作，是数字经济与能源产业同频共振的典范，这不仅是协鑫能科拥抱AI浪潮的战略抉择，更是我们对未来能源形态的一次主动重塑。这诚然是跨出了重要一步，但也仅是一个全新的开端。要在这条路上行稳致远，在“加法”变“乘法”的底层逻辑上，更要以客户为中心，以市场为导向，让客户真正感受到自己选择了一家最专业、最值得信赖、可以放心托付的企业。这家企业拥有最强AI技术，最精准决策模型；这家企业最懂得市场，最擅长交易，最了解客户，最适配需求；这家企业能够为他们带来最大收益，最高资产增值，超乎期待。

这么多“最”叠加起来，就是协鑫能科矢志不渝的目标——在数字与科技的加持下，成为综合能源服务领域的No.1! 



省国信集团：

用实干担当锻造能源保供“新”引擎

文/倪敏 许愿

江苏既是经济大省，亦是用电大省。持续高温之下，截至8月28日上午，江苏全省用电负荷入夏以来，已五次创历史新高。

正值迎峰度夏关键时期，煤电项目充分发挥能源“压舱石”作用，全力保障电力供应——继2号机组于今年7月投产后，8月26日，国信沙洲2×100万千瓦机组扩建项目1号机组顺利通过168小时试运行，正式投入商业运营，标志着全省能源保供和绿色转型迈出新的步伐。

走进国信集团所属发电企业，所见一幕幕以创新破题、以实干筑基的生动实践，进一步增强了江苏能源产业发展的动力引擎。

清洁高效煤电升级——能源安全的“稳定基座”

能源为经济社会发展之脉，煤电则是江苏这座经济大省能源体系中的硬核支撑。

今夏，江苏用电负荷高峰较往年来得更早、强度更高，能源保供久经“烤”验。尤其8月下旬以来，江苏连续6天发布高温橙色预警，其中苏州市一度登顶“全国最热”。

作为全省能源保供“主力军”，国信集团着力实施清洁高效煤电升级，加快推进地处张家港的国信沙洲2×100万千瓦机组扩建项目，在省内首批“先立后改”清洁高效支撑性电源项目中率先完成“双投”目标。至此，

国信集团在运和在管百万千瓦煤电机组已达8台，在全省能源保供格局中的支撑托底作用显著提升，为江苏迎峰度夏注入强劲动能。

该项目从建设到投产的智慧图景——

通过智慧工地建设，项目构建起覆盖施工全流程的智能管理平台：从现场智能感知到智慧决策，从流程管控到协同联动，推动工程管理向智能化、科学化跃升。在严守安全与质量底线的前提下，项目将工期压缩至行业领先水平；AI车辆冲洗监测系统的应用，更让绿色施工要求落地见效，确保进出车辆清洁合规。这种“安全、质量、进

度、造价、廉洁”五关共守的管理创新，为同类重大能源项目树起了新标杆。

创新不止于基建环节。在运营端的智能化转型中，国信集团同样亮点纷呈。作为苏中区域主力发电企业，国信靖江电厂围绕循环泵房少人值守这一明确场景，完成智能巡检系统上线：以多模态识别+跨模态数据融合+残差反演为核心，将视频、振动、音频与热工参数进行联合分析，对甩水、渗漏等典型故障的识别准确率约95%；依托历史正常运行数据实现定位与溯因，降低诊断门槛。投运后，故障定位效率提升约35%、误判率下降约40%，人工巡检成本下降约25%、维护成本下降约20%，相关成果已形成专利、软著与论文，支持在同类型泵房场景推广应用。

海上风电突破——平价时代的“智能革新”

黄海之滨，风劲帆张。早在今夏第一波用电高峰来临前，江苏总装机容量最大、单体装机容量最大的海上风电项目——国信大丰85万千瓦海上风电项目首批机组成功并网，稳稳发出江苏海上风电平价时代的“第一度电”，为区域能源保供注入清新动能。

“海域自然环境复杂，施工窗口期极短，再加上海上交通条件制约，项目推进处处是考验。”参与项目建设的工程师坦言，挑战之中更显创新之力。

为确保年底迎峰度冬前项目全容量投产，工程师团队依托自主研发的预警系统，实时监测潮汐、风速、洋流变化，精准捕捉每一个宝贵的施工窗口，为工程高效推进筑牢根基。

考验远不止于工期的紧张。长期以来，海上风机运维既是行业公认的技术“硬骨头”，也是成本控制的“绊脚石”：其成本约占全生命周期总成本的25%，是陆上机组的3至5倍，成为制约海上风电平价发展的关键瓶颈。

破局之道，在于协同创新。国信集团联合清华大学、东南大学等顶尖院所，组建“产学研用”联合攻关团队，锚定国家重点研发计划“大型海上风电场智能运维关键技术及应用”，全力攻克海上运维核心技术。团队专项研制“水下一水面一空中”全域立体巡检成套装备，创新采用跨域协同感知与定位技术，依托作业机械、巡检艇、水下机器人（ROV），获取海量感知数据，实现大范围立体巡检，为运维效率提升按下“加速键”。

智能运维系统的投用，更让运维模式迎来根本性变革。

在多设备协同与AI图像识别的深度融合下，系统可自主分析现场图像、精准识别设备潜在缺陷，实现从“被动维修”到“预测性维护”的转变。同时，依托大数据平台，结合风机故障诊断预警，团队构建起专家诊断系统——针对风机叶片、传动链、塔筒及基础桩等关键部件，融合统计模型、机理分析与AI算法，形成精准的失效诊断与缺陷预警模型，实现“数据分析—精准判定—最优维护建议”的完整闭环，显著减少非计划停运时间。

“突破瓶颈，更要着眼长远。”国信大丰海上风电项目负责人表示，项目还将通过高度自动化工单体系驱动设备全流程管控，最终实现少人值守、运检一体、业务自动流转的智慧运营目标。

在智能运维技术的强力驱动下，预计新建风电场度电成本可降低30%以上，运维成本降低10%以上，持续提升项目在海上风电平价时代的核心竞争力，为行业高质量发展贡献“国信智慧”。

新型储能领跑——盐穴里的“能源革命”

当下，储能是能源体系转型的关键支撑，更是破解新能源消纳难题的“金钥匙”。

在江苏淮安蒋南矿区地下

1300米深处，全球单机规模最大的压缩空气储能项目——国信淮安盐穴压缩空气储能项目，正以自主创新之力，重塑能源存储的固有逻辑。

7月1日，该项目1号机组成功并网。这座不依赖燃煤、燃气的绿色电站，凭借全球首创的“熔融盐+带压热媒水储热”技术，让保供民生的含“新”量愈发凸显。

深入千米地下构建储能系统，施工难度与技术挑战前所未有。

无成熟经验可鉴，项目技术团队依托深厚的熔盐储热技术积淀，一步步实现从方案设计到并网发电的全链条突破。

“每个环节都好比‘摸着石头过河’。”江苏国信苏盐储能发电公司负责人感慨，“但全国产业化‘首台套’的成功，恰恰印证了自主创新的硬核价值。”

这座巨型“空气充电宝”，每天可压缩空气16小时、发电8小时，单次储电量达120万千瓦时，足以满足60万户家庭每日高峰时段的用电需求。

深藏地底的创新项目，不仅“点亮”了新型储能的技术路径，更盘活了98万立方米地下盐穴资源，为废弃矿洞的综合利用提供可复制、可推广的范本。曾被视为技术瓶颈的熔盐特性，如今已成为非补燃技术路线的核心竞争力。突破的背

后，是国信人敢闯敢试、勇攀高峰的砥砺身影。

从清洁高效煤电到海上风电，再到盐穴压缩空气储能，国信集团近年来已建成多个“首台套”“首突破”项目。

正值国企改革深化提升行动收官的关键节点，国信集团有关负责人表示，将持续聚焦化石燃料清洁高效利用、新型储能和氢能、智慧能源技术、先进可再生能源发电等前沿领域，加快形成一批重大科技创新成果与示范应用项目，在发展能源新质生产力上勇立潮头，为保障区域能源安全稳定供应提供更多“国信案例”。



中资新能源企业境外纠纷回归内地仲裁的可行性与实践

——以常州仲裁委员会（江苏新能源争议仲裁中心）案例为视角

文/梁婷 高磊

在全球能源转型加速推进的背景下，新能源产业已成为推动经济绿色低碳发展的核心引擎。国内新能源企业积极“走出去”，通过跨境贸易与境外投资拓展全球市场。然而，美国等主要目标市场对中国新能源产品强化反倾销、反补贴措施，促使更多企业选择在境外设厂，形成以主供应商为核心的中资配套企业集群。这些企业虽法律性质为境外实体，但在经营中难免产生纠纷，而当地法律、语言及社会环境的差异，往往导致纠纷处理受阻，合法权益难以保障。仲裁作为国际通行的纠纷解决方式，凭借其灵活性、保密性及跨境可执行性等优势，成为化解此类争议的重要选择。

本文以常州仲裁委员会（江苏新能源争议仲裁中心）受理的一起两家中资新能源企业在泰国投资引发的争议案例为切入点，探讨中资境外企业间纠纷回归内地仲裁的法律可行性，为新能源

企业“走出去”提供坚实的法律保障，助力企业消除后顾之忧。

一、案件概况

2020年至2021年，两家中资企业在泰国投资的中资企业先后签订三份施工合同，涉及泰国光伏组件工厂二次配工程、电池扩容项目废水工程及机电工程。合同争议解决条款明确约定：“本协议适用中华人民共和国法律，排除冲突法规则的适用。双方履行合同发生争议时，先协商解决；协商不成的，任一方可将争议提交中华人民共和国江苏省常州仲裁委员会（江苏新能源争议仲裁中心），按照该机构届时有效的仲裁规则进行裁决。仲裁语言为中文，仲裁地为常州，仲裁费用由败诉方承担。”

合同履行过程中，申请人依约完成施工后，主张工程已交付使用，要求被申请人支付工程款；被申请人则以申请人未足额开具发票、工程未验收、生产线

未完工等为由拒绝支付尾款。双方就工程款支付问题产生争议，申请人遂向常州仲裁委员会（江苏新能源争议仲裁中心）提起仲裁，请求裁决被申请人支付工程款、违约金及律师费等。

二、裁判思路与实践创新

常州仲裁委员会（江苏新能源争议仲裁中心）受理案件后，指定具备涉外法律专业能力的仲裁员担任首席仲裁员，与双方当事人各自选定的仲裁员共同组成三人仲裁庭。仲裁庭首先征求双方意见，积极组织调解，因争议分歧较大未达成一致后，迅速推进仲裁程序，针对核心争议焦点审理并出具裁决书，主要裁判思路如下：

关于法律适用：依据合同约定，直接认定案涉三份《工程项目合同》争议适用中华人民共和国法律；同时，鉴于中国司法解释的普遍司法效力，且双方未明确反对，将司法解释纳入本案准

据法范围。

关于付款条件是否成就：援引《最高人民法院关于审理建设工程施工合同纠纷案件适用法律问题的解释（一）》第14条，认定工程交付使用即视为质量合格，将中国司法规则成功适用于海外工程项目。

关于未开发票的抗辩：明确开具发票属于合同附随义务，不能构成拒付工程款的理由，厘清了涉外工程中主从义务的边界。

关于未完工程的处理：对机电工程中未完成的施工部分，委托常州本地鉴定机构进行跨境造价鉴定。仲裁委员会派员赴泰国参与鉴定过程，协调双方开放施工场地核查生产线进度，实现江苏省仲裁机构首次出境办案，创新了国际化鉴定机制。

最终，仲裁庭裁决被申请人向申请人支付工程款及相应违约金、律师费。

三、案例启示与实践价值

本案的处理为中资新能源

企业境外纠纷解决提供了重要参考，其启示与价值主要体现在以下两个方面：

一方面是境外纠纷回归内地仲裁的可行性。中资企业在境外签订合同时，若明确约定适用中国法律、选择内地仲裁机构，且约定内容不违反相关国家强制性法律规定，纠纷回归内地仲裁具有充分的法律依据和实践操作性。这一模式可帮助企业规避境外陌生的法律、语言、社会环境的风险，由中国仲裁员、适用中国法律、适用中文、聘请中国律师高效解决争议。

另一方面则是内地仲裁机构的专业能力展现。本案中，常州仲裁委员会（江苏新能源争议仲裁中心）通过组建专业仲裁庭、创新跨境鉴定机制、精准适用中国法律及司法解释，彰显了内地仲裁机构在处理涉外新能源工程争议时的三大核心能力——执行力（跨国证据固定与裁决高效执行）、专业性（行业专家裁判与工程鉴定创新）、规则引领力

（将中国司法标准输出至“一带一路”相关项目），为新能源企业出海构建了“法律盾牌”与“商业桥梁”。

作为2023年10月经江苏省司法厅批准设立的省级新能源领域专业仲裁机构，常州仲裁委员会（江苏新能源争议仲裁中心）以“立足江苏、辐射全国、影响海外”为战略定位，构建了专业化、全链条的新能源行业争议解决服务体系。其依托四大核心优势：专家型仲裁队伍、特色化规则体系、专业化鉴定网络、精英化服务团队，并联合上海国际经济贸易仲裁委员会共建沪苏新能源争议仲裁联盟，持续深化区域协同与国际影响力。

中心聚焦新能源企业全生命周期需求，提供“仲裁+调解”一站式商事争议解决方案，以专业高效的法律服务赋能产业发展，不仅为常州“新能源之都”建设擦亮法治名片，更为优化区域营商环境、增强城市软实力注入了强劲动能。■



国信沙洲百万千瓦机组扩建项目顺利完成“双投”目标



8月26日，国信沙洲2×100万千瓦机组扩建项目传来喜讯，项目1号机组顺利通过168小时试运行，正式投入商业运营。这是继国信沙洲项目2号机组在省内首批“先立后改”清洁高效支撑性电源项目中率先投产后，项目又一次在同批次项目中率先完成“双投”目标。至此，国信集团在运和在管百万千瓦煤电机组已达8台，在全省能源保供格局中的支撑托底作用显著提升。

华能太仓2×100万千瓦机组扩建项目5号机组168小时满负荷试运行一次成功

7月22日，由中国能建中电工程华东院勘察设计的华能太仓2×100万千瓦机组扩建项目5号机组168小时满负荷试运行一次成功。

华能太仓2×100万千瓦机组扩建项目由华能集团和中煤集团以“煤电联营”方式合作建设，于2023年12月底浇筑主厂房第一罐混凝土，仅用不到19个月实现了首台机组顺利投产，为今年迎峰度夏提供了电力保障。项目具有清洁、灵活、高效三大特点。大气污染物排放水平优于国标50%，废水实现零排放；机组可实现20%BMCR深度调峰；采用了具有自主知识产权的高参数、大容量、二次再热的超超临界机组，指标先进。

华电江苏望亭发电厂二期燃机项目6号机组投入商业运行



7月20日，华电江苏望亭发电厂二期燃机项目6号机组顺利通过168小时满负荷连续试运，正式转入商业运行。该机组采用了全球首批500MW全氢冷发电机，为江苏省迎峰度夏注入“绿色动能”。

华电江苏望亭发电厂二期燃机项目为我国第一批燃机创新发展示范项目和省级重大项目，总投资将近20亿元，建设两套450MW级的燃气—蒸汽联合循环发电机组，5号机组和6号机组。此次投运的6号机组所采用的500MW级全氢冷发电机是目前全球容量最大、性能达到国际领先水平的全氢冷GVPI机型。它成功攻克了大容量GVPI全氢冷发电机的多项关键技术瓶颈，打破了以往500MW容量等级燃机发电机只能采用水氢冷机型的局面，为我国大容量清洁气电产业发展提供了更优的新选择和关键的保障。同时，华电江苏望亭发电厂积极响应国家关键基础设施自主可控的战略，该机组还搭载了完全自主研发的“华电睿蓝”国产DCS系统，首次完成燃机操作界面全面汉化升级，并引入智能监盘等先进技术，实现全程无人干预一键启动，迈出从“数字电厂”向“数智电厂”的关键一步。

我国首个大规模盐穴储氢工程启动



7月25日，由中盐集团与清华大学等单位合作的国家重点研发计划——“大规模盐穴储氢”主体工程在江苏常州正式开工建设。该项目填补了我国大规模盐穴储氢领域的空白，同时将为破解氢能气态储存“卡脖子”技术难题提供实践样本。

该项目聚焦大规模储氢的安全性、高效性、经济性等核心问题，设置五个专项子课题，围绕地质评价、新型材料开发、洞室结构设计、循环安全调控、工程示范验证等方面开展全链条技术攻关，将填补我国氢能地质存储的技术空白。

此次开工的“大规模盐穴储氢”主体工程由中盐集团承担，规划新建2组盐穴，形成2口注采氢井和2口注排卤井，作为大规模地质储氢试验验证的工程载体，开展循环储释氢性能试验。项目将形成具有自主知识产权的盐穴储氢全套技术体系，为盐穴储氢从理论研究到工程实践奠定基础，最终促成盐穴储氢的规模化产业应用。



我省海上单机容量最大风电机组顺利吊装

8月26日，江苏黄海海域高空之上，巨大的风机叶片与轮毂在142米高空实现精准对接，标志着江苏最大的海上风力发电机组顺利完成吊装，为江苏海上风电产业再添一座“绿色能源新地标”。

此次吊装的是三峡江苏大丰800兆瓦海上风电项目单机容量13.6兆瓦风力发电机组，是国内首个采用单桩基础的超大容量机组。机组轮毂中心高度142米，单支叶片长123米，叶轮直径252米，叶轮扫风面积约5万平方米，相当于7个标准足球场的面积。

三峡集团江苏大丰800兆瓦海上风电项目位于江苏省盐城市大丰区东北方向海域，由H8-1#、H9#、H15#、H17#四个场址组成，其中H8-1#场址中心离岸距离80千米、最远点离岸距离85.5千米，是我国当前已并网发电的离岸距离最远的海上风电项目。

华能江苏公司首个海上风光同场试点项目成功备案

8月17日，江苏省首批“风光同场”海上光伏试点项目——华能灌云G1-1海上风光同场40万千瓦光伏发电项目成功备案。这标志着华能江苏公司海上“能源岛”示范项目建设开发取得重要进展。

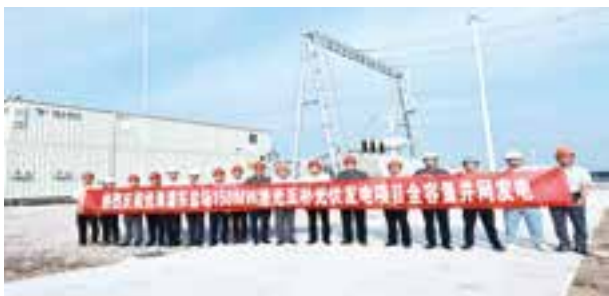
华能灌云G1-1海上风光同场40万千瓦光伏发电项目是华能江苏公司首个海上风光同场试点项目，选址位于华能灌云海上风电用海区域内，拟用海面积约582.45公顷，拟建容量40万千瓦。

江阴苏龙2×66万千瓦四期扩建项目开工

8月28日，江阴苏龙2×66万千瓦四期扩建项目开工。项目总投资约56.67亿元，位于江苏省无锡市江阴苏龙热电有限公司厂区内，建设2台66万千瓦超超临界二次再热燃煤发电机组，配套闭式循环冷却系统，创新采用再生水与长江地表水互补的供水方案。

项目位于苏南电力负荷核心区，具备15%THA负荷深度调峰能力，项目建成后，预计年发电量可达60亿千瓦时，年供热量达200万吨，将有效缓解区域的能源供应压力，推动煤电清洁高效利用，对优化区域电力结构、保障能源安全具有重要意义。

悦达灌东150MW渔光互补项目全容量并网



8月4日，由悦达集团、海兴集团和兴海控股携手开发建设的灌东盐场150MW渔光互补光伏发电项目实现全容量并网发电，为悦达集团绿色能源版图，再添浓墨重彩的一笔。

作为继悦达华丰378MW渔光互补项目后的又一绿色转型标杆工程，该项目总投资约4.4亿元，坐落于响水县，占地约3000亩，采用“渔光互补”模式，实现“一地两用”的资源高效利用，2024年跻身省能源领域重大项目之列。

我省首座风光渔一体化半潜式海洋牧场项目“国能黄海1号”顺利吉水



7月20日，由江苏海力风电承建的江苏省首座风光渔一体化半潜式海洋牧场——“国能黄海1号”在启东生产基地成功举行吉水仪式。

仪式现场，江苏海上龙源新能源有限公司党委书记、董事长杜杰，中国电建集团华东勘测设计研究院有限公司新能源院副院长陈晓峰，江苏海力风电董事长许世俊，龙源（北京）新能源工程设计研究院，浙江天成项目管理有限公司，中国船级社海上新能源等合作单位领导出席见证。

“国能黄海1号”顺利吉水标志着海力风电在海洋经济多元化发展领域取得重大突破，为江苏省海洋牧场建设树立了标杆，彰显了海力风电在推动海洋经济绿色转型中的引领作用。

“国能黄海1号”作为江苏省首座风光渔一体化半潜式海洋牧场，该项目充分体现了海力风电在推动海洋经济高质量发展和生态可持续发展方面的责任与担当。项目总长53米，总宽24米，养殖水体不小于1万立方米，首次采用半潜式钢构网箱设计与在运海上风电机组深度融合，构建了“风电+光伏+牧场”一体化模式，这一模式不仅为海上风电行业探索了平价时代提质增效的新路径，更推动了传统养殖业向现代化、规模化、深远海领域跨越发展。