

能量转换科技信息

广州能源研究所学术期刊与文献中心 广东省新能源生产力促进中心
中国科学院可再生能源重点实验室 中国科学院天然气水合物重点实验室
广东省新能源和可再生能源研究开发与应用重点实验室

第 10 期 2022 年 5 月

目 录

总论	1
能源碳达峰要把握好三项原则	1
全球绿色转型的中国担当	3
英国发布最新能源安全战略 谋求更大能源独立	4
国家能源局局长：能源结构调整需要过程，不能踩“急刹车”	5
联合国启动行动计划促进可再生能源使用	6
国家发改委：传统能源逐步退出必须在新能源安全可靠替代的基础上	7
能源“三难处境”如何破解？	8
热能、动力工程	11
福建：建设沿海新型电力系统正当时	11
河北将布局建设新型储能规模 400 万千瓦以上	12
储能产业实现超预期增长	13
变废为宝，二氧化碳“化身”强悍工业材料	15
对话“碳捕快”，论 CCUS 在中国	18
CCUS 的发展还缺什么？	20
储能发展速度有多快？这组数据或许能惊到你	22
让森林“碳库”储量持续增加	24
河北省将建设新型储能规模 400 万千瓦以上	25
未来十年全球储能需求将增长近 9 倍	26
锂电池隔膜，不止一片“塑料”那么简单	27
让森林成为更优质“碳库”	28
地热能	30
地热能期待热起来（行业观察）	30
生物质能、环保工程	32
法国农民用农作物生产“沼气”以缓解对俄制裁带来的能源问题	32
国家发改委发文！生物质发电这么干	32
东北春耕这个问题待解——发展秸秆工业化利用或为良方	33
藻类系统“变身”可再生生物光伏电池	34
生物能源与生物环保产业受捧	34
我国生物航煤首获全球 RSB 可持续认证	35
太阳能	36
数字化技术赋能“风光”最优解	36
高温熔盐阀突破关键技术	37
新一代光伏电池技术实现量产	39



光伏组件“退役期”将至 建立回收体系迫在眉睫.....	40
甘肃武威：“光伏+治沙”壮大清洁能源发展.....	41
福建最大面积屋顶光伏项目并网发电.....	42
水上光伏全方位“抢滩”.....	42
光伏整县推进激发分布式能源潜力.....	44
“建筑+光伏”，打出节能降碳“组合拳”.....	45
海洋能、水能.....	47
抽水蓄能开发 时间紧任务重.....	47
国产首台变速抽蓄机组实现旁路运行.....	48
世界首台！应用成功！.....	48
我国抽蓄电站关键装备实现国产化.....	49
风能.....	50
三大央企联手打造海南首个海上风电产业园.....	50
港灯拟南丫岛水域建风力发电场 年产4亿度电.....	51
国外海上风电发展提速：走向更大、更深.....	51
“多能互补”打造“海上风电能源圈”.....	54
政策技术齐发力，海上风电“十四五”走向平价.....	55
《风电场利用率监测统计管理办法》来了！.....	57
江苏电科院攻关风机控制关键技术 提升海上风电友好并网能力.....	59
氢能、燃料电池.....	61
皖能氢能综合利用发电示范项目取得关键进展.....	61
氢能，现代能源体系新密码.....	61
我国煤气化制氢技术应用取得重要突破.....	64
助力“双碳”，氢能产业还需加把劲.....	65
氢能“缺氢”，解药在哪？.....	67
助力“双碳” 中国年制氢量、建成加氢站量均居世界第一.....	68
构建多层次氢能产业体系.....	70
为氢能产业扶正发展定位.....	71
多国“试水”天然气掺氢.....	72
氢能再添城市化应用场景.....	73
这项被国际能源巨头看好的技术，我国也应加强储备.....	75
核能.....	76
全球核电产业加速回暖.....	76
韩国计划重启本土新核电项目建设.....	77
能源政策.....	78
兰州率先在甘肃省出台氢能产业发展实施方案.....	78
海南风电装备产业规划:打造“一园两基地”产业集群.....	78
国家能源局决定将75个技术装备（项目）列为2021年度能源领域首台（套）重大技术装备项目.....	80
宁夏开展2022新型储能项目试点工作.....	80
四川省印发“十四五”能源发展规划 多措并举推进能源消费转型升级.....	81



本快报是内部资料，请注意保存。信息均转载自其它媒体，转载目的在于传递更多信息，并不代表赞同其观点和对其真实性负责，版权归原作者所有。严禁将本快报用于任何商业或其他营利性用途。用于读者个人学习、研究目的的单篇信息报道稿件的使用，应注明版权信息和信息来源。

《能量转换科技信息》半月一期。希望你对我们的工作提出宝贵意见。联系方式：02087057486，zls@ms.giec.ac.cn。



总论

能源碳达峰要把握好三项原则

当前，在能源领域谋划碳达峰的关键期，须深刻认识能源碳达峰的系统性、实践性、时代性，以中央“统筹有序”要求为指导，统筹兼顾、实事求是、与时俱进推进相关工作。

统筹兼顾——

处理好“三大关系”，分阶段实现“2030年前碳基能源停止扩张”

能源碳达峰是一个动态发展的系统性进程，需统筹兼顾处理好以下“三大关系”：

一是处理好发展与减排的关系。能源碳达峰与高质量发展是统一的。为此，必须要将能源碳达峰的力度控制在经济社会可承受的范围内。尤其要警惕不顾经济社会发展，强行推进能源碳达峰的过激倾向。较长时间内，能源依然是经济社会发展的基础，短期内尚无法实现经济社会发展与能源消费增长脱钩。要坚持底线思维，坚持“先立后破”原则，牢牢守住“保障能源有效需求”这条底线，遵守客观标准，避免主观臆断。

二是要处理好短期和中长期的关系。能源碳达峰是碳中和的前奏和基础，是能源碳脱钩整个历史进程的前半部分。核心目标就是在2060年前实现无碳能源对有碳能源的充分替代，短期目标是确保2030年前有碳能源的使用趋于稳定。推进能源碳达峰，应当把握能源发展的方向和重大生产力布局，从大的时间尺度考虑需要采取的措施，科学评估这些措施实施的效果，形成能源碳脱钩总体战略，并将其具体细化到“十四五”“十五五”两个“五年”规划期内，形成能源碳达峰路线图。从不同阶段看，前期，重点是在保障能源有效需求的基础上，尽快打破原有发展惯性，引导能源发展走上低碳道路；中期，重点在减少高碳能源的使用，以低碳、无碳能源满足新增能源需求；后期，重点在减少低碳能源的使用，以无碳能源满足新增能源需求，最终在2030年前停止碳基能源的扩张。

三是要处理好局部和整体的关系。碳达峰是不同行业、不同地域协同配合、共同推进的整体工作。因此，要深入开展能源碳达峰的顶层设计，立足经济社会发展大局和能源发展实际，兼顾不同行业、不同地域的差异性，坚持统筹实现整体最优。比如，对西部可再生能源大省，其责任应更多体现在为国内其他地区提供更多清洁电力；对东部工业大省，其责任应更多体现在优化调整经济结构和能源结构；对森林资源大省，其责任应更多体现在为碳中和提供可靠碳汇支撑。各地各行业的碳达峰方案则要根据实际，具体细化顶层设计部署的目标和进度，服从、服务于顶层设计，既要避免一骑绝尘、以邻为壑，也要避免迁延观望、怠惰因循。

实事求是——

尊重客观规律，既不能低估传统能源和已有设备的持久性和适应力，也不能对新能源或新技术盲目乐观

能源碳达峰的实践性要求必须立足实际、尊重客观规律，在实践中检验政策措施的有效性和科学性。

我国区域发展不平衡、自然和人文环境多样化，各地在自然环境、能源禀赋、经济结构等方面存在很大差异，因此需要正视差异性，立足实际、因地制宜推进能源碳达峰。以浙江为例，作为一个化石能源和可再生能源“双匮乏”地区，既不可能依靠省内的风光水资源建设“以新能源为主体的新型电力系统”，也不可能依靠自身资源确保能源安全。充分利用国内国际两个能源市场就成为浙江推进能源碳达峰的必然选择，西部可再生能源电力和海外LNG将是浙江需要努力争取的资源。当然，浙江也有自身比较优势，主要是电气化水平领先，终端能源中电力占比已接近60%；核电、抽水蓄能的建设基础很好、潜力很大。浙江的能源碳达峰，显然不能简单复制以发展可再生能源为主的碳达峰路径，需要立足自身实际，走出一条“以电气化推进低碳化，以核电、抽水蓄能和西部可再生能

源电力为主体构建新型电力系统”的特色道路。

能源发展本质上是不断低碳化的过程。在这一点上，能源碳减排与能源发展方向是完全统一的。需要认识到，能源发展是一个长期渐进的过程，高度依赖科技进步，因此要保持足够的战略定力，不能低估传统能源及已有设备的持久性和适应力，也不能对未来新能源或新技术的应用速度和范围盲目乐观。与此同时，能源发展也是一个投入产出比由小到大的过程。能源转型需要能源基础设施的重建，需要新技术研发和新产能扩张，而这些都离不开大量的投资。初期，这些投资不大可能迅速促进生产力发展。换言之，能源碳达峰是要付出经济代价的，能源价格上涨几乎不可避免，而收益可能要到碳中和阶段才能体现。

必须要认识到，能源碳减排是一个艰巨的过程，需要保持清醒、克服浮躁。电力的生产因一次能源不同而具有不同的碳排放水平，电力生产的碳减排将是能源碳达峰的主战场。有很多误导性言论将氢能或者碳捕捉技术视为碳达峰的捷径，又或者指望能源需求在不久的将来就达到峰值。这些言论已经干扰到了正常的碳达峰工作。要知道，氢能的转化来源和去向主要是电能，实质上仅是一种储能手段。而氢的物理性质决定了其储存、运输十分复杂和困难，作为储能应用还面临着技术成熟度和经济性的考验；同样，碳捕捉技术追求的是更经济高效地从空气中分离出二氧化碳，但本质仍是空分技术。真正困扰碳捕捉发展的是二氧化碳应用领域狭窄。此外，目前言及能源需求达峰为时尚早。从对浙江近 10 年能源弹性系数的分析来看，浙江能源弹性系数虽然在“十二五”期间缓慢下行，但“十三五”期间进入了平缓期，且短期内看不到下降的趋势，预期中经济社会发展与能源消费增长逐步脱钩的情况并未出现。

与时俱进——

坚持“先立后破”，灵活机动施策，兼顾达峰目标实现与经济平稳运行

能源碳达峰的时代性要求在碳达峰的具体实践中，要根据形势的发展变化，采取灵活机动的战术策略，有效回应实践需求。

一是实施区间调控。稳中求进是能源碳达峰工作的总基调。为此，有必要在碳达峰工作中引入区间调控。根据经济运行的合理区间，明确能源总量和结构变动的合理范围，确定“下限”与“上限”，实现量的合理增长和质的稳步提升，使能源总量足以支撑经济运行、能源结构有效体现碳减排。这就需要变革碳达峰的指标体系，从节点指标逐步过渡到区间指标，从静态指标逐步过渡到动态指标；变革碳达峰的工作体系，赋予政策措施更多的灵活性，增强对经济形势的适应性；变革碳达峰的考核体系，将支持经济平稳运行纳入考核，减少考核的机械性，增强考核的科学性。

二是强化定向施策。能源碳达峰也是能源发展补短板的过程。针对能源碳减排的关键领域和薄弱环节，需要制定清晰明确的发展策略，选择适当的出台时机，实施更具针对性、更具前瞻性的调控。以浙江为例，浙江主力电源的有机更新离不开核电，推进核电发展就必须充分考虑安全性问题。安全性较高的三代核电是当前核电发展的必然选择，但随着核电技术发展，具有本质安全属性的四代核电终将成熟。浙江需紧密跟踪四代核电技术进步，对采用四代核电技术的时机作出前瞻性预判，提前调整好项目布局和规划。同时，持续提升西部跨省输浙电量、稳定输浙电量占总用电量的比重，是保证浙江电力稳定供应、提高可再生能源比重的关键。为此，需要全面深化与西部省份的能源合作，积极推动特高压电网建设，争取每个“五年”建成 1 条跨省特高压直流通道，并尽快开展省内特高压交流环网建设，增强浙江电网承载能力。

三是坚持辩证施策。波浪式前进、螺旋式上升是事物发展的客观规律。推进能源碳达峰，既要保持战略定力，也要秉持辩证思维，在把握全局的基础上，通过张合有度、灵活机动的策略保证战略目标的实现。“一根筋”“一刀切”都不是对待能源碳达峰的正确态度，而是要坚持“先立后破”。以煤电为例，碳达峰的前期仍需要煤电发挥“缓冲垫”作用，争取转变能源发展方向的时间窗口。对煤电简单采取“休克疗法”，不仅严重影响能源和电力供应，造成经济和社会动荡，也将对碳达峰工作造成负面影响。此外，在碳达峰前期建设一定量的煤电机组，客观上也有利于碳达峰工作。国内仍有大量临近退役或煤耗偏高的低容量、亚临界机组，日常发电既不经济也不环保，如将这些机组转为

应急备用机组，转而按照等容量置换原则，建设超超临界大型机组，不仅可以用更少的煤炭生产更多的电力，也将增强电网灵活性资源。（作者系浙江省发改委四级调研员）

周震宇 中国能源报 2022-05-02

全球绿色转型的中国担当

气候变化是地球村面临的共同挑战，事关全人类的永续发展和前途命运。推动全球绿色转型是国际社会面临的全球性难题，各国要同舟共济，加强合作，共同推进全球绿色转型，共建地球生命共同体。绿色低碳转型是一场广泛而深刻的经济社会变革，世界各国唯有携手同行，加强绿色国际合作，加快建立绿色低碳循环经济体系，把生态优势转化为发展优势，才能留住绿水青山并使其产生巨大的经济效益，把世界各国的差异性转化为发展的活力和动力，共同建设清洁美丽的美好世界。

推动全球绿色转型需要全球绿色治理体系改革。长期以来，西方发达国家与发展中国家在全球绿色治理中存在严重的不对等关系。西方国家通过资本输出和产业转移掠夺发展中国的经济资源，而一些发展中国家却只能被迫接受发达国家主导的既定环境规则，承受西方国家制造的气候恶果。如今，面对全球气候风险与挑战，部分发达国家把绿色转型的压力强加在发展中国家身上，而自己却并未履行每年向发展中国家提供应对气候变化的资金和技术援助的承诺。世界各国要以公平正义为理念引领全球治理体系变革，坚持以人民为中心的发展思想，坚持共同但有区别的责任原则，在发展框架内推进应对气候变化国际合作，落实《联合国气候变化框架公约》第二十六次缔约方大会成果。发达经济体更要秉持共同体意识，率先履行减排责任，落实资金、技术支持承诺，为发展中国家应对气候变化、实现可持续发展创造必要条件；发展中国家也要克服自身经济、社会困难，提高适应气候变化的能力，不断减少对化石燃料的依赖，降低排放，更好地适应气候变化的影响。

推动全球绿色转型是中国作为负责任大国的担当，也是中国可持续发展的内在要求。一方面，作为负责任的发展中大国，中国积极参与全球环境治理。中国在第七十六届联合国大会上提出的全球发展倡议，是向全世界开放的公共产品，旨在对接联合国 2030 年可持续发展议程，中国愿同各方携手合作，共同推进倡议落地，推动全球共同发展。同时，中国积极深化南南合作，筹建“一带一路”绿色发展国际联盟，承办联合国《生物多样性公约》第十五次缔约方大会，打造绿色发展合作平台，推动绿色“一带一路”同 2030 年可持续发展议程深入对接，促进构建全球发展命运共同体，为全球绿色转型带来新机遇，为推动建设清洁美丽的世界作出了贡献。另一方面，秉持人与自然生命共同体理念，中国在绿色发展和生态文明建设中主动作为，通过强有力的宏观政策，向全球展示了中国推动构建人与自然生命共同体的切实行动，向世界彰显了中国推动全球绿色转型的坚定决心。

中国实施全面绿色转型行动，为全球应对气候变化贡献了一系列中国方案和中国智慧。党的十八大以来，中国贯彻新发展理念，坚持走绿色低碳发展道路，转变经济发展方式，积极制定一系列应对气候变化的战略、政策与措施，采取更加有力、积极有效的行动，不断削减碳排放幅度，践行“两山”理论，协调经济发展和生态保护的关系，改善人居环境，构建大保护格局，以最大努力提高应对气候变化力度，推动国内经济社会发展全面绿色转型，用中国行动和中国智慧为全球应对气候变化作出更大贡献。

一是实施“双碳”战略，打造工业绿色发展模式。实现碳达峰碳中和是中国高质量发展的内在要求，也是中国对国际社会的庄严承诺。中国将碳达峰碳中和上升为国家战略，为确保“双碳”目标如期实现，逐步构建“1+N”政策体系，加强实现碳达峰碳中和的顶层制度设计，为中国的低碳发展道路、实现“双碳”目标作出了顶层谋划和整体部署。中国出台包括《2030 年前碳达峰行动方案》、能源绿色转型行动、工业领域碳达峰行动、交通运输绿色低碳行动、循环经济降碳行动等一系列领域和行业实施方案，推动经济社会发展全面绿色转型，这是解决我国资源环境生态问题的基础之策。通过强有力的宏观政策和制度设计，中国已建成全球规模最大的碳市场和清洁发电体系，可再生能源装机容量超 10 亿千瓦，1 亿千瓦大型风电光伏基地已有序开工建设，向全球展示了推动构建人与自然生

命共同体的切实行动，为推动全球绿色转型注入中国信心。

二是践行“两山”理论，探索绿色转型发展道路。“绿水青山就是金山银山”是从中国实际出发，在长期实践中形成的经济发展与生态保护协同的创新理念。一方面，从理论角度回答了什么是绿色发展的问题，其核心是贯彻新发展理念，实现经济发展与生态保护的互利共赢。以“两山”理论为指引，中国积极将生态环境保护放在优先位置，将生态效益转化为经济效益，将生态优势转化为经济优势和发展优势，将生态资源转化为“绿色财富”。另一方面，从实践角度回答了怎样进行绿色发展的问题。中国将生态文明建设纳入“五位一体”总体战略布局，全方位推动经济社会向绿色可持续发展方向转型，倡导绿色生产、生活理念，全面推进发展方式绿色转型。在“两山”理论的引领下，中国不断推动山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，全力以赴推进生态文明建设，全力以赴加强污染防治，全力以赴改善人民生产生活环境，同时正在建设全世界最大的国家公园体系，为应对气候变化、推进全球经济社会发展全面绿色转型贡献了中国智慧，展示了中国方案。

三是共建绿色丝绸之路，积极分享中国绿色转型经验与成就。中国在国际舞台多次倡议践行绿色发展理念，推动绿色基础设施建设、绿色投资、绿色金融等，与国际社会共建绿色丝绸之路，深化绿色低碳转型合作，合力构建绿色命运共同体。中国通过组建“一带一路”绿色发展国际联盟，实施绿色丝路使者计划，为丝绸之路沿线国家绿色发展提供深度交流合作平台。中国积极开发绿色金融，统筹低碳和可持续发展，推动基础设施绿色低碳化建设、运营和管理，推进丝绸之路治理投资绿色化。中国积极应对全球气候变化，探索绿色能源，推广绿色技术应用，强化绿色低碳转型的科技支撑。通过打造绿色丝绸之路，中国大力构建国际绿色转型发展的合作平台，积极向世界分享我国绿色转型发展的先进经验与成就，为推动全球绿色转型贡献力量。

王邵军 光明日报 2022-05-10

英国发布最新能源安全战略 谋求更大能源独立

英国近日公布了新的能源安全战略，将加快发展核能、风能、太阳能和氢能，并支持该国国内石油和天然气生产。

新旧能源齐发展

根据该战略，英国将着重发展核能，到 2050 年，核能发电装机容量将从现在的 7 吉瓦增至 24 吉瓦，届时将满足该国约 25% 的电力需求。

为使新的核电项目获得大量资金支持，英国政府还将成立一个名为“大英核能”的新机构，并启动 1.2 亿英镑的未来核电扶持基金。从明年起到 2030 年，英国计划每年批准建设一座核反应堆，共建设 8 座。

除核能外，海上风电也是发展的重点。英国将 2030 年海上风电装机容量目标从之前的 40 吉瓦，提高到 50 吉瓦，其中，约 5 吉瓦将来自深远海域漂浮式海上风电项目。2021 年，英国海上风电装机容量为 11 吉瓦。

英国政府将简化新建海上风电场的审批流程，将审批时间从 4 年缩减至 1 年，大大缩短新项目进入建设阶段的时间。此外，政府还将与支持陆上风电项目的社区进行协商，这些社区希望纳入新的陆上风电基础设施以换取较低的保障电费。

到 2035 年，英国太阳能发电装机容量可能在目前 14 吉瓦的基础上增长 5 倍。到 2030 年，英国低碳氢能产能将翻一番，达到 10 吉瓦，其中至少一半是使用过剩海上风电所制的绿氢，将为英国工业、交通和取暖提供更多清洁能源。

除新能源外，英国还将重振北海油气生产，计划在今年秋季为北海新油气项目发放许可证。英国认为，油气对能源转型和能源安全十分重要，而且使用本国生产的天然气比进口天然气碳足迹更低。

谋求能源独立

英国首相鲍里斯·约翰逊说：“我们正在制订一个大胆的计划，在未来 10 年里加速生产清洁、安全、负担得起的能源。全球天然气价格创下新高，英国需要通过加快向更清洁、便宜的本土能源过渡，以保护本国未来免受能源价格飙升影响。”

这一计划是使英国摆脱昂贵的化石燃料的关键，可促进英国能源来源多样化，以确保长期能源安全。

英国政府表示，到 2030 年，英国能源安全战略将为新能源产业吸引 1300 亿美元的私人投资，创造 48 万个就业岗位。

到 2028 年，海上风电产业将创造 9 万个就业岗位，比此前预期多 3 万个；到 2028 年，太阳能产业将创造 1 万个就业岗位，是此前预期的两倍；2030 年前，英国氢能产业将创造 1.2 万个就业岗位，比之前预计的多 3000 个。

英国商务、能源和产业战略部国务大臣夸西·克沃滕说：“在最大限度地提高北海油气产量的同时，扩大廉价可再生能源产能并新建核电项目，是确保英国未来几年能源独立的最好方法。”

削减家庭能源账单

近期，英国政府将为消费者提供约 120 亿美元的一揽子支持，帮助英国家庭应对生活成本上涨，包括从 4 月起给予数百万家庭 150 英镑的税费减免，从 10 月起，给予所有用电家庭 200 英镑的电费减免。

克沃滕说：“增加可再生能源供应是控制能源价格的唯一途径。英国已在海上风电领域处于世界领先地位，还应走得更远、更快，让清洁、廉价的能源成为常态。”

此前，英国首相和各部大臣与石油、天然气、风能、核能等行业代表进行了洽谈。英国能源和气候变化大臣格雷格·汉兹说：“英国政府将在未来几周内继续与能源行业合作，以最快速度履行能源发展承诺。”

中国能源新闻网 2022-05-10

国家能源局局长：能源结构调整需要过程，不能踩“急刹车”

据国家能源局网站 13 日消息，国家能源局局长章建华发表题为《完整准确全面贯彻能源安全新战略 科学有序推进能源绿色低碳高质量发展》的文章表示，能源结构、产业结构调整需要一个实实在在的过程，不能脱离实际、急于求成，搞运动式“降碳”、踩“急刹车”。

文章提到，推进“双碳”工作，必须把保障能源安全供应和经济社会平稳健康发展摆在首要位置，不能丢了“饭碗”谈转型，必须确保能源的“饭碗”端在自己手里。面对 2021 年下半年出现的能源供应紧张等严峻形势，坚持把增产增供作为头等大事来抓，全力以赴增加生产供应，多措并举平抑市场波动，坚决有力纠治不合理涨价现象，确保在用能高峰季到来之前做好煤电油气供应和储备。打好煤炭增产增供“组合拳”，充分发掘煤电顶峰出力潜力，持续提升油气勘探开发力度，加快推进油气重大基础设施项目建设，2021 年原油产量 1.99 亿吨，连续 3 年回升；天然气产量 2076 亿方，连续 5 年增产超百亿方，继续保持良好增长势头。

文章提到，能源结构、产业结构调整需要一个实实在在的过程，不能脱离实际、急于求成，搞运动式“降碳”、踩“急刹车”。既充分认识能源转型变革的艰巨性复杂性，久久为功打好持久战，也实事求是地从务实解决当前突出矛盾问题入手，聚焦用力打好攻坚战。立足以煤为主的基本国情，传统能源逐步退出要建立在新能源安全可靠的替代基础上，逐渐提高非化石能源在能源结构中的比重。2025 年和 2030 年，非化石能源占比要分别提高到 20% 和 25% 左右。

文章提到，作为世界上最大的发展中国家，发展仍是我们的第一要务。推进工业化、城镇化以及改善民生等艰巨任务，决定了未来一段时期我们仍将保持对能源消费增长的刚性需求。当前面临降碳任务之重、时间之紧迫前所未有，“十四五”时期是为如期实现“双碳”目标打好基础的关键时期，必须抓住用好这个关键窗口期，组织实施好“十四五”现代能源体系规划及分领域、区域、省级能源

规划，加大力度协同推进能源低碳转型与能源安全供应保障，坚定不移走生态优先、绿色低碳的高质量发展道路，以行业自身深刻变革带动经济社会系统性变革，助力加快实现绿色低碳转型。

文章提到，坚持先立后破，构建清洁低碳安全高效能源体系。加快能源结构调整步伐，能源生产环节持续降碳提效。截至 2021 年底，全国可再生能源发电装机突破 10 亿千瓦，水电、风电、光伏发电装机均超 3 亿千瓦，煤炭消费比重降至 56%；非化石能源消费比重显著增加，清洁能源消费量占比提高到 25.5%。顺利开工启动装机约 1 亿千瓦的沙漠、戈壁、荒漠大型风电光伏基地建设。西南地区大型水电站加快建设，乌东德水电站全部机组、白鹤滩水电站 6 台机组建成投产。核电项目积极安全有序推进，华龙一号全球首堆福清 5 号、田湾 6 号、红沿河 5 号等 3 台核电机组成投产。新型电力系统建设跨出新步伐，全国抽水蓄能电站累计装机规模达 3639 万千瓦，新型储能累计装机超过 400 万千瓦。推进终端用能清洁化低碳化，新增电能替代电量约 1700 亿千瓦时。

文章提到，坚持双向发力，推动能源生产和消费优化升级。引导供给侧和消费侧双向发力。在供给侧，立足以煤为主的基本国情，发挥煤炭煤电对新能源发展的支撑调节和兜底保障作用。大力推动煤炭清洁利用，积极推动煤电节能降碳改造、灵活性改造、供热改造“三改联动”。加快推进能源转型，大力发展风电和太阳能发电，积极稳妥发展水电、核电、生物质发电等清洁能源。在消费侧，推动钢铁、有色、建材等行业减煤限煤，严控“两高一低”项目盲目发展，开展重点领域节能升级改造，推动企业提升绿色能源使用比例和电气化水平。推动出台进一步推进电能替代的指导意见，进一步提高电能占终端用能比重。大力倡导绿色低碳生活方式，增强全民生态环保意识。

文章提到，坚持创新引领，持续推进能源绿色低碳科技革命。充分发挥科技创新在推进“双碳”工作中的关键支撑作用，加快能源领域关键核心技术和装备攻关。继续推动能源领域首台(套)技术装备示范应用，巩固可再生能源等领域的技术装备优势，力争绿色低碳前沿技术取得突破。目前，已经完成了国家能源研发创新平台考核评价，组织开展了两批首台(套)重大技术装备的评定工作，扎实推动了核电、可再生能源、煤炭清洁高效利用、关键信息基础设施、燃气轮机等领域科技攻关和示范应用，全球首个商用高温气冷堆核电站已经并网发电，国核一号示范工程建设取得重大进展。

文章提到，坚持以国家顶层设计作为落实能源行业任务的根本遵循，充分考虑区域资源分布和产业分工的客观现实，研究确定能源产业结构调整方向和“双碳”实施方案，不搞齐步走，协同推进如期实现全国 2030 年前碳达峰整体目标。统筹加强规划衔接，强化规划政策落实情况监管，优化项目审批流程，加大力度实施重大工程和项目，确保一张蓝图绘到底。科学提出煤油气电行业降碳分步骤的时间表、路线图、施工图，协同推进各能源品种碳排放梯次达峰。

文章提到，落实新增可再生能源和原料用能不纳入能源消费总量控制，建立统一规范的碳排放统计核算体系，推动能耗“双控”向碳排放总量和强度“双控”转变。推进适应能源转型的电力市场体系建设，扎实推进油气管网改革。持续完善绿色低碳政策体系，建立健全多能源品种协同互济、源网荷储集成优化的体制机制，强化财税、金融、环保、国土等政策协同。推动制定修订能源法、电力法、煤炭法等。组织实施能源领域碳达峰碳中和标准提升行动。研究制定促进清洁能源消纳的政策机制。加强对相关政策落实情况的监管。(来源：中新经纬 APP)

中新经纬 APP 2022-05-13

联合国启动行动计划促进可再生能源使用

联合国 4 日启动 2025 年前能源承诺促进行动计划，以促进可再生能源使用，到 2025 年实现再有 5 亿人获得电力供应，再有 10 亿人获得清洁烹饪解决方案。

该行动计划的目标还包括到 2025 年使全球可再生能源发电能力增加 100%，在可再生能源和能源效率领域增加 3000 万个工作岗位，以及大幅增加全球清洁能源年度投资。

当天同时启动的能源契约行动网络，旨在为那些寻求实现其清洁能源目标的政府与承诺提供资金的政府、企业牵线搭桥。该网络将得到联合国能源机制的支持。

联合国能源机制汇集了近 200 个对“能源契约”作出自愿承诺的政府、企业和其他民间合作伙伴，以便引导投资、专门知识和资源用于帮助实现所作的承诺。该机制与世界各国合作并提供实施方案和服务，是所有利益攸关方实现联合国可持续发展目标——“确保人人获得负担得起的、可靠和可持续的现代能源”的重要伙伴。

联合国能源机制成员包括联合国粮食及农业组织、国际原子能机构、联合国开发计划署、联合国环境规划署、联合国儿童基金会、联合国妇女署、世界粮食计划署、世界卫生组织、世界银行等组织机构。

王建刚 人民网—人民日报 2022-05-06

国家发改委：传统能源逐步退出必须在新能源安全可靠替代的基础上

近日，中共中央宣传部就经济和生态文明领域建设与改革情况举行新闻发布会。会上，有媒体提问：“双碳”工作被纳入到了生态文明建设整体布局之中。请问这一目标取得了哪些进展，下一步还将如何推进？

对此，国家发展改革委副主任胡祖才表示，实现碳达峰碳中和目标是党中央经过深思熟虑作出的重大战略决策，这标志着我国生态文明建设进入以降碳为重点战略方向的关键时期，对推动绿色低碳转型、促进高质量发展具有重大而深远的意义。

胡祖才表示，党的十八大以来，绿色低碳转型发展取得了历史性巨大成就，是人民群众获得感最多的领域之一，主要有以下三个方面：

一是能源绿色低碳转型取得重要进展。我国可再生能源装机规模突破 10 亿千瓦，水电、风电、太阳能发电、生物质发电装机均居世界第一，清洁能源消费占比从 14.5% 提升到 25.5%，煤炭的清洁高效利用成效显著，煤电超低排放机组规模超过 10 亿千瓦，能效和排放水平全球领先。

二是节能减排成效显著。我国以年均 3% 的能源消费增速支撑了年均 6.5% 的经济增长，能耗强度累计下降 26.2%，相当于少用 14 亿吨标准煤，少排放 29.4 亿吨的二氧化碳，单位 GDP 二氧化碳排放强度的下降超额完成了自主贡献目标。

三是“绿水青山就是金山银山”的理念深入人心。简约适度、绿色低碳、文明健康的生活方式正成为更多群众的自觉选择。

胡祖才表示，2020 年提出“双碳”目标以来，已经完成了碳达峰碳中和顶层设计，基本构建起“1+N”政策体系，碳达峰碳中和工作扎实有序推进，实现良好开局。当前和今后一个时期，国家发改委将重点抓好以下五方面工作：

第一，加强统筹协调。要持续完善碳达峰碳中和“1+N”政策体系，涉及多个行业领域的 N 个配套政策文件正在加快出台。要组织实施好“碳达峰十大行动”，建立统一规范的碳排放统计核算体系。

第二，大力推动能源革命。要大力发展新能源，在沙漠、戈壁、荒漠地区规划建设 4.5 亿千瓦大型风电光伏基地，8500 万千瓦项目已经开工建设。第二批项目正在抓紧前期工作，加快构建新能源供给消纳体系。要提高煤炭清洁高效利用水平，供电煤耗超过 300 克/千瓦时的煤电机组要全部实施改造升级。

“这里需要强调的是，富煤、贫油、少气是我国的基本国情，传统能源的逐步退出必须在新能源安全可靠替代的基础上，坚持先立后破，实现安全降碳。”胡祖才称。

第三，大力推进产业绿色低碳转型发展。要抓紧推动重点行业能效达标改造，加快先进适用技术研发和推广，积极发展绿色金融，规范发展碳市场。坚决遏制高耗能、高排放、低水平项目盲目发展。

第四，大力倡导绿色生活方式。引导绿色低碳消费，倡导绿色出行，开展绿色低碳社会行动，使绿色生活方式成为社会新风尚。

第五，积极参与全球气候治理。开展多双边对话交流和务实合作，推动构建公平合理、合作共

赢的全球环境治理体系。

胡祖才表示，实现“双碳”目标是一场广泛而深刻的经济社会系统性变革，不是轻轻松松可以实现的。要完整准确全面贯彻新发展理念，按照党中央决策部署，保持战略定力，紧盯“双碳”目标不放松，脚踏实地、久久为功，不搞“碳冲锋”，不搞运动式“减碳”，有序有力有效推进“双碳”工作，不断取得新成效。

澎湃新闻 2022-05-16

能源“三难处境”如何破解？

近年来，世界各国纷纷采取积极的能源政策，依靠技术进步、大力发展可再生能源、加强国际合作等，扩大了破解能源三元悖论难题的空间，绝大多数国家的整体表现有所改善，但很少有哪个国家能够实现每个方面的持续、同步改善。

在能源转型过程中，世界各国面临一个共同的“三难处境”——既要保障能源安全，又要消除能源贫困、实现公平可及，还要保护生态环境。在国际上，这一现象被称为能源政策的“安全、公平、生态”三元悖论现象。

当前形势下，这一“三难处境”显得更加突出。能源发展如何才能得享“三全法”？为了向破解这一难题的未来靠近，各国政府不得不在政策选择中不断地摸索、尝试。

能源三元悖论指数的启示

发现自身存在的问题和差距，是一个国家或地区在身处能源“三难处境”时，首先要面对的问题。

自 2010 年以来，世界能源理事会陆续发布《世界能源三元悖论指数》（World Energy Trilemma Index）报告，对世界主要国家和地区的能源安全、能源公平、能源生态（或环境可持续性）政策平衡效果进行评价，以帮助各国家、地区认清阶段性问题，调整能源转型的方向。

其中，能源安全主要衡量能源供需的可靠性、稳定性，核心是能源供应保障能力；能源公平主要评价能源的可及性、普惠性、便利性、经济性或可负担性，核心是消除“能源贫困”的努力程度与效果；能源生态主要考察能源的低碳、清洁化程度以及环境的可持续性，核心是推动能源转型、碳减排、污染防控的政策力度与成效。

在 2020 年和 2021 年涵盖 120 多个国家和地区的能源三元悖论指数排名中，处于领先地位的主要来自欧洲地区。

中国 2021 年在综合排名中居第 51 位（2020 年和 2019 年分列第 55 位和第 72 位），被评为能源三元悖论指数改善特别是环境可持续性改善前 10 名的国家。世界能源理事会总干事兼首席执行官安吉拉·威尔金森表示，中国排名的进步说明中国在能源转型方面取得了巨大成就。这主要得益于中国坚持绿色发展及采取治理污染、减少排放、保护环境等的政策措施。

中国石油经济技术研究院副院长吕建中表示，近年来，世界各国纷纷采取积极的能源政策，依靠技术进步、大力发展可再生能源、加强国际合作等，扩大了破解能源三元悖论难题的空间，绝大多数国家的整体表现有所改善，但很少有哪个国家能够实现每个方面的持续、同步改善。普遍的做法是实施动态优化的平衡政策，即根据不同发展时期或阶段的实际需要，明确能源政策的着力点和优先级。

吕建中说，在“十四五”及今后更长一段时期，中国能源转型发展的三元悖论矛盾都将进一步显露，能源规划和政策都必须统筹处理好能源安全、能源公平、能源生态的优化平衡问题。

三元悖论凸显，能源转型在即

3 月 31 日，俄罗斯总统普京签署与“不友好国家”以卢布进行天然气贸易结算的总统令。普京表示，要购买俄天然气，“不友好国家”须在俄银行开设卢布账户，新规定自 4 月 1 日生效。如果拒绝该支付方式，俄方将认为这是买方违约，一切后果应由买方承担。

4 月 22 日，国际货币基金组织（IMF）欧洲部门负责人艾尔弗雷德·卡默在出席 IMF 和世界银行

春季会议期间接受采访时说，如果失去俄罗斯天然气供应，“在头 6 个月，欧洲可以通过替代供应和现有储备来应对，但如果天然气断供持续到冬季或更长时间，将对欧洲经济产生重大影响”。德国总理奥拉夫·朔尔茨当天也表示，欧洲国家难以承受禁止进口俄罗斯天然气的后果。

事实上，欧洲是否要摆脱对俄罗斯天然气的依赖，一直是事关欧洲能源安全和经济发展的一个重要问题。教授级高级经济师、中海油田服务股份有限公司原执行副总裁陈卫东在接受《环球》杂志记者采访时表示，如何应对能源转型风险和战争造成的社会成本增加，是欧洲政治家必须面对的现实问题。

“能源转型正在重塑世界，俄罗斯的卢布结算令加快了这个进程，而不是减缓了这个进程。”陈卫东说，“能源转型的核心是从以石油为中心的能源体系转向以电力为中心的能源体系。所有以石油为中心的资源、产业、行业、设施、技术都会随着石油逐渐退出中心地位，其地位也会随之下降或融入其他产业区块。而以电力为中心的产业区块将会水涨船高。这就是中国宁德时代新能源科技股份有限公司的市值会超过世界 500 强的中石油、中石化，美国特斯拉的市值会超过埃克森美孚、荷兰皇家壳牌和英国石油这三家石油巨头的总和，以及美国道琼斯工业指数把埃克森美孚移出的原因。所有这些反映在资本市场上的现象，都与正在进行的能源转型相关。”

陈卫东表示，减少煤炭消费是中国减少碳排放的必然选择。天然气是配合分布式可再生能源发展的过渡能源，因此，天然气发电的比重将会增加。

“2017 年，中国实施‘煤改气’，液化天然气（LNG）进口大幅增加，拉动了 LNG 现货和长协价格上涨。与原油价格挂钩的 LNG 长协指数斜率普遍高于 15% 并一度接近 20%（市场越火爆，斜率数值越高。气价=斜率×油价+常数）。2018 年中国进口减缓，2019 年 LNG 价格下跌，长协指数斜率下跌至 11% 左右，造成多个 LNG 项目的最终投资决策被推迟。目前 LNG 的市场供求基本平衡，供给略有富余，但预计 2025 年后 LNG 将出现供给不足。”

陈卫东表示，“不排除未来美国等国家的 LNG 也会成为紧俏货。再加上 LNG 供给从天然气田开发、基础设施建设、液化、接收到运输能力投资等都不是一蹴而就的，仅 LNG 运输船的建造就需要 30~50 个月的周期，对于已是全球最大 LNG 进口国的中国而言，天然气供给短缺、价格高涨的冲击会比石油的影响更甚。随着未来天然气发电占比提升，这轮冲击的影响更不容轻视。”

驱动能源转型的 4 个 D

“人才以及技术创新尤其是从 0 到 1 的突破，是最丰富的资源。”谈到能源转型的驱动力时，陈卫东得出上述结论。

“美国的资源禀赋并不好，其探明的石油储量只占全球的 4.5%，但它生产了全球 17% 的油气，是最大的油气生产国。美国凭的就是技术创新、企业家精神以及把不同资源整合起来实现突破的能力。对于能源尤其是可再生能源而言，资源禀赋已经不那么重要了。哪里都有风、有光，而且风能和太阳能的技术链条并不长，只是技术还没有成熟，也受某些资源制约，比如相应的金属材料及商业模式。”

陈卫东说：“在《世界能源三元悖论指数》（2020 年）报告中，一个十分引人注意的部分是，首次提出了全球能源转型不同时期的主要驱动力。”

上世纪 20 年代到第二次世界大战爆发前，能源转型最重要的驱动力是 2D。第一个 D 是 Diversify supply，即扩张能源供给范围，于是开启了世界范围内的油田勘探和大开发；第二个 D 是 Development of better technologies，即用更好的技术来提高能源开发效率。

二战后整个石油天然气工业发展的驱动力是 3D，即去碳（Decarbonisation）、去中心化（Decentralisation）和数字化（Digitalisation）。陈卫东说，“这三个 D 表示，在进一步提高效率的前提下，关注碳排放对环境 and 生态的影响。‘去中心化’才能带动资本和人的能动性的充分发挥；有了‘数字化’，才有标准化，进而才能实现全球化。”

“现在人类已进入到 21 世纪的第三个 10 年，能源尤其是石油、天然气行业进入了 4D 阶段。所谓 4D，就是在第二个阶段 3D 基础上再加上最后一个 D——中断常态化（Disruption-as-usual），即能

源供给中断的常态化。它如何成为驱动力之一呢？是因为人们必须解决‘中断常态化’这个全世界都必须面对的现实问题。”

为什么能源供给中断会常态化？陈卫东说：“因为我们从高碳能源向低碳能源再向无碳发展转型的过程中，技术进步并没有完成，但我们又必须把道德层面的责任因素考虑进去，这势必增加成本。过去我们从煤炭到石油、从石油到天然气的转型都是在降低成本，都能赚钱，所以市场投资也非常活跃，现在要实现低碳转型、解决碳排放问题，就要增加成本，为历史遗留问题‘买单’，这时候谁来‘买单’就成为一个问题。”

陈卫东表示，正因为每个历史阶段的能源发展转型驱动力不同，能源转型的目标、组织架构、组织形式、理念等也就不同。要根据不同的发展阶段，各阶段的主要矛盾来破解能源三元悖论。

利用好两个市场、两种资源

在陈卫东看来，能源安全不等于能源完全独立自主。“2021年11月美国国会参众两院负责能源立法与监督的委员会召开听证会，研究如何应对飞涨的能源价格及其引起的物价指数上涨这一问题。此次听证会展示给世界的一个现实是，即使是美国这样的全球资源生产超级大国，在全球能源价格上涨危机中也难以独善其身。”

国际能源署（IEA）首席经济学家在那次听证会上也明确阐述了这样一个观点：现代能源系统有着深度互联特性，没有一个国家可以是能源孤岛。

吕建中也表示，在当前和今后一个时期，谋划破解中国能源三元悖论，需要围绕构建以国内大循环为主体、国内国际双循环相互促进的新发展格局，把立足于国内开发与加强国际合作有机结合起来，更好地利用国内国际两个市场、两种资源，在扩大对外开放中促进能源安全、能源公平、能源生态的协同发展。

对于具体如何破解能源三元悖论，吕建中认为，在保障能源安全方面，“十四五”时期应当以应急安全保障为主，坚持底线思维，继续加大国内油气勘探开发力度，继续扩大石油、天然气储备能力；多措并举推进煤炭清洁高效利用，大力推广先进燃煤发电技术；发展煤炭分质分级梯级利用，开发富油煤的热解技术；适度发展煤制油、煤制烯烃产业等。

2025~2035年间，应以战略安全保障为主，大力发展可再生能源，全面推进能源转型以及对煤炭、石油等化石能源的替代，加快构建本土化、区域化的可再生能源供应体系。同时，强化节能提效政策落实及能源消费总量与强度“双控”目标约束。

在促进能源公平方面，由于目前部分地区能源供应的普及性、可负担性基础还比较脆弱，需进一步加强能源基础设施建设，防止出现“能源返贫”。靠市场开放和竞争，增强能源供应的多样性、灵活性，降低社会用能价格和成本。加强能源需求侧管理，建立完善紧急情况下民生用能保障机制和需求压减机制。

2025~2035年间，立足于扩大优质能源的普及程度，推进城乡新能源新生活建设。实施“风光水火储一体化”和“源网荷储一体化”建设工程，形成多能互补、深度协同的能源生产和消费模式，不断提高人民群众用能的便利性、可负担性、可持续性，增强具有中国特色的能源民生福祉。

在改善能源生态方面，可从能源消费增量结构优化入手，提高可再生能源增量占比。在继续大力发展陆上风能和太阳能的同时，加大海上风电、地热能、城市垃圾发电等可再生能源发展。将限制碳排放纳入发展规划，明确碳排放上限，为实现2030年气候目标奠定基础。

胡艳芬 《环球》杂志记者 2022-05-15

热能、动力工程

福建：建设沿海新型电力系统正当时

开栏的话：

为探索新型电力系统建设经验，当好能源清洁低碳转型的推动者、引领者、先行者，去年，国家电网发布《构建新型电力系统行动方案》，推进新型电力系统示范区建设。一年来，各地电网企业纷纷结合区域特色探路新型电力系统构建。从本期开始，本版将推出“近观新型电力系统”专栏，从微观视角剖析各地新型电力系统建设的新模式、新样板。

福建，位于我国东南沿海，连接长三角、珠三角、中部地区和宝岛台湾，特殊的地理位置注定福建电网“活力四射”。随着近几年核电、风电大项目频频上马，福建非煤发电装机容量不断提升，截至2021年底，福建非煤发电装机容量比重超过55%。

记者从国网福建省电力有限公司（简称“福建电力”）获悉，去年新增风电并网容量230万千瓦、光伏发电并网容量70万千瓦，分别同比增长109%、133%；福建电网风电、光伏发电量分别达到151亿千瓦时、23亿千瓦时，福建全省新能源场站发电量全部实现并网消纳。在新型电力系统省级示范区建设中，福建电力立足福建资源禀赋和电源结构特点，提出围绕推动清洁能源优化配置、配-微电网融合发展、系统灵活调节能力建设、市场机制体制建设等四条主线，建设“刚柔并济”的坚强智能电网。

正推进北电南送特高压

目前，福建电源与用电需求呈逆向分布，随着南部负荷增长和北部规划电源投产，北电南送规模将进一步加大。为此，福建电力近日开工了福州至厦门双回输电线路238公里的1000千伏特高压输电工程，将解决福建中西部现有网架薄弱问题，将华东特高压主网架延伸至福建南部负荷中心地区。

谈及如何做到接纳高比例新能源并网，福建电力源网荷储研究团队成员曾振松对记者表示，福建电力提出加快建设坚强智能电网，打造东南能源大枢纽，持续补强福建省内“四纵三横”主干电网，促进大电网与分布式电源、微电网融合发展，提升清洁能源大范围优化配置能力，支撑大规模清洁能源并网送出。

“福建电力正通过向南建设闽粤电力联网，推进福建北电南送特高压输变电工程建设，促进电力资源在更大范围优化配置。”曾振松介绍，同时，还推进清洁能源外送配套电网工程建设，确保500千伏漳州核电送出、220千伏宁德中核霞浦核电送出、漳州六鳌远海风电场送出等重点工程按期开工。“我们建成投产了周宁抽水蓄能电站500千伏送出、福州长江澳海上风电220千伏送出等9项工程，确保清洁能源发电100%接入。”

全力推进配-微网融合发展

要实现福建省清洁能源大范围优化配置、解决分布式新能源快速发展带来的消纳难等问题，除了打造坚强主网外，还需促进配-微电网融合发展，最终形成新能源、交直流混联大电网与配-微电网融合发展的电网“新形态”。

“为此，我们充分考虑省内各地区、各领域实际情况，统筹九个地市资源禀赋及发展特色，先行先试打造了一批配-微电网融合发展综合示范项目。”曾振松表示，例如泉州供电公司选取三个高比例分布式光伏发电接入区域，开展馈线型微电网示范建设、台区型微电网示范建设，探索增量分布式电源、储能装置就近接入解决方案，为交、直流负荷就地提供“即插即用”供电模式。“此外，我们提出馈线型微电网建设理念，建设以智能融合终端为核心的台区型微电网。”

“我们正在制定湄洲岛生态低碳岛建设规划、霞浦西洋岛等海岛微电网技术方案。”国网福建电科院低压物联技术专责陈伟铭接受记者采访时表示，目前正在牵头编制基于柔直技术的低压台区互

联试点技术方案，支撑宁德九仙村“光储充”、厦门军营村“光储”等多能互补台区示范，力争形成可复制可推广模式。

国网福建电科院直流控制及新能源保护技术专责李智诚对记者坦言，福建常受台风侵袭，台风及其带来的强降雨往往在短时间内就会对电网造成严重破坏。其在构建新型电力系统过程中，需要充分考量天时与地域资源特点。“为了福建电网‘耳聪目明’，我们正在攻关大规模新能源配置、储能及柔性配电网和电网数字化转型等 3 个研究方向，引领重大科技攻关，支撑福建新型电力系统理论构建、保障技术研究及成果落地。”

后续构建面临不少挑战

据记者了解，福建电力对新型电力系统发展路径进行了一系列的推演，结果表明，迎来机遇的同时，也面临着挑战。

首先，电力稳定供应难度加大。风电、光伏存在“极热无风”“晚峰无光”的特性，致使新能源的顶峰能力严重不足，出力受天气影响较大。其次，电网安全运行压力激增。新能源大量替代常规机组，系统频率调节能力显著下降。新能源出力波动性强，风电逆调峰特性加大系统调频压力。

“再次，分布式光伏规模化发展难以就地全额消纳，高比例新能源并网，电网承担兜底供电，设备效率将显著下降。局部户均光伏装机大大高于户均配变容量，局部电网倒送加剧，电网设备‘降效率、难消纳’两级分化。”福建电力相关负责人直言，最后，能源体制机制有待完善。为保障高比例新能源并网消纳，配套送出工程、储能建设、电源灵活性改造等隐性投资增加，但缺乏相应的成本疏导机制；需求响应资源仍未被视作与发电企业对等的市场主体，难以被纳入各类市场交易的主体范围和交易规则；电力市场和碳市场建设相对独立，缺乏政策协调和机制协同，电力能源结构调整目标尚未与碳市场配额分配等有效衔接。

针对诸多挑战，记者了解到，福建电力将锚定清洁能源优化配置、系统灵活调节能力建设、配微网融合发展以及市场机制建设四条发展主线，重点攻克大规模海上风电消纳技术、系统供需保障与灵活调节技术、电-碳协同发展市场机制、源网荷储协同互动等关键技术。

据悉，福建电力将聚焦海上风电、分布式光伏、数字化电网、沿海防腐蚀等领域，开展知识产权布局，“十四五”期间争取培育 5-10 个高价值专利，“十五五”期间争取培育 10-20 个高价值专利，计划 2030 年率先基本建成、2045 年全面建成新型电力系统省级示范区，主要评价指标全面达到国际领先。

本报记者 苏南 中国能源报 2022-05-02

河北将布局建设新型储能规模 400 万千瓦以上

日前，省发展改革委印发《河北省“十四五”新型储能发展规划》。规划提出，着力构建具有更强新能源消纳能力的新型电力系统，以稳中求进的思路推动我省新型储能实现市场化、产业化、规模化发展。

新型储能是指除抽水蓄能外以输出电力为主并对外提供服务的储能项目。规划明确了发展目标：在电源、电网、用户等环节广泛应用新型储能，增强源网荷储配套能力和安全监管能力，推动“新能源+储能”深度融合，实现一体规划、同步建设、联合运行，增强电网和终端储能调节能力。

到 2025 年，在大力发展煤电灵活性改造、燃气调峰电厂、抽水蓄能电站的基础上，综合考虑我省电力安全供应、系统调节能力、电网支撑和替代、用户侧等需求情况，全省布局建设新型储能规模 400 万千瓦以上，实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变，具备规模化商业化应用条件。

新型储能技术创新能力全面提高，其中，电化学储能技术明显提升，系统成本降低 30%以上，钒液流电池、铁铬液流、锌溴液流电池等实现产业化应用，钠离子电池、固态锂离子电池技术开展试点示范；百兆瓦级压缩空气储能、兆瓦级飞轮储能技术实现规模化应用；储氢等长时储能技术取得突破；复合型储能技术得到示范应用。新型储能可持续发展的市场机制和商业模式基本形成，配

套政策与管理体系基本建立，新型储能产业体系日趋完备。

到 2030 年，实现新型储能全面市场化发展。新型储能产业体系成熟完备，技术创新水平名列前茅，市场机制、商业模式、标准体系成熟健全，与电力系统各环节深度融合发展，基本满足构建新型电力系统需求，助力实现双碳目标。

根据规划，我省将通过统筹布局新型储能工程，开展核心技术攻关工程，推进多元示范应用工程，重点打造市场体系工程，规范储能项目管理工程，推动我省新型储能实现市场化、产业化、规模化发展。

统筹布局新型储能工程，推动规模化发展。积极支持清洁能源电站配建新型储能设施，推动储能与各类电源协同优化运行，合理布局电网侧新型储能，探索用户侧储能多元发展新场景，拓展新型储能应用模式。重点构建我省新型储能“一核、一区、两带”发展格局，即以雄安新区为核心打造新型储能研发创新高地，打造张承地区“风电光伏基地+储能”大规模综合应用示范区，打造太行山脉“光伏+储能”规模化应用和装备制造示范带，打造沿海“新能源+储能”和“工业大用户+储能”多元化应用示范带。

开展核心技术攻关工程，构建创新体系。积极开展前瞻性、系统性、战略性储能关键技术研发，加速实现核心技术自主化，推动产学研用各环节有机融合，加快创新成果转化，提升新型储能领域创新能力。

推进多元示范应用工程，加快产业化进程。聚焦各类应用场景，鼓励多元化技术路线发展，积极推进各类新型储能试点示范，加强示范项目跟踪评估。通过重点区域和重点示范项目带动新型储能技术进步和产业升级，完善新型储能产业链，增强产业竞争力。

重点打造市场体系工程，健全市场化机制。加快推进新型储能商业化创新模式，支持新型储能作为独立市场主体参与各类电力市场交易，研究建立新型储能价格机制，促进储能成本合理分摊和疏导。探索共享储能、云储能、储能聚合等市场化应用模式。

规范储能项目管理工程，完善政策体系。加大新型储能技术创新和项目建设支持力度，建立健全新型储能全产业链技术标准体系，进一步完善新型储能项目管理机制。

规划作出了环境影响分析，“十四五”期间，随着新型储能的大力发展，我省新能源发电装机和消费占比将快速提升。预计到 2025 年，支撑我省非化石能源占能源消费总量比重由 2020 年的 7% 提高到 13%，可再生能源电力消纳责任权重由 2020 年的 14.2% 提高到 22.8%，相当于减少标煤约 4755 万吨，减少二氧化碳排放约 1.3 亿吨，减少二氧化硫排放量约 6.2 万吨，减少氮氧化物排放量约 5.7 万吨。

规划要求，规划实施过程中严格执行环境影响评价制度，坚守生态保护红线和永久基本农田，在规划选址、并网线路等方面确保区域生态功能，避让环境敏感性因素。加强新型储能项目布局、建设、运营、退役全环节、全生命周期环境保护，严格落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单“三线一单”要求，严格执行环保标准，做到环境保护设施与主体工程“同时设计、同时施工、同时投产”，预防和减轻环境影响。（河北日报 潘文静）

潘文静 河北日报 2022-05-05

储能产业实现超预期增长

核心阅读

《储能产业研究白皮书 2022》指出，储能作为能源革命核心技术和战略必争高地，有望形成一个技术含量高、增长潜力大的全新产业，成为新的经济增长点。保守预计，2026 年新型储能累计规模将达到 48.5 吉瓦，2022 年—2026 年复合年均增长率为 53.3%，市场将呈现稳步、快速增长的趋势。

“去年，国家及地方政府密集出台了 300 多项与储能相关的政策，产业链投资计划超过 1.2 万亿

元，新兴储能企业在融资和技术上也实现较大突破。”在4月26日举行的2022全球储能行业发展回顾与展望研讨会上，中国能源研究会秘书长孙正运指出，2021年我国储能产业实现了跨越式发展。

作为构建新型电力系统，推动能源绿色低碳转型的重要装备基础和关键支撑技术，储能行业在快速发展的当下还面临哪些问题？未来走向又将如何？

发展速度远超预期

2021年，储能行业发展速度有多快？有一组数据可以直观展现。

中关村储能产业技术联盟统计数据显示，2021年，我国新增投运电力储能项目装机规模首次突破10吉瓦大关，达到10.5吉瓦，其中，抽水蓄能新增规模8吉瓦，同比增长437%；新型储能新增规模首次突破2吉瓦，达到2.4吉瓦，同比增长54%。

会议发布的《储能产业研究白皮书2022》指出，国家层面明确2030年30吉瓦的储能装机目标，14个省相继发布了储能规划，20多个省明确了新能源配置储能的要求。新增百兆瓦级项目(含规划、在建、投运)的数量再次刷新历年纪录，达到78个。技术应用上，除了锂电池，压缩空气、液流电池、飞轮储能等技术也成为国内新型储能装机的重要力量，特别是压缩空气，首次实现了全国乃至全球百兆瓦级规模项目的并网运行。

“储能发展超出业内预期。一系列利好政策颁布，技术不断突破，项目装机规模大幅增加。”中关村储能产业技术联盟理事长陈海生表示，我国储能产业实现了从商业化初期到规模化发展的转变。

从总量来看，我国已投运电力储能项目累计装机规模46.1吉瓦，占全球市场总规模的22%，同比增长30%。其中，抽水蓄能累计装机规模最大，为39.8吉瓦，同比增长25%，所占比重与去年同期相比再次下降，降幅为3个百分点；市场增量主要来自新型储能，累计装机规模达到5729.7兆瓦，同比增长75%。

行业发展仍面临挑战

值得注意的是，在储能产业蓬勃发展的同时，仍面临较大挑战。“从已建项目来看，多数项目尚未形成稳定合理的价格机制，调峰、调频以及容量补偿的市场机制细则仍是空白。有些企业‘跑马圈地’，有些项目透支未来，强制配储项目闲置的现象普遍存在。”陈海生谈到新型储能时表示，继去年北京“4·16”大红门储能电站起火爆炸事故后，全球又陆续发生了10多起重大安全事故。时至今日，行业尚未能形成统一的安全标准和公认的解决方案。

国家能源局能源节约和科技装备司副司长刘亚芳表示，作为新技术、新业态，新型储能技术路线多样、应用场景丰富，遍布电力系统各个环节，产业规模化发展的相关标准和生产规程还有待进一步健全和修订。

经济性是行业规模化发展前提。“新型储能成本疏导机制涉及面广，实施难度较大。”刘亚芳坦言，新型储能规划布局与调度运行不协调，总体利用率较低。各单位要将规划设计与建设运行有机统一，把推动新型储能发挥其价值摆在首要位置，为各种创新技术、研发应用开拓更广大空间。

在清华大学电机系副教授钟海旺看来，目前，储能参与电力辅助服务的种类较为单一，“有些储能电站只参与调频，有些电站只参与调峰。但实际上，储能在不同时间段可以提供不同的辅助服务，通过‘分时复用’的商业模式，提升储能电站的收益。”

新的经济增长点

发展储能已成行业共识。国家电网副总工程师冯凯坦言，若没有储能等可调节资源的支撑，电网系统调节能力存在较大缺额，不足以支撑高比例新能源高效利用和高占比变量替代，“按新能源利用率95%测算，在不考虑新增煤电灵活性改造、新型储能以及需求侧响应资源的情况下，2025年公司经营区的调峰缺口约0.8亿千瓦，2030年调峰缺口约1.6亿千瓦。”

《储能产业研究白皮书2022》指出，储能作为能源革命核心技术和战略必争高地，有望形成一个技术含量高、增长潜力大的全新产业，成为新的经济增长点。保守预计，2026年新型储能累计规模将达到48.5吉瓦，2022年—2026年复合年均增长率为53.3%，市场将呈现稳步、快速增长的趋势；在理想场景下，储能供应链配套、商业模式日臻成熟，预计2026年新型储能累计规模将达到79.5

吉瓦，2022年—2026年复合年均增长率为69.2%。

中科院物理研究所研究员李泓进一步表示，“十四五”时期电化学储能发展有具体目标，与“十三五”时期相比，度电成本预计由0.4元—0.6元降低到0.2元以下；服役寿命由8年—10年，提升至20年。“储能电站有智能控制、智能监测检测和智能感知，在突发系统事故时，不存在起火爆炸问题。”

行业发展，少不了榜样的力量。会议还发布了“2021年度中国储能企业排行榜”，宁德时代获得储能技术提供商、储能电站出货量双料冠军；上能电气储能变流器装机规模排名第一。

本报记者 卢奇秀 张金梦 中国能源报 2022-05-02

变废为宝，二氧化碳“化身”强悍工业材料

全球气候变化是人类面临的共同挑战，减排二氧化碳等温室气体是大势所趋。国家要发展，人民要幸福，这是发展中国家的基本需求，讨论应对气候变化的措施不能脱离这个根本问题。面对温室气体减排的国际压力和把我国建成富强民主文明和谐美丽的社会主义现代化强国的目标，我们必须走一条既符合我国国情又能实现全球碳中和目标，既能对原有碳收集利用拓展更能提供更多生态产品的可持续发展之路，因此，发展碳循环经济成为必然选择。

凡排放或吸收二氧化碳的行业，均存在发展碳循环经济的潜力。目前，虽然全球的绿色能源技术取得了巨大科技进步，大力发展绿色能源和绿色碳汇成为实现碳中和目标的技术路线之一，但其增量在近期还不能抵消二氧化碳的排放增量。同时，我国火电、钢铁等高能耗高排放工业过程工艺已比较成熟，现有工业过程和消费过程由于工艺技术路径锁定，节能减排的潜力有限。此外，现有工业生产过程的二氧化碳在捕集、封存、利用（CCUS）上也存在难题，因此，急需开发新的低碳循环经济发展工业路线。

在山东大学化学与化工学院教授朱维群看来，开发经济上可行的二氧化碳工业固定利用新路线，即化石能源固碳利用新途径值得一试。

“用碳不排碳”的化石能源固碳利用新途径

“化石燃料与空气发生氧化反应放出热量是现有火力发电和内燃动力的基础反应，该过程将排放大量二氧化碳。”朱维群直言，这种方式有两大缺点，“一是化石燃料中的化学能需先转变成热能、再转变成机械能、最后转化为电能，受卡诺循环及材料的限制，在机端所获得的能量效率只有33%—35%；二是传统能源利用方式给人类生活环境造成了巨量的废水、废气、废渣、废热和噪声的污染。”

化石能源的革命是实现碳中和目标的技术途径。具体而言，一方面，可以通过开发不用碳的绿色能源和绿色碳汇代替现有化石能源工业经济体系，另一方面，可以通过开发“用碳（化石能源碳氢化合物）不排碳（二氧化碳）”的科技创新，进行现有化石能源工业的创新改造，朱维群团队目前正在研究的，就是如何将后者从理论变为实践。

“目前，二氧化碳的固定利用还是一个世界难题，世界上也没有一条比较理想的二氧化碳化学固定利用方法，许多以二氧化碳为原料做成的产品其过程可能也并不减排，因此我们另辟蹊径，提出了从源头减排的方法。”据朱维群介绍，其团队提出了全球创新的零碳排放煤炭清洁利用开发路线，化石能源是一类含有能量的物质，该路线将化石能源在能源利用过程中产生的二氧化碳直接转化为稳定固体产物1,3,5-均三嗪三醇（以下简称“三嗪醇”），转化过程中释放的能量可作为清洁能源利用，“即在一套工业装置中实现化石能源能量和物质成分的同时高效利用。”（见图1）

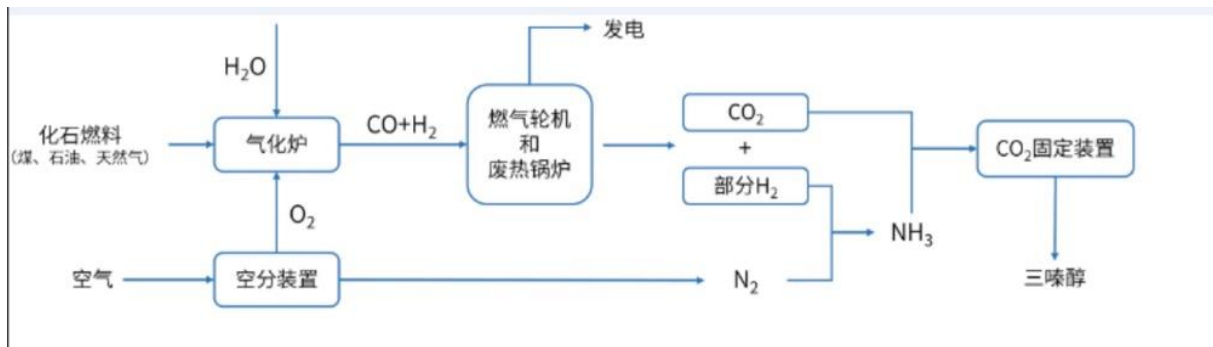


图1 二氧化碳固定利用的能源路线

据了解，三嗪醇可实现长时间的二氧化碳固定，也可继续开发成低成本、低碳排放、低内能的三嗪类高分子材料，广泛应用于建筑装饰、交通车辆、水上船舶、航空航天、机电设备、工业吸音保温等领域。

朱维群进一步表示，该技术路线没有氮氧化物产生，原料中的硫在反应过程中转变为硫磺，二氧化碳直接转化到产品中，生成1吨三嗪醇仅需消耗1.0吨二氧化碳，是二氧化碳固定量最高的稳定固体物质。同时，三嗪醇在二氧化碳生成系统中即固定，减少了二氧化碳的熵增过程，也是氢耗量（能量消耗）最少的一种固定二氧化碳的产品及过程。此外，由化石燃料生成三嗪醇还是反应热较大的过程，可释放大量能量满足现有能源需求，形成“负碳过程”，不同化石燃料所产生的二氧化碳固定后有不同的能量释放，可采用燃气轮机、废热锅炉、燃料电池等各种能量转换技术。“在全球化石能源中，石油和天然气占70%、煤炭占30%，这种技术的开发可以保持全球能源的供需平衡和社会经济的平稳发展。”

从产业链总效果考察二氧化碳减排技术的有效性

用理论指导实践，以实践验证理论。朱维群表示，零碳排放的煤炭清洁利用开发路线既减少了二氧化碳等污染物的排放，又提高了化石燃料总的利用效率，综合经济效益更好。“我们不仅理论上可行，而且有工程上的数据参考，还开展了固碳产品三嗪醇的高效利用。例如，我们进行了500千克/小时二氧化碳固定产品三嗪醇的中试，在一定压力、温度和催化条件下，得到三嗪醇固体产物。产品为纯白色固体，单程转化率为75%，产品纯度90%以上。从中试过程来看，该过程具有实现大规模工业化的潜力。”

经过朱维群团队计算，目前在工业生产上，年产30万吨合成氨装置每年排放二氧化碳58万吨，在此装置基础上继续合成尿素，可建立年产52万吨尿素装置，每年排放二氧化碳20万吨排放。“如果继续合成三嗪醇，根据我们团队的中试结果，可以建立年产66万吨的三嗪醇装置，每年排放二氧化碳量为负的16万吨。也就是说，可设计成零碳排放的煤炭清洁利用路线。”

目前，朱维群团队已与山东鲁洲集团沂水化工有限公司联合申报了山东省重点研发计划《二氧化碳高效封存利用产品的技术开发与工程示范》并获得资助。那么，企业应用该技术路线，投入有多大？朱维群称：“应用企业可在现有化石燃料纯氧气化工业利用过程及装置的基础上进行改造、革新，投资相对较小，经济上完全可行，属于‘存量改造’。”

现有工业排放二氧化碳的捕集封存利用应该从产业链总效果考察二氧化碳减排技术的有效性，因此，除打通二氧化碳固定产品三嗪醇的生产工艺流程，朱维群也透露了团队最近其他五个具体研发方向。

“一是燃煤烟气污染物干式高效脱除技术开发，即利用二氧化碳固定产物三嗪醇开发一种固定资产投资少、运行维护成本低、能耗少、水耗为零、污染物排放量大幅度减少、治理雾霾的燃煤烟气污染物干式高效脱除技术。二是钢铁尾气生产固碳产品三嗪醇工艺设计。目前一般认为，钢铁工业实现碳中和的技术路线是‘氢能炼钢’，但该路线实施成本太高，技术难度大。我们认为，在不改变现有炼钢工艺过程条件下，将其尾气直接做成固碳产品三嗪醇，应该是钢铁工业实现碳中和目标经济

可行的一条技术途径。三是三嗪类高分子材料创新工艺开发。可将固碳产物三嗪醇做成一类低内能的二氧化碳基三嗪类高分子材料，它具有低成本、高固碳、低内能等许多优点，可以替代一部分高能耗高排放的工业材料。四是化石能源固碳利用的能源路线设计。利用化石能源碳氢化合物不排放二氧化碳，将其能量和物质成分同时高效利用，实现‘用碳不排碳’。对于煤电来说，在整体煤气化联合循环发电系统和三嗪醇合成工艺联合基础上，可以建立一套利用煤炭发电而不排放二氧化碳的工业装置，这对于我国以煤炭为主要能源的工业体系具有重要意义，对于石油和天然气的零碳排放利用更易实施。”（二氧化碳工业固定利用的材料工业路线见图2）。

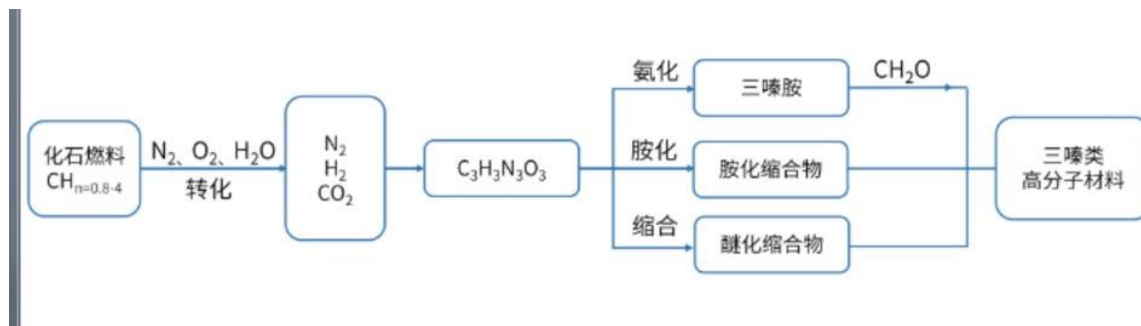


图2 二氧化碳工业固定利用的材料工业路线

为国际社会应对气候变化贡献中国智慧

碳中和是全球的一个创新目标，没有现成的技术路线。我国化石燃料占比大，能源结构难于调整，实现碳中和目标，需要进行顶层科技路线设计，先立后破、立足化石能源清洁利用。

日前，国务院印发《“十四五”节能减排综合工作方案》（以下简称《方案》），对“十四五”时期我国节能减排工作的主要目标、重点工程、政策机制等作出总体部署。《方案》的出台为加快建立健全绿色低碳循环发展经济体系，推进经济社会发展全面绿色转型，助力实现碳达峰碳中和目标，明确了“任务书”“时间表”和“路线图”。实现碳达峰碳中和目标是一场广泛而深刻的变革，推进节能减排要坚持系统思维，处理好减排和发展的关系，加快形成节约资源和保护环境的产业结构、生产方式、生活方式、空间格局。正因此，《方案》提出“以钢铁、有色金属、建材、石化化工等行业为重点，推进节能改造和污染物深度治理”“坚决遏制高耗能高排放项目盲目发展”“推动制定修订资源综合利用法、节约能源法、循环经济促进法”等内容，具有很强的针对性。

朱维群表示，通过化石燃料能源技术和材料技术的革新来解决环境及全球气候变暖问题，符合国家大科学大工程的优先方向。“高碳资源只有在一套工业装置中生产高固碳产品，才更有利于实现低碳排放的工业利用。零碳排放的煤炭清洁利用开发路线是我国大气雾霾治理、工业产业结构调整、实现工业生态文明的一条科学技术途径。”

建立健全绿色低碳循环发展经济体系，走生态优先、绿色低碳发展道路，才能在经济发展中促进绿色转型、在绿色转型中实现更大发展。推动以传统产业生态化和生态产业化为主体的生态经济加快发展，形成循环利用碳资源、减少工业碳排放、平衡碳循环的新局面，实现经济社会可持续发展，将为国际社会应对气候变化贡献中国智慧、中国方案。

坚持问题导向和目标导向相统一，这是谋划节能减排工作的重要方法论。不过，朱维群也坦言，零碳排放的煤炭清洁利用开发路线在大规模产业化利用方面还存在投资额较大、产业链的创新等问题，需要多领域的技术合作，不仅是化石燃料在能源领域（煤电、炼化）的创新，还要有材料领域（化工、材料）等多方面的创新。“当前，国家相关部门已为实现碳中和目标进行了顶层路线设计，组织了国家级碳中和技术攻关平台及团队。我们也正在进行一部分的研发工作，逐步推进技术开发，上述五个具体项目的设计也是逐步进行的：先从煤化工行业做出二氧化碳固定产物三嗪醇，然后开发三嗪醇的创新应用以及工业材料的开发，最后达到建立不排二氧化碳的燃煤电厂，以及炼化企业的化石能源固碳工业路线开发。许多大型企业和有关专家比较认可我们的技术路线，正在洽谈合作。”

慕悦 能源高质量发展 2022-05-06

对话“碳捕快”，论 CCUS 在中国

自称“碳捕快”的陆诗建博士从事碳捕集、利用与封存（CCUS）研究已经 13 年了。历经多年积累，陆诗建已成长为中国矿业大学正高级研究员、中国科学院山西煤化所兼职教授，获得了 8 项省部级科技奖励。

“今天上午组织了宁波钢铁 CCUS 项目可研报告技术讨论会，还有低浓度二氧化碳捕集工艺包团体标准的讨论会；回复了中集集团、三峡集团咨询的 CCUS 技术问题；回复了两项二氧化碳捕集专利审查。”陆诗建告诉笔者 3 月 31 日上午他都在忙什么。其实，这样忙碌的上午正是陆诗建工作的缩影。多年来，他牵头负责和参与了多个国内 CCUS 示范工程。随着碳达峰碳中和目标逐步推进，CCUS 项目设计范围也从传统的电力、化工逐步发展到钢铁、水泥等高能耗重工业，甚至印染纺织行业这样的轻工业。3 月初，他刚负责完成了全国印染行业首个捕集与固化使用于一体的 CCUS 示范项目的技术工艺包设计。

本文就“双碳”背景下，CCUS 的机遇和前景、阻力和挑战、实现商业化还有哪些障碍需要克服等问题采访了陆诗建。

（陆=陆诗建，能=能源高质量发展） 能：您牵头负责和参与了多个国内 CCUS 示范工程，请简要介绍一下我国 CCUS 工业示范总体情况。同时，在碳达峰碳中和目标下，CCUS 的机遇和前景如何？

陆：在煤基燃料 CCUS 方面，我国已开展了近 20 年的研究工作，建设了 10 余套 CCUS 工程示范，为工业源碳减排打下了扎实的基础。但目前，CCUS 仍存在能耗高、损耗高的技术瓶颈，低成本、产业化的技术亟待突破。

我国正从能耗“双控”向碳排放总量和强度“双控”转变。这样的大背景下，开展二氧化碳捕集、运输、利用与地质封存全流程重大技术创新，开展大规模产业化 CCUS 技术示范应用，可为碳减排目标的实现提供重要支撑，对服务国家战略和经济社会绿色发展意义重大。

能：在“能控”向“碳控”转变的国内大环境下，CCUS 面临较好的发展机遇。对于如何将机遇转化为行动，您有何建议？

陆：个人建议，要加快各主要工业源 CCUS 产业链技术研发，尽快构建低成本、低能耗、安全可靠的 CCUS 技术体系和产业集群，努力实现 CCUS 各个环节技术的均衡发展，尽快进入大规模推广应用商业化阶段，为化石能源低碳化利用提供技术选择；同时，考虑各行业同步发展，区域均衡发展，地面与地下技术研发与工程示范同步推进。在技术层面的建议是：研发低能耗、低消耗、大规模二氧化碳捕集技术，发展地面/地下矿化、化工利用、驱油、驱气、驱水、微藻制油等技术，研究二氧化碳安全可靠封存、长周期监测及远距离运输技术，加强源汇匹配分析、碳捕集与主体工业系统的能量耦合优化，建设大规模百万吨级二氧化碳捕集利用和封存系统示范工程，实现 CCUS 技术在煤炭加工、电力、钢铁、水泥、化工等大宗工业排放源系统获得覆盖性、常规性应用。

能：您刚才提到了钢铁、水泥等行业的 CCUS 系统应用，但截至目前，我国还没有长期稳定运行的水泥、钢铁行业大规模一体化示范项目。您认为 CCUS 在除电力、化工以外行业的示范应用存在哪些挑战？

陆：CCUS 在除电力、化工以外行业示范应用的挑战来自多方面。一是经验较少，国内水泥、钢铁等大宗排放源行业的 CCUS 技术示范刚起步；二是成本较高，CCUS 技术包括捕集、运输、利用与封存四个环节，各工艺环节均存在公用工程消耗，目前需要通过技术进步、能量综合利用实现能耗、消耗的降低，进而降低成本；三是 CCUS 项目投资较高，中小规模碳捕集项目投资约 1000 万元/年万吨二氧化碳，虽然随着规模增大单位投资成本下降，但总投资不断上升；四是国家的指导政策还有待加强。

能：您认为应该如何攻克高成本、高能耗的挑战？

陆：需要加强技术研发，降低成本和能耗。CCUS 项目的成本与能耗主要集中在碳捕集环节，通

过新一代高碳容、低能耗的相变吸收剂、催化吸收剂、纳米流体体系等捕集吸收剂与耐磨损的有机胺负载吸附剂、钙基、钠基等功能化吸附材料研发，配套多梯级热能利用技术，研制大通量、高传质效率反应器，减少吸收剂逃逸与损耗，可有效降低碳捕集环节的运行成本与能耗。

在管道输送方面，我国需要在大规模二氧化碳管道输送技术方面开展攻关研究工作，实现不同场景下二氧化碳经济输送模式选择和风险控制，达到低成本安全高效输送的目标。

在地质利用封存方面，亟待突破高效驱油、矿化、驱气、地热能利用技术以及安全性评估与监测预警技术；化工与生物利用技术则需要重点攻关低成本高转化率矿化转化、化工转化、微藻制油等技术。

能：除了上述技术方面，您刚才还提了国家的指导政策有待加强。

陆：是的，我国还需要进一步建立健全 CCUS 法规和标准体系。国内 CCUS 项目在实践中，面临所有权不明确、管辖部门及审批程序不明确、相关技术规范缺乏等亟待解决的问题，需要制定明晰、完善的 CCUS 法律法规，减少利益相关方各种顾虑，确保 CCUS 项目稳健开展；严格、清晰界定 CCUS 项目边界，防止 CCUS 概念泛化；基于标准体系，实施 CCUS 从选址到减排量的第三方核查制度。

我国更需要出台鼓励和补贴政策，探索市场化激励机制，完善商业和投融资环境。在商业化应用之前，CCUS 技术的发展需要解决巨额研发投入的问题。建议出台政策实施经济鼓励和补贴；探索市场化激励政策，开通银行贷款绿色通道，引进社会资本，推进 CCUS 纳入中国碳排放权交易体系等。此外，需要加强基础设施建设，包括建设二氧化碳运输管网等，降低 CCUS 运营商的成本。建议设计合理的投融资机制和政策，克服 CCUS 投资与运行成本高的障碍。

能：谈到 CCUS 投资与运行成本高和长远环境、社会效益之间的关系问题，您对于企业在思考和布局 CCUS 技术研发与示范工程方面有哪些具体建议？

陆：企业是 CCUS 技术推广应用与产业化的主力军。在思考和布局 CCUS 技术研发与示范工程过程中，眼光不要局限于当前的投入和回报率，而要放长远，从国家政策和未来规划入手，开展 CCUS 技术战略储备，着眼于低成本的二氧化碳捕集技术创新，CCUS 全流程技术攻关，真正突破当前 CCUS 的高成本、高消耗的“卡脖子”技术难题，推动 CCUS 大规模商业化应用。机会留给有准备的人，当 CCUS 的鼓励政策或碳税制度出来时，先行者将能够真正站立潮头，引领低碳经济发展。

能：与全球 CCUS 项目情况相比，我国 CCUS 示范项目处于什么水平？有哪些国际经验可以借鉴？

陆：目前，国内外烟气 CCUS 技术在国内仍不同程度地处于实验室研究和工业示范阶段，规模整体较小。对于大规模燃煤 CCS 工程（规模 ≥ 100 万吨/年），国内尚没有工业运行的先例，国外仅有 2 例，即已投运的加拿大边界坝 100 万吨/年二氧化碳捕集与驱油封存工程和美国 Petra Nova 140 万吨/年捕集与驱油封存项目。虽然我国已具备开展百万吨级 CCUS 示范工程的技术储备与能力，计划于 2025 年建成多个 CCUS 工业示范项目并具备工程化能力，但目前距离大规模商用仍然有较大差距，仅有一小部分技术进入到了示范环节，并未实现完整的全流程项目示范和集群化规模部署，缺少相关的项目经验。

综合对比国内外二氧化碳捕集工程技术与已建示范工程，从技术研发层面，国内技术与国外处于并跑阶段，但是大规模二氧化碳捕集工程技术研究较少；从工程示范与应用层面，国内外均建立了燃烧后二氧化碳捕集工程，但国内工业级示范较少，无百万吨级大规模示范；从运行实践层面，国内燃烧后捕集工程运行时间普遍较短；吸收剂、节能技术、核心工艺装备仍有较大提升空间。

国内外二氧化碳捕集工程运行实践表明，首先，能耗的降低对大规模二氧化碳捕集至关重要，需开展节能优化、节水优化工作；其次，特大型塔器塔型选择、内构件结构优化、稳定性、气液分布均匀性、传质传热性能需开展研究工作；第三，随着捕集规模的增大，胺液的逃逸成为重要的成本因素，需要通过逃逸的控制降低损耗和运行成本。

二氧化碳管道输送方面，我国二氧化碳的输送以陆路低温储罐运输为主，在长距离、高压、低

温和超临界二氧化碳运输方面的研究方面取得了一些成果，但是尚无大输量、长距离的二氧化碳输送管道项目落地。当前，国内仅有 3 条二氧化碳气相输送管道，最大输量为 50 万吨/年，输送距离为 52 千米；而国外正在运行的二氧化碳管道超过 50 条，管道长度超过 8000 千米，总输量达到 6.8 亿吨/年，已建管道中近 80%采用超临界输送工艺，单管最大设计年输量达 2000 万吨，最大设计管径 DN750。我国需要在大规模二氧化碳管道输送技术方面开展攻关研究工作，实现不同场景下二氧化碳经济输送模式选择和风险控制，达到低成本安全高效输送的目标。

地质封存与利用方面，目前比较成熟的技术有二氧化碳提高石油采收率（CO₂-EOR）、二氧化碳驱替煤层气（CO₂-ECBM）、咸水层封存和海洋封存等。世界范围内开展的相关研究众多，在理论和工程实践上都取得了较多成果。如我国由吉林油田实施的 CCS-EOR 项目，已累计捕集埋存二氧化碳 170 万吨，增产原油 70 余万吨。总体来看，我国诸多 CCUS 示范项目的二氧化碳地质封存利用非常有限。对比国外目前已经实施的 CCUS 项目，单体最大的 CCUS 项目年封存能力高达每年 400 万吨二氧化碳，而我国单体最大的 CCUS 项目是中国石油吉林油田的 CO₂-EOR 示范项目，年二氧化碳注入量 30 万吨，二氧化碳封存利用能力等较欧美国家仍有较大差距。

技术层面，我国地质条件复杂，如咸水层以陆相为主、陆相沉积储层非均质性强、混相压力高、渗透率较低等，造成大封存容量、高安全性的二氧化碳封存场地选择难度大，对注入技术要求高，加之目前对于注入的二氧化碳监测能力较弱，存在泄露的风险，故而二氧化碳高效地质封存技术、高效驱油、驱气、地热能利用技术以及 CCUS 整体安全性评估与监测预警技术亟待突破。

综上所述，我国 CCUS 技术上与国外并驾齐驱，但是规模较小。大规模 CCUS 项目推广应用需要重点攻关二氧化碳捕集高消耗、高能耗，碳捕集工程大型化经验不足，管道安全输送要求高以及二氧化碳地质封存的有效性、安全性、经济性等技术瓶颈难题。未来二十年，低成本、商业化、集群化规模部署是 CCUS 发展趋势，也是国家实现碳达峰碳中和目标急迫的重大需求。

王海霞 能源高质量发展 2022-05-06

CCUS 的发展还缺什么？

近年来，二氧化碳捕集、利用与封存（CCUS）愈发受到国内外重视，甚至被业界视作是实现碳中和的“胜负手”。可见，CCUS 重担在肩。然而，经过 20 多年的发展，我国 CCUS 至今仍处于示范阶段。

碳中和背景下，CCUS 将会如何发展？还需要哪些政策上的支持？对于外界一直强调 CCUS 成本高有何看法？我国距离大规模商业化运行还有多远？带着这些问题，本刊采访了北京师范大学中国绿色发展协同创新中心执行主任张九天。

张九天的另一个身份是中国环境科学学会碳捕集利用与封存专业委员会秘书长。他自 2006 年开始从事 CCUS 战略研究，先后牵头组织和参与了《“十二五”国家碳捕集与封存技术发展专项规划》《中国碳捕集、利用与封存技术路线图研究》《中国碳捕集、利用与封存技术评估报告》等政策文件与报告编制，牵头组织实施了十余项 CCUS 国际合作项目。对于 CCUS 的发展，他与我们分享了许多专业观点。

发展历程——

“从驱油到减碳再到负排放”

张九天把 CCUS 的发展历程大致分为三个阶段，其驱动力分别为驱采石油、减碳、深度减排。上世纪 70 年代左右，美国便开始了对二氧化碳驱油技术的探索。这也是最初 CCUS 主要的技术发展方向。到了上世纪 90 年代，气候变化问题的影响逐渐显现，二氧化碳封存技术作为重要的减碳手段开始受到更多重视，并在欧洲地区迅速发展起来。自 2016 年《巴黎协定》签订后，“碳中和”一词被频繁提及。2018 年 10 月 8 日，联合国政府间气候变化专门委员会（IPCC）发布题为《IPCC 全球升温 1.5 摄氏度特别报告》。该报告指出，在全球升温不超过 1.5 摄氏度的路径中，全球人为二氧化碳

净排放量需要在 2030 年前较 2010 年水平下降 45%左右，约在 2050 年实现净零排放。“考虑到技术和成本等多方面因素，事实上，很多行业无法真正实现零碳排放。”张九天说，“比如水泥行业，除非有其它不含碳的物质代替氧化钙，否则在生产水泥的过程中就一定会产生二氧化碳。”在此背景下，CCUS 发挥深度减排和负排放的能力被挖掘，成为实现碳中和的重要抓手。

尽管全球都在发展 CCUS，但推动 CCUS 发展的途径也有差异。

比如在对捕集后二氧化碳的处置方面，欧洲更加侧重于封存。“欧洲强调把二氧化碳和大气永久隔离。”张九天补充道，“但是欧洲大陆的封存条件并不好。20 世纪 90 年代至今，欧洲陆续建成了一些示范工程，主要是围绕海洋封存开展的。”全球首个规模化二氧化碳封存水层项目——挪威石油公司北海 Sleipner 项目自 1996 年启动以来，每年在北海海底封存二氧化碳约 100 万吨，目前已累计封存二氧化碳超过 1600 万吨。

与欧洲侧重与碳封存不同，中美两国则还关注碳利用的作用。2011 年，由科技部和国家发改委联合举办的碳收集领导人论坛（CSLF）第四届部长级会议在北京举行。多个国家的部长级高官和政府官员，国际组织、国内外企业、大学、研究机构和其他利益攸关方的代表近 500 人出席会议。“时任科技部部长万钢、国家发改委副主任解振华和美国能源部部长朱棣文都参加了此次会议，当时还专门加上了 U（Utilization，利用）的事。”张九天说。

在碳中和目标下，CCUS 的定位、作用和发展路径都需要更新，更加全面的发挥不可或缺的作用，一是为零碳能源系统提供大规模减排支撑，二是为钢铁水泥等过程性工业深度脱碳提供支撑，三是发挥负排放潜力为整体碳中和提供支撑。

步入 21 世纪以来，我国的 CCUS 稳步发展，通过科技部“973”计划、“863”计划、支撑计划（现已整合成国家重点研发计划）等支持，部署了一批研发项目，后又建成多个示范工程。“总体来说，过去我国 CCUS 示范项目建成的规模都不大，主要方向还是技术验证。”张九天介绍。

成本——

“技术进步必然带来成本下降”

成本高昂是目前大众对于 CCUS 行业的普遍认知，也是一个谈到 CCUS 就“逃不掉”的问题。对于我们抛出的这个问题，张九天笑着说：“其实，我们倒退 20 年去看光伏，成本一样很高。当时谁也没有想到光伏价格会降到今天这样的水平。”他正了正神色，继续说，“过去曾经做过一个粗略的比较，如果把可再生能源多年来接受的各项补贴累加到一起并摊到成本里，那么仅看每减排 1 吨二氧化碳的成本这一项指标，可再生能源要比 CCUS 付出的成本更高。”对于这个鲜少耳闻的思考角度，他用一个比喻给出解释：“这就如同培养孩子，不能只看孩子成年后创造的成就，也要考虑到在孩子成长阶段所投入的成本。”

在张九天看来，CCUS 目前就如同孩子，正处于成长阶段。在这个阶段，仅以当前成本高为由就不去发展它，实际上是跳过了战略选择的问题。“首先要回答实现碳中和，我们能不能少得了它？如果有其它更好的减碳、负排放手段选择能够替代 CCUS，我们可以不做。但是 CCUS 是必须要做的选项，那问题就成了我们该如何推动 CCUS 的低成本高效率发展。”

对于外界对 CCUS 成本高昂的固有印象，张九天有很多话想说。“我们应该打开格局，站在宏观的角度，以动态的眼光去分析成本问题。一方面，随着政策管理的逐步完善、技术水平的持续进步以及市场规模的不断扩大，必然会带来成本上的下降。另一方面，当前我们提到的降‘碳’仅指的是二氧化碳，非二氧化碳温室气体还有较大体量，其减排难度和成本相比更高，且凭现在的技术做不到零排放。这个时候还是要考虑 CCUS 的负排放能力。”张九天提醒道，“现在不投入做 CCUS，未来可能要买单，这笔支出省不下来。”

讲到这里，张九天认真地说：“行业发展需要得到更多人的支持，必须站在更高的角度，以‘向前看’的眼光去看待，特别是碳中和技术体系是一个互为支撑的体系，技术协同融合发展的需求和趋势更强烈，比如 CCUS 与可再生能源、储能等的融合就能催生新的技术范式。”

政策支持——

“目前尚缺少统筹协调”

行业的快速发展离不开政策上的支持。张九天认为，由于 CCUS 全产业链上涉及到的行业十分广泛，统筹协调就非常重要。

事实上，当前 CCUS 行业已经愈发受到国家重视。2021 年，我国首次将开展 CCUS 重大项目示范纳入国家“十四五”规划，极大提振了行业信心。同年发布的《中共中央国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》将 CCUS 列为实现“双碳”目标的重要技术手段，并提出“推进规模化碳捕集利用与封存技术研发、示范和产业化应用”。生态环境部等部门开展的气候投融资工作中将 CCUS 纳入为重要的气候投融资方向，人民银行推出的碳减排支持工具也为 CCUS 提供金融支持。国家能源局发布的《“十四五”现代能源体系规划》也明确提出要瞄准包括 CCUS 在内的多项前沿领域，实施一批具有前瞻性、战略性的国家重大科技示范项目。地方层面，多地政府也释放出了积极信号。近日出台的《内蒙古自治区“十四五”能源发展规划》《广东省能源发展“十四五”规划》《重庆市战略性新兴产业发展“十四五”规划》等多部地方文件中，均对支持 CCUS 在当地的发展作出部署规划。“现在，CCUS 频繁出现在各级文件中，已经展现出良好的行业发展趋势。当然，最重要的还是需要有一个统筹协调机制把各个环节整合起来，以充分发挥 CCUS 对于应对气候变化的重要作用。”张九天强调。

商业化运行——

“着力发展产业集群等新模式”

尽管目前我国的 CCUS 尚处于建设示范项目阶段，但走向商业化、规模化运行才是行业长久发展的必经之路。现阶段，CCUS 如何进一步推动商业化运行受到多方关注。对此，张九天认为，首先应该确定商业化运行的定义。“我们过去所讲的商业化成本往往是指单点的一个项目。比如中石化建设一个 CCUS 项目，企业自己就可以完成从捕集、运输到利用、封存等一系列流程。然而，基于 CCUS 的技术特点，发挥出其规模化效益才是关键。”他指出，除了类似中石化这样一家企业就可以完成全产业链操作的模式，还应该探索发展区域化、产业集群的商业化模式。“比如在一些有封存、利用潜力的区域，可以建设二氧化碳输送管网作为公共的基础设施，二氧化碳排放源通过管网向有用碳需求及具备封存能力的企业输送二氧化碳，从而打通捕集、利用、封存全产业链，实现资源共享、合作共赢。”

我国过去建成的 CCUS 示范项目多以几吨到十万吨规模为主。去年以来，项目规模实现大跨越——中国石化在去年 7 月宣布开工建设国内首个百万吨级 CCUS 项目，并于今年 1 月全面建成；中国石油在今年 2 月启动 300 万吨 CCUS 重大工程示范项目；广汇能源 300 万吨 CCUS 项目在今年 3 月正式开工建设……对此，张九天表示：“规模上去了，成本就会下来了，规模效益便会显现出来。再往前走一走，我们就离产业集群模式越来越近了。”

当前，已建成 CCUS 示范项目的投资收入比尚不理想，然而，当被问到“可以采取哪些措施来激励更多企业参与布局”时，张九天回答道：“近两年来，各个渠道围绕碳中和在全民范围内做了很大的政策和科学普及，CCUS 对于实现碳中和的重要性已经更广泛地被认识到。哪些是有前景的气候技术和产业，企业家们看得很清楚，很多企业已经参与到 CCUS 实践中来，当前气候投融资等工具已经开始支持，相信未来会更多的激励措施出台。”

陶青 能源高质量发展 2022-05-06

储能发展速度有多快？这组数据或许能惊到你

核心阅读

《储能产业研究白皮书 2022》指出，储能作为能源革命核心技术和战略必争高地，有望形成一个技术含量高、增长潜力大的全新产业，成为新的经济增长点。保守预计，2026 年新型储能累计规模将达到 48.5 吉瓦，2022 年—2026 年复合年均增长率为 53.3%，市场将呈现稳步、快速增长的趋

势。

原标题：储能产业实现超预期增长

文 | 本报记者 卢奇秀 张金梦

“去年，国家及地方政府密集出台了 300 多项与储能相关的政策，产业链投资计划超过 1.2 万亿元，新兴储能企业在融资和技术上也实现较大突破。”在 4 月 26 日举行的 2022 全球储能行业发展回顾与展望研讨会上，中国能源研究会秘书长孙正运指出，2021 年我国储能产业实现了跨越式发展。

作为构建新型电力系统，推动能源绿色低碳转型的重要装备基础和关键支撑技术，储能行业在快速发展的当下还面临哪些问题？未来走向又将如何？

发展速度远超预期

2021 年，储能行业发展速度有多快？有一组数据可以直观展现。

中关村储能产业技术联盟统计数据显示，2021 年，我国新增投运电力储能项目装机规模首次突破 10 吉瓦大关，达到 10.5 吉瓦，其中，抽水蓄能新增规模 8 吉瓦，同比增长 437%；新型储能新增规模首次突破 2 吉瓦，达到 2.4 吉瓦，同比增长 54%。

会议发布的《储能产业研究白皮书 2022》指出，国家层面明确 2030 年 30 吉瓦的储能装机目标，14 个省相继发布了储能规划，20 多个省明确了新能源配置储能的要求。新增百兆瓦级项目(含规划、在建、投运)的数量再次刷新历年纪录，达到 78 个。技术应用上，除了锂电池，压缩空气、液流电池、飞轮储能等技术也成为国内新型储能装机的重要力量，特别是压缩空气，首次实现了全国乃至全球百兆瓦级规模项目的并网运行。

“储能发展超出业内预期。一系列利好政策颁布，技术不断突破，项目装机规模大幅增加。”中关村储能产业技术联盟理事长陈海生表示，我国储能产业实现了从商业化初期到规模化发展的转变。

从总量来看，我国已投运电力储能项目累计装机规模 46.1 吉瓦，占全球市场总规模的 22%，同比增长 30%。其中，抽水蓄能累计装机规模最大，为 39.8 吉瓦，同比增长 25%，所占比重与去年同期相比再次下降，降幅为 3 个百分点；市场增量主要来自新型储能，累计装机规模达到 5729.7 兆瓦，同比增长 75%。

行业发展仍面临挑战

值得注意的是，在储能产业蓬勃发展的同时，仍面临较大挑战。“从已建项目来看，多数项目尚未形成稳定合理的价格机制，调峰、调频以及容量补偿的市场机制细则仍是空白。有些企业‘跑马圈地’，有些项目透支未来，强制配储项目闲置的现象普遍存在。”陈海生谈到新型储能时表示，继去年北京“4·16”大红门储能电站起火爆炸事故后，全球又陆续发生了 10 多起重大安全事故。时至今日，行业尚未能形成统一的安全标准和公认的解决方案。

国家能源局能源节约和科技装备司副司长刘亚芳表示，作为新技术、新业态，新型储能技术路线多样、应用场景丰富，遍布电力系统各个环节，产业规模化发展的相关标准和生产规程还有待进一步健全和修订。

经济性是行业规模化发展前提。“新型储能成本疏导机制涉及面广，实施难度较大。”刘亚芳坦言，新型储能规划布局与调度运行不协调，总体利用率较低。各单位要将规划设计与建设运行有机统一，把推动新型储能发挥其价值摆在首要位置，为各种创新技术、研发应用开拓更广大空间。

在清华大学电机系副教授钟海旺看来，目前，储能参与电力辅助服务的种类较为单一，“有些储能电站只参与调频，有些电站只参与调峰。但实际上，储能在不同时间段可以提供不同的辅助服务，通过‘分时复用’的商业模式，提升储能电站的收益。”

新的经济增长点

发展储能已成行业共识。国家电网副总工程师冯凯坦言，若没有储能等可调节资源的支撑，电网系统调节能力存在较大缺额，不足以支撑高比例新能源高效利用和高占比变量替代，“按新能源利用率 95%测算，在不考虑新增煤电灵活性改造、新型储能以及需求侧响应资源的情况下，2025 年公司经营区的调峰缺口约 0.8 亿千瓦，2030 年调峰缺口约 1.6 亿千瓦。”

《储能产业研究白皮书 2022》指出，储能作为能源革命核心技术和战略必争高地，有望形成一个技术含量高、增长潜力大的全新产业，成为新的经济增长点。保守预计，2026 年新型储能累计规模将达到 48.5 吉瓦，2022 年—2026 年复合年均增长率为 53.3%，市场将呈现稳步、快速增长的趋势；在理想场景下，储能供应链配套、商业模式日臻成熟，预计 2026 年新型储能累计规模将达到 79.5 吉瓦，2022 年—2026 年复合年均增长率为 69.2%。

中科院物理研究所研究员李泓进一步表示，“十四五”时期电化学储能发展有具体目标，与“十三五”时期相比，度电成本预计由 0.4 元—0.6 元降低到 0.2 元以下；服役寿命由 8 年—10 年，提升至 20 年。“储能电站有智能控制、智能监测检测和智能感知，在突发系统事故时，不存在起火爆炸问题。”

行业发展，少不了榜样的力量。会议还发布了“2021 年度中国储能企业排行榜”，宁德时代获得储能技术提供商、储能电站出货量双料冠军；上能电气储能变流器装机规模排名第一。

卢奇秀 张金梦 中国能源网 2022-05-06

让森林“碳库”储量持续增加

坚持科学绿化、规划引领、因地制宜，走科学、生态、节俭的绿化发展之路，不断扩大森林面积、提高森林质量，提升生态系统碳汇增量。

习近平总书记指出，森林是水库、钱库、粮库，现在应该再加上一个“碳库”。森林和草原对国家生态安全具有基础性、战略性作用，林草兴则生态兴。

以森林、草原等为主体的生物固碳措施，能够不断提升生态碳汇能力，对减缓全球气候变化具有重要作用。根据联合国粮农组织 2020 年全球森林资源评估结果，全球森林的碳储量约占全球植被碳储量的 77%，森林土壤的碳储量约占全球土壤碳储量的 39%，森林是陆地生态系统最重要的“碳库”。

众人植树树成林，中国“碳库”储量持续增加。党的十八大以来，全国累计完成造林 9.6 亿亩。森林覆盖率提高 2.68 个百分点，达到 23.04%；森林植被总碳储量净增 13.75 亿吨，达到 92 亿吨。研究数据显示，2000 年以来，全球新增绿化面积约 1/4 来自中国。中国人工林面积居全球第一，对全球植被增量的贡献比例居世界首位，为增绿固碳、减缓全球气候变暖发挥了显著作用。

“中国将提高国家自主贡献力度，采取更加有力的政策和措施，二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和。”作为最大的发展中国家，中国承诺以全球最短时间实现从碳达峰到碳中和的跨越，这是一个极其艰巨的任务，对扎实推动国土绿化高质量发展，充分发挥好森林的“碳库”作用，提出了更迫切的要求。在造林绿化中，既要注重数量更要注重质量，聚焦“在哪造”“造什么”“怎么造”“怎么管”等问题，坚持科学绿化、规划引领、因地制宜，走科学、生态、节俭的绿化发展之路，不断扩大森林面积、提高森林质量，提升生态系统碳汇增量。当前，各地在全面推行林长制，我国所有森林和草原都将拥有专属守护者，要让各级林长切实担起责任、发挥作用，以林长制助力“林长治”。

“前人种树后人乘凉，我们每个人都是乘凉者，但更要做种树者。”目前，全民义务植树尽责形式已明确为造林绿化、抚育管护、自然保护、认种认养、捐资捐物等 8 类，还规定了细致的折算标准。比如，对阳台进行 1 平方米绿化、林中悬挂 1 个人工鸟巢，可以分别折算完成 1 株植树任务；认养和保护 1 株古树名木，可以折算完成 3 株植树任务。参加义务植树是每个公民的法定义务，我们都应积极了解和参与全民义务植树，通过各种形式尽到自己的义务。

除了植绿种树，我们还可以从点滴小事做起，像爱护生命一样爱绿护绿，给森林“碳库”添砖加瓦。拒绝一次性木筷，节约用纸，做好垃圾分类……亿万公众踊跃践行绿色环保的生活方式，将汇聚起磅礴之力，聚沙成塔增加“碳库”储量。

林草兴则生态兴，生态兴则文明兴。人人都为建设美丽中国出一份力，都做生态文明建设的实

践者、推动者，持之以恒，久久为功，让我们的祖国天更蓝、山更绿、水更清、生态环境更美好。

刘毅 人民日报 2022-05-07

河北省将建设新型储能规模 400 万千瓦以上

日前，河北省发展改革委印发《河北省“十四五”新型储能发展规划》。规划提出，着力构建具有更强新能源消纳能力的新型电力系统，以稳中求进的思路推动河北省新型储能实现市场化、产业化、规模化发展。

新型储能是指除抽水蓄能外以输出电力为主并对外提供服务的储能项目。规划明确了发展目标：在电源、电网、用户等环节广泛应用新型储能，增强源网荷储配套能力和安全监管能力，推动“新能源+储能”深度融合，实现一体规划、同步建设、联合运行，增强电网和终端储能调节能力。

到 2025 年，在大力发展煤电灵活性改造、燃气调峰电厂、抽水蓄能电站的基础上，综合考虑河北省电力安全供应、系统调节能力、电网支撑和替代、用户侧等需求情况，全省布局建设新型储能规模 400 万千瓦以上，实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变，具备规模化商业化应用条件。

新型储能技术创新能力全面提高，其中，电化学储能技术明显提升，系统成本降低 30%以上，钒液流电池、铁铬液流、锌溴液流电池等实现产业化应用，钠离子电池、固态锂离子电池技术开展试点示范；百兆瓦级压缩空气储能、兆瓦级飞轮储能技术实现规模化应用；储氢等长时储能技术取得突破；复合型储能技术得到示范应用。新型储能可持续发展的市场机制和商业模式基本形成，配套政策与管理体系基本建立，新型储能产业体系日趋完备。

到 2030 年，实现新型储能全面市场化发展。新型储能产业体系成熟完备，技术创新水平名列前茅，市场机制、商业模式、标准体系成熟健全，与电力系统各环节深度融合发展，基本满足构建新型电力系统需求，助力实现双碳目标。

根据规划，河北省将通过统筹布局新型储能工程，开展核心技术攻关工程，推进多元示范应用工程，重点打造市场体系工程，规范储能项目管理工程，推动河北省新型储能实现市场化、产业化、规模化发展。

统筹布局新型储能工程，推动规模化发展。积极支持清洁能源电站配建新型储能设施，推动储能与各类电源协同优化运行，合理布局电网侧新型储能，探索用户侧储能多元发展新场景，拓展新型储能应用模式。重点构建河北省新型储能“一核、一区、两带”发展格局，即以雄安新区为核心打造新型储能研发创新高地，打造张承地区“风电光伏基地+储能”大规模综合应用示范区，打造太行山脉“光伏+储能”规模化应用和装备制造示范带，打造沿海“新能源+储能”和“工业大用户+储能”多元化应用示范带。

开展核心技术攻关工程，构建创新体系。积极开展前瞻性、系统性、战略性储能关键技术研发，加速实现核心技术自主化，推动产学研用各环节有机融合，加快创新成果转化，提升新型储能领域创新能力。

推进多元示范应用工程，加快产业化进程。聚焦各类应用场景，鼓励多元化技术路线发展，积极推进各类新型储能试点示范，加强示范项目跟踪评估。通过重点区域和重点示范项目带动新型储能技术进步和产业升级，完善新型储能产业链，增强产业竞争力。

重点打造市场体系工程，健全市场化机制。加快推进新型储能商业化创新模式，支持新型储能作为独立市场主体参与各类电力市场交易，研究建立新型储能价格机制，促进储能成本合理分摊和疏导。探索共享储能、云储能、储能聚合等市场化应用模式。

规范储能项目管理工程，完善政策体系。加大新型储能技术创新和项目建设支持力度，建立健全新型储能全产业链技术标准体系，进一步完善新型储能项目管理机制。

规划作出了环境影响分析，“十四五”期间，随着新型储能的大力发展，河北省新能源发电装机和消费占比将快速提升。预计到 2025 年，支撑河北省非化石能源占能源消费总量比重由 2020 年的 7%

提高到 13%，可再生能源电力消纳责任权重由 2020 年的 14.2%提高到 22.8%，相当于减少标煤约 4755 万吨，减少二氧化碳排放约 1.3 亿吨，减少二氧化硫排放量约 6.2 万吨，减少氮氧化物排放量约 5.7 万吨。

规划要求，规划实施过程中严格执行环境影响评价制度，坚守生态保护红线和永久基本农田，在规划选址、并网线路等方面确保区域生态功能，避让环境敏感性因素。加强新型储能项目布局、建设、运营、退役全环节、全生命周期环境保护，严格落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单“三线一单”要求，严格执行环保标准，做到环境保护设施与主体工程“同时设计、同时施工、同时投产”，预防和减轻环境影响。

河北省发展改革委 2022-05-10

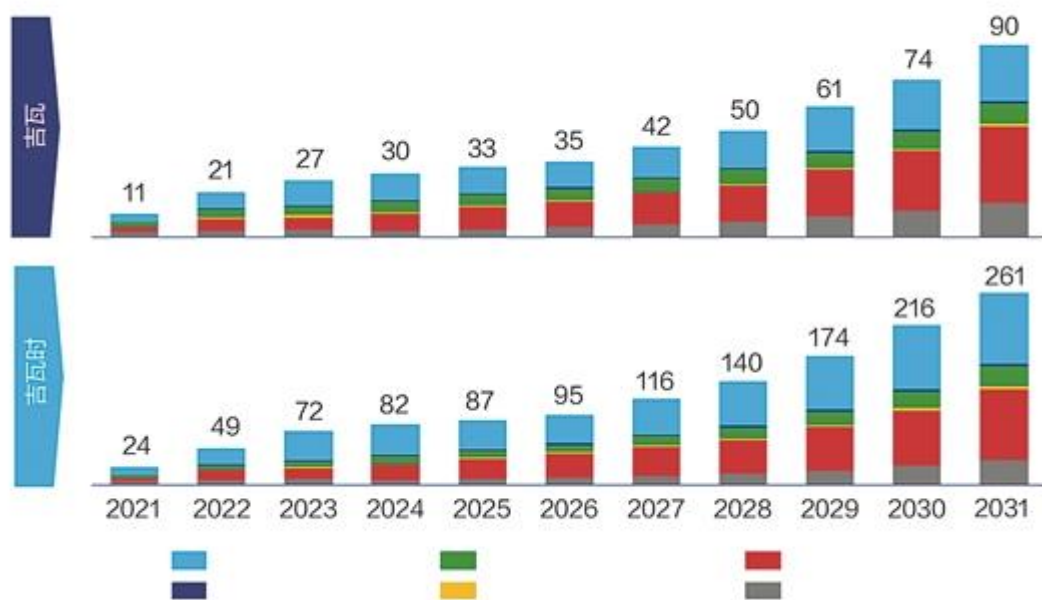
未来十年全球储能需求将增长近 9 倍

伍德麦肯兹 5 月 9 日发布的研究表明，未来 10 年，全球对储能领域的需求将继续快速增长。尽管存在新冠肺炎疫情大流行造成的风险和大宗商品成本上升带来的不利因素，但预计 2022 年全球需求同比翻一番。强劲的增长势头将在未来 10 年继续下去，届时市场将增长多达目前需求量的 9 倍。

全球储能 90%以上的总需求由 10 个国家驱动。其中，中国和美国的储能需求预计占总需求的 75%。

到 2031 年，美国市场将增长 7 倍，远超过美洲地区的其他国家。

欧洲由于对俄罗斯天然气需求的减少推动了储能需求的快速增长，到 2031 年，总储能容量将会增加 14 倍。英国在过去两年里的电价上涨了 300%以上，这提振了存储领域的商业需求，也将推动对英国电网相关的储能领域进一步投资。德国仍然是住宅储能市场的领导者，在该国安装屋顶太阳能成为所有新建筑的强制性要求。



2021—2031 年全球各地区储能年度发展情况

中国石油报 2022-05-11

锂电池隔膜，不止一片“塑料”那么简单

锂电池结构中，隔膜是关键的 inner 组件之一，其主要作用是使电池正、负极分隔开来，防止两极接触而短路，此外它还具有能使电解质离子通过的功能。因此，隔膜材料的好坏，对电池性能有很大的影响。

国内外锂电池隔膜材料发展状况如何，市场化情况怎样？发展新能源产业高端隔膜材料，还需要解决哪些难题？

01、做好高端锂电池隔膜并非易事

简单说，锂电池隔膜，是一层薄薄的“塑料”，但又绝非普通塑料。

“锂电池市场化的隔膜材料，主要是以聚乙烯、聚丙烯为主的具有优异的力学性能、化学稳定性和相对廉价的聚烯烃类隔膜为主。”昆明理工大学锂离子电池及材料制备技术国家地方联合工程实验室李雪教授向科技日报记者介绍，其中聚乙烯产品主要由湿法工艺制得，聚丙烯产品主要由干法工艺制得。

隔膜的性能，决定了电池的界面结构、内阻等，直接影响电池的容量、循环以及安全性能等特性，性能优异的隔膜对提高电池的综合性能具有重要的作用。隔膜材质是不导电的，电池的种类不同，采用的隔膜也不同。对于锂电池系列，由于电解液为有机溶剂体系，因而需要有耐有机溶剂的隔膜材料，一般采用高强度薄膜化的聚烯烃多孔膜。

要做成高端的锂电池隔膜，并不容易。它必须具有电子绝缘性，保证正负极的机械隔离，还要有一定的孔径和孔隙率，保证低的电阻和高的离子电导率，对锂离子有很好的透过性。同时，隔膜材料还须具有足够的力学性能，包括穿刺强度、拉伸强度等，但厚度尽可能小，空间稳定性和平整性好，以及热稳定性和自动关断保护性能好。

当电池体系发生异常时，热温度快速升至 120~140°C 之初，为防止产生危险，热塑性隔膜发生熔融，微孔关闭，变为绝缘体，可防止电解质通过，从而达到遮断电流的目的。

总体而言，聚丙烯相对更耐高温，聚乙烯相对耐低温，但对环境应力更敏感；聚丙烯密度比聚乙烯小，其熔点和闭孔温度比聚乙烯高，但韧性比聚乙烯差。

李雪教授还介绍，隔膜材料产品还有聚丙烯+陶瓷涂层、聚乙烯+陶瓷涂覆，以及基于聚丙烯、聚乙烯的双层和三层材料等。与此同时，一些新型隔膜材料产品也在不断涌现并实现应用，不过，因量少价高，主要还是用在动力锂电池制造领域。这些产品主要有涂层处理的聚酯膜、纤维素膜、聚酰亚胺膜、聚酰胺膜、氨纶或芳纶膜等，其优点是耐高温，且具有低温输出、充电循环寿命长、机械强度适中的特点。

“总体来看，锂电池隔膜材料产品呈现出明显的多样化发展趋势。”李雪说。

02、攻克核心技术，龙头企业在壮大

实施新能源汽车核心技术攻关工程，电池技术突破是关键的一步。

2020 年 11 月，国务院发布的《新能源汽车产业发展规划（2021 年—2035 年）》指出，开展正负极材料、电解液、隔膜、膜电极等关键核心技术研究，加强高强度、轻量化、高安全、低成本、长寿命的动力电池和燃料电池系统短板技术攻关，加快固态动力电池技术研发及产业化。

随着新能源汽车市场由政策导向型切换到市场驱动型，新能源汽车厂商对锂电池的安全性、续航能力、使用寿命等关键指标的要求不断提高，尤其是国际一流锂电池生产企业对材料品质要求甚严，其中锂电池隔膜作为核心材料之一，技术壁垒高，其性能直接影响锂电池的放电容量、循环使用寿命及安全性，锂电池制造对隔膜产品的特性如隔膜微孔的尺寸和分布的均匀性、一致性等要求极高。

同时，在保障安全性的基础上隔膜进一步趋于轻薄化，锂电池隔膜轻薄化能够有效提升锂电池的能量密度，使单位体积或重量的锂电池中容纳更多的电极材料，从而最终提升锂电池的续航能力。

记者在采访中了解到，恩捷股份有限公司是全球领先的锂电池隔膜行业龙头，在产能规模、产

品品质、成本效率、技术研发方面都具有全球竞争力。2021 年企业快速发展，产能规模和收入规模大幅增长，隔膜产能和出货量排名全球第一。

“隔膜是锂离子电池产业链中最具技术壁垒的关键内层组件，也是四大主材中最晚实现国产化的产品。”恩捷股份有限公司董事长助理庞启智告诉记者，我国电池隔膜在 2019 年国产化比例已超过 92%，国产隔膜材料几乎都供应给世界上所有主流电池厂商。

目前，恩捷股份公司的湿法锂电池隔膜生产规模目前已处于全球领先地位，丰富的锂电池隔膜产品种类能满足不同客户的多种需求。

“我们通过多年积累，建立了体系健全的研发队伍，研发范围覆盖了隔膜和涂布生产设备、隔膜制备工艺以及原辅料的改进、涂布工艺、浆料配方、回收及节能技术，以及前瞻性技术储备项目的研发。”庞启智介绍，企业新近突破了诸多关键核心技术，在产品品质提升以及新产品开发方面已取得了一系列成果，现行有效的专利共有 280 项，其中包含国际专利 13 项；另有 236 项专利正在申请中，其中含国际专利申请 56 项。

“作为全球出货量最大的湿法锂电池隔膜供应商，我们有能力承接如 LGES、三星 SDI、松下、宁德时代、中创新航等大型电池厂商的大规模订单需求。”庞启智自信地说。

03、综合施策，破解行业发展之困

受益于储能行业爆发增长，2021 年锂电池隔膜产量快速增长。据华经产业研究院提供的数据统计，2021 年全球隔膜总体产量 76 亿平方米，同比增加 150%，其中 12 月产量 8.4 亿平方米，同比上涨 109.3%，环比上涨 10.3%。

干法隔膜工艺，是锂离子电池隔膜制备过程中最常采用的办法，但与之对应的湿法工艺，可以较好地控制孔径大小、分布和孔隙率，所以一般用于制造高端薄膜。

“国产隔膜起步较晚，国内企业的技术成熟度不高，众多企业在湿法方面还普遍受制于工艺、技术和生产设备的‘卡脖子’。”李雪介绍，虽然隔膜材料研发制备能力已有长足进步，但一致性有待提高是国内隔膜材料产业普遍存在的问题。一致性主要体现在不规律的缺陷、厚度、孔隙率、孔隙分布以及孔径分布等方面。国内干法工艺已经比较成熟，高端湿法隔膜与国外还有差距，原材料聚乙烯和生产设备也还严重依赖进口。

为此，李雪建议必须要提升国内隔膜企业的研发能力，一方面可以鼓励企业招募更多具有高学历的人员加入研发团队，另一方面可以通过产学研相结合的方式推进隔膜生产中关键问题的攻关；同时，应尽早整合国内锂离子电池隔膜产业链，避免企业之间的恶性竞争，保证隔膜生产企业的货源，调整产能，避免出现产能过剩或者不足的情况；对于发展势头良好的企业提供资金和政策支持，帮助企业进一步发展。

庞启智则认为，破解我国高端隔膜材料之困，需要长远布局，深入规划，合理规划产业布局；同时加强行业监管，完善行业规范，从技术水平、生产规模、资源利用、环境保护、安全要求等方面建立行业准入门槛。此外，企业也需要进一步加大研发投入，提升核心竞争力。对隔膜企业自身来说，最重要的是研发核心技术、提升工艺水平和产品质量，建设高水平生产线并提高生产效率。

科技日报 2022-05-16

让森林成为更优质“碳库”

多地因地制宜加强林业生态建设，提升森林固碳能力——

核心阅读

森林对国家生态安全具有基础性、战略性作用，是水库、钱库、粮库，也是“碳库”。

近年来，多地多部门大力加强林业生态建设，选育固碳优良品种，做好防火防病虫害工作，让森林“碳库”更优质、更稳定。

松鼠、豹子穿梭跳跃，漫山遍野绿树成林，在龙江森工集团林口林业局有限公司湖水经营所，

技术员陈光绪穿着高靴，挥着镰刀，正清理藤条灌木，为树木补植补造做准备。

在贵州双龙航空港经济区，眼前也是一片苍翠，密林之间依稀可见潺潺溪流与茵茵绿草。2018年建成开放以来，双龙生态公园已成为贵阳市著名的“城市氧吧”。

近年来，在我国东北、西南地区，有关部门和科研人员积极探索林业建设新模式，努力发挥好森林的固碳能力，力争让森林“碳库”更优质、更稳定。

科学培育林地，发挥森林固碳作用

“前些年可不是如此模样，到处是石头坡，连栽树的土壤都不够。”双龙生态公园建设项目负责人冯其茂介绍，因为水土流失及石漠化问题，这一带曾长期土层浅薄，植被稀疏。

近年来，为切实发挥林业碳汇在推进区域碳达峰、碳中和行动中的重要作用，贵阳市大力加强林业生态建设，发挥森林固碳作用。以此为契机，全市启动实施绿美贵阳行动，推进退耕还林、石漠化综合治理、通道绿化及农业种植结构调整植树造林、未成林造林地抚育管理等工程。

借着这个机会，双龙生态公园正式立项。“并非简单地栽种苗木，我们一手开展水环境治理，一手采取跨区县取土、生态造林等措施，才让荒山慢慢恢复生机。”冯其茂介绍，自2015年底开建至今，已累计投入资金超过10亿元，才打造出这座占地面积1800余亩的生态公园。

上世纪末，林口林业局有限公司湖水经营所这里的森林也是“青黄不接”，过度采伐导致森林结构单一、质量不高、固碳能力低下。“10年以前，这里的人工林密不透风，缺乏光照，树种间竞争激烈，随处可见濒死枯木，生态功能较差。”公司副总经理刘国成介绍，随着“人工林结构优化工程”“中幼龄林抚育项目”等接连实施，一批批专家来到林场实地调研，帮助林场建立起科学的经营技术体系。10年来，林口林业局的森林面积增长率不到3%，总蓄积量却增长了85%以上。

有限的林地何以实现高质量发展？科学培育与经营是答案。

“宜抚则抚、宜造则造、宜促则促、宜封则封，以栽针保阔、栽阔保针、针阔混交为原则，打造针阔复层异龄混交林。”刘国成解释，“每年春天，森林调查队按照经营方案进行外业调查确定各区域林分现状，各作业小班进而因地制宜开展透光抚育、生长抚育、综合抚育以及补植补造，通过多种技术模式加快森林演替，恢复森林质量，提高林地利用率，增强其生态功能和木材储备功能。”

第九次全国森林资源清查成果《中国森林资源报告（2014—2018）》显示，黑龙江省森林植被碳储量达9.288亿吨。经测算，“十三五”时期，黑龙江新增碳储量1.463亿吨，年均增加2926万吨。

优化固碳品种，提升森林“碳库”质量

双龙生态公园的建设，是贵阳打造森林“碳库”的一个生动样本。早在2004年，贵阳就荣获全国首个“国家森林城市”称号，为全力拓展城市森林生态空间，贵阳市通过种植连片乔木打造城市绿地，进一步提升生态系统碳汇总量。

“去年之前，基本以杉木和松木为主，病虫害防控和森林防火压力较大；后来种上了竹子，问题就迎刃而解了。”站在清幽竹林里，贵阳清镇市国有林场场长陈荣喜露出了欣慰笑容。去年，林场完成竹改培项目1万余亩，退化树木被竹子取代后，既优化了林场的树种组成，又为当地农民发展林下经济创造了有利条件。

增加区域森林植被生物碳储量，贵阳市不仅在造林面积上下功夫，还积极争取抚育改造项目，对现有针叶林纯林进行改培，培育针阔混交林，着力提升森林质量。2016年以来，全市累计种植经济林面积80万余亩，截至2021年底，全市活立木总蓄积达2534万立方米。根据森林生态系统服务功能评估结果，贵阳市现有森林年固碳总量已达115.05万吨，是多年以来的最高值。

黑龙江完达山西麓余脉，坐落着孟家岗林场，这里在新中国成立初期森林覆盖率仅44%，如今已达85.7%。林场技术部主任、总工程师胡振宇道出关键：“引入优良树种，科学合理栽种，才能更好做大增量，做优存量。”

排排林木，如波浪般高低错落。“高的那排是固碳新品种，由兴安落叶松和其他树种杂交种选育而成，矮的是普通落叶松，高的比矮的还晚种下5年呢！”胡振宇直言“对比明显”，新品种生长量高40%以上，固碳能力强40%以上。

“提升森林固碳能力，良种良法缺一不可，但林木良种培育周期长，所以更为可贵。”东北林业大学林木遗传育种国家重点实验室教授杨传平说。

近 5 年来，东北林业大学和黑龙江省林科院累计选育了近 50 个高固碳能力的优良品种，孟家岗林场的固碳新品种便是其中之一。

“通过与东北林业大学联合研发，2021 年我们新认定了 3 个红松良种，目前还有 7 个新品种在实验观测中。”胡振宇介绍，林场建场至今已繁育苗木 13.6 亿株，5 年来，全场年均林木生长量 6.2 万立方米，“随着高固碳品种培育面积扩大和经营技术优化，森林蓄积量、固碳量迅速提升。”

目前，黑龙江形成了以国家和省重点林木良种基地、良种繁育中心为骨干，国有苗圃为重点，个人苗圃为补充的林木种苗生产推广体系，全省主要造林树种林木良种使用率达到 75%，带动森林蓄积量、固碳量进一步提升。

加强森林管护，减少无谓的碳排放

正值防火期，在黑龙江大兴安岭林业集团公司，351 座瞭望塔、14485 名扑火队员、115 座检查站，正 24 小时守护着一望无垠的苍翠密林。

据评估核算，大兴安岭地区森林、湿地生态系统固碳量达到 1656.94 万吨。“减少森林碳排放、碳泄漏的可能，是稳定固碳的基础。”东北林业大学经济管理学院教授黄颖利说，森林火灾、病虫害，都会导致“碳库”不再固碳，反而放碳。

登上山尖，爬上高塔，万亩苍松尽收眼底，“有烟点、火点、病虫害枯黄区域，瞭望员能第一时间发现。”公司防火办副主任回军峰放下望远镜，指向塔顶，“那是去年安装的双光谱视频监控，全天候监测火情，云端系统还能自动报警，通过数据分析进行火情推演、路径规划、火场标绘。”

深山密林间，“树林医生”韩福洲爬坡涉水，一天十多公里的踏查巡护刚刚开始。“根底被老鼠环剥了，得刷上防啃剂。”作为大兴安岭林业集团公司十八站林业局病虫害防治站站站长、网格长，韩福洲步履不停：春防鼠灾、夏防虫害、常态化对调入木材进行疫木监测排查……同时，林业局下属的 43 个管护站常设专职网格员，网格体系实现了林区全覆盖，实时管护防治。

森林管护提档升级，减少了碳排放的可能。去年，黑龙江省林业有害生物成灾率平均控制在 0.02‰，实现全省人为森林火灾“零发生”。

在扩大“碳库”容量，提升“碳库”质量的同时，贵阳进一步加强自然保护地体系建设，严格保护和合理利用各类森林和湿地资源，严厉打击各类涉林违法犯罪行为，减少因不合理土地利用、土地破坏等导致的碳排放。此外，当地还全面加强森林防火，组织实施好病虫害防治。2016 年以来，全市林业有害生物成灾率控制在 2‰以内，森林火灾受害率控制在 0.6‰以内。

张艺开 程 焕 人民日报 2022-05-12

地热能

地热能期待热起来（行业观察）

“地热作为五大非碳基能源（太阳能、风能、水能、地热能、核能）之一，在‘双碳’行动中起到不可替代的作用。目前，地热开发迎来一个蓬勃发展的大好时机。尤其是中深层地热，资源开发潜力巨大。”近日，在 2022 年第四届地热开发百人论坛暨中深层地热能技术应用线上研讨会上，中国科学院院士、中国地热产业工作委名誉理事长汪集暘说。

但是，在汪集暘看来，如地热取热不取水、地热回灌、地热高效空气钻井等技术，还存在亟需突破的瓶颈。那么，如何让地热越来越“热”？

中深层地热资源未充分利用

“目前看，我国在浅层地热利用方面做得还不错。但很多人热衷于开发深层的干热岩，它虽然数

量大却取不出来，可望而不可即。与之形成对比的是，值得投入更多精力的中深层地热却被忽略了。”汪集暘坦言。

中国地热产业工作委主任、中信建筑设计研究总院有限公司副总工程师陈焰华称，水热型（中深层）地热资源潜力评估显示，我国水热型地热资源总量折合标煤 1.25 亿吨，年可采量折合标煤 18.65 亿吨。其中，以中低温资源为主（资源总量 1.23 亿吨，年可采 18.47 亿吨），高温资源为辅（资源总量 141 亿吨，年可采 0.18 亿吨）。

据记者了解，有业内专家在调研中发现，我国地热资源类型多样，目前已发现的中高温地热资源主要分布在西部地区，高温地热系统达 200 多处，总的热储热能约为 115 亿吨标煤，占全国热储热能的 81.6%，水热型中高温地热资源年可开采量折合标准煤约 1800 万吨，发电潜力约 7120 兆瓦，具有储量大、分布广、质量优等特点。然而，我国中深层地热资源的开发利用潜力远未充分挖掘和释放。

新技术渐获实践

据陈焰华介绍，随着我国地热能新的技术理念不断涌现，地热资源开发亦走向深层，取热不耗水、全部同层回灌技术、无干扰井下换热技术，在陕西、河北、北京等地已逐步有一些实践。

以北京为例，今年 3 月，北京首个中深层地热（井下换热）试验井顺利通过专家评审验收，成功落地城市副中心站交通枢纽项目，验证了 2745 米深的地热井热泵系统为枢纽供暖的技术可行性，规模化应用后每年可减少二氧化碳排放量约 6 万吨。

在北京市发改委大力支持下，北京城市副中心站综合枢纽建设管理有限公司瞄准了北京尚未应用过的中深层地热（井下换热）热泵系统。据介绍，单口试验井占地只有 2 米×2 米，井内一根 20 厘米直径的钢管，钻进 2745 米深的地下，获得中深层地热能，可为建筑提供供暖热源。

据了解，该中深层地热井在 2000 米—3000 米内，且项目处于地质断裂带，地质条件复杂多变，行业内尚无同类项目范例与精准数据。为此，副中心站枢纽建设公司与北京市政总院、清华大学建筑设计院等多家单位通力协作，在试验井施工过程中同步进行地质勘验，不仅穿越了多处严重失漏区和坚硬地层，还攻克了成井工艺、井下换热、井温全程监控、热泵系统配适等核心技术难题。最终，结果显示，该井稳定输热能力达 550 千瓦，最高超过 660 千瓦。在采暖季，一口井就可解决不少于 2.5 万平方米建筑面积的供热需求。

验收专家组一致认为，该项目实现了中深层地热（井下换热）热泵技术的供热能力突破，为北京市进一步大规模推广应用提供了有益的实施经验和坚实的数据支撑。

在清华大学建筑学院建筑技术科学系副教授魏庆芄看来，以中深层地热能为基础，以零碳电力驱动，打造多种可再生能源耦合应用的清洁供能（冷、热、电）系统，可实现从清洁供热向零碳供能的提升。

需政策、技术等全方位发力

汪集暘结合目前我国中深层地热开发利用现状分析认为，中深层地热开发仍落后于浅层地热。

多位专家也表示，我国地热在利用方式和商业模式等方面还需要创新。若要地热市场真正“热”起来，还得多添几把火。

对此，中国地热产业工作委专家委员会主任郑克棣表示，地热的发展首先离不开政策的大力支持，同时也需要关键核心技术的支撑。“地热目前还是新生事物，技术上需要提高效益，经济上需要降低成本，如果没有政策支持，无法与常规能源竞争。就像当初的风电和光伏，如果没有国家的各种补贴支持，也不会迎来今天的大发展。”

另外，郑克棣指出，对地热征收资源税让地热行业雪上加霜。“各国都实行对可再生能源的优惠政策，对应征的营业税也适当减免，利用风能、太阳能都不需要缴纳资源税，但对地热仍在征收资源税。”郑克棣说，“既没有补贴，头顶又悬着巨额的资源税，这种情景下，还有哪个开发商愿意投资？”

谈及中深层地热开发的未来发展方向，汪集暘强调，必须加大科技投入，并将“政、产、学、研、

金、服、用”等方面有机结合，才能推动产业持续健康发展。

本报记者 张胜杰 中国能源报 2022-05-16

生物质能、环保工程

法国农民用农作物生产“沼气”以缓解对俄制裁带来的能源问题

法国巴黎西南部的农民们正通过将农作物和农业废物捣碎并发酵的方法生产“沼气”，以缓解欧洲面临的能源紧缺问题。该方案的批评者认为，在世界粮食产区之一的乌克兰已无力维持其粮食产出时，欧洲农民应该更专注于种植粮食。

据美联社5月6日报道，巴黎西南部的这家小型农村天然气工厂可以满足2000户家庭的需求，他们生产的沼气将在被提纯为生物甲烷后投入使用。推行小型农村天然气工厂是欧洲正在推广的能源问题解决方案之一，虽然该方案在短期内没有能力取代俄罗斯天然气的进口量，但沼气仍然是减少对俄罗斯能源依赖过程中值得关注的一部分。

欧洲沼气协会表示，欧盟可以迅速扩大生物甲烷的生产规模，并将其注入欧洲天然气网络之中。与欧洲其他地区一样，法国生物甲烷的产量仍然很低，但该产业的前景仍被外界看好。法国平均每周有近三个生物甲烷生产基地上线，从2017年底到2021年底，其数量从44个激增至365个。

自俄乌冲突升级以来，法国政府已采取多项措施以加快生物甲烷的开发。报道指出，生物甲烷在2021年满足了法国近1%的天然气需求，在2022年将至少增加到2%，而且可能在2030年占据法国天然气消费量的20%，这将超过法国于2021年从俄罗斯进口的天然气量。

南博一 澎湃新闻 2022-05-07

国家发改委发文！生物质发电这么干……

5月10日，国家发改委正式发布《“十四五”生物经济发展规划》。《规划》提出，要培育壮大生物经济支柱产业，推动生物能源产业发展。要有序发展生物质发电，推动向热电联产转型升级。

《规划》明确，要顺应“追求产能产效”转向“坚持生态优先”的新趋势，发展面向绿色低碳的生物质替代应用。着眼加快建设美丽中国目标，重点围绕生物基材料、新型发酵产品、生物质能等方向，构建生物质循环利用技术体系，推动生物资源严格保护、高效开发、永续利用，加快规模化生产与应用，构建生物质能生产和消费体系，推动环境污染生物修复和废弃物资源化利用，确保生态安全和能源安全。

国家发展改革委高技术司副司长王翔表示，生物经济涉及面广，覆盖较多产业领域。为突出重点，《规划》明确加快生物技术广泛赋能健康、农业、能源、环保等产业，促进生物技术与信息技术深度融合，全面提升生物产业多样化水平。

根据《规划》，生物能源与生物环保产业被明确列为生物经济支柱产业。《规划》指出，要有序发展生物质发电，推动向热电联产转型升级。开展新型生物质能技术研发与培育，推动生物燃料与生物化工融合发展，建立生物质燃烧掺混标准。优选和改良中高温厌氧发酵菌种，提高生物质厌氧处理工艺及厌氧发酵成套装备研制水平，加快生物天然气、纤维素乙醇、藻类生物燃料等关键技术研发和设备制造。积极推进先进生物燃料在市政、交通等重点领域替代推广应用，推动化石能源向绿色低碳可再生能源转型。

同时，“生物能源环保产业示范工程”被列入七大生物经济示范工程。定向选育、推广和应用高产、高抗、速生的油料和能源林新品种，因地制宜开展生物能源基地建设，加强热化学技术创新，推动高效低成本生物能源应用。在城乡有机废弃物集中地区开展纤维素乙醇、生物柴油、生物天然

气产业示范，打通生物质原料收集、有机肥生产使用等重要环节，提高生物燃料生产规模。建设以生物质热电联产、生物质成型燃料及其他可再生能源为主要能源的产业园区。支持有条件的县域开展生物质能清洁供暖替代燃煤，稳步发展城镇生活垃圾焚烧热电联产，推进沼气、生物质成型燃料等其他生物质能清洁取暖。在有条件的地区开展生物柴油推广试点，推进生物航空燃料示范应用。

（文 | 本报记者 姚金楠）

姚金楠 中国能源网 2022-05-10

东北春耕这个问题待解——发展秸秆工业化利用或为良方

一年之计在于春。4月底5月初，春耕正在我国的粮食主产区——东北地区陆续展开。春耕当前，可是去年庄稼的秸秆及根茬残余物还留在地里，影响耕种。为了不误农时，农民们选择将秸秆和根茬残余物露天焚烧。付之一炬看似简单，但留下的是空气污染。东北很多市县政府的主要负责同志因春耕期间烧秸秆引发的环境问题被约谈的案例几乎年年都见诸报端。

“我们也没办法，去年秋天下雪早，玉米都被埋雪地里了，雇联合收割机才收了玉米，玉米秸秆直接粉碎在地里了。春天雪化了，粉碎的玉米秸秆就露出来了，要尽快处理秸秆才能种地，否则就会影响农时，耽误收成。”黑龙江省某县种植大户表示。去年，他家种了300多亩玉米，趁着没风或者风小的日子，玉米秸秆都烧了。

这种为了保春耕而焚烧玉米秸秆的做法很普遍。吉林省一位村民告诉笔者：“除养殖大户把玉米秸秆打捆收回来喂牛外，村子里绝大部分玉米秸秆都烧了。”面对这种情况，乡里的干部也选择“睁只眼闭只眼”。平时乡里都在宣传“禁烧秸秆”，但最后都留几天“窗口期”给农民集中烧。

除了被焚烧污染空气、破坏环境外，秸秆还有更好的去处么？其实，秸秆是重要的能源，做好秸秆资源化利用就是“捡回另一半农业”。工业化利用是破解秸秆难题的解题良方。

我国是农业生产大国，也是农业秸秆资源大国，每年约有2亿吨秸秆被直接焚烧。我国全国年平均可利用秸秆量超过1亿吨。工业化利用秸秆可直接贡献乡村区域增收，并间接带动秸秆收储、运输、农机制造等协同产业的发展，同时产业发展劳动力需求将大量吸纳就业，并带来显著经济效益，在收储运环节每吨秸秆可增加农民收入200-250元。到2030年，若每年能利用1亿吨秸秆，农民可实现增收200-250亿元。同时，秸秆工业化项目落地农业地区，能够拉动区域经济，扩大当地农业人口就业，助力乡村振兴。

秸秆工业化中，发展纤维素乙醇是最佳方案，不仅有助于乡村振兴，还能增强我国的能源自给能力。原国家车用乙醇汽油推广工作领导小组特邀顾问乔映宾算过一笔账：按5吨秸秆生产1吨乙醇计，1亿吨秸秆就能生产2000万吨纤维素乙醇，掺烧到汽油中，能减少近7000万吨二氧化碳排放，每年还可减少1亿多吨原油进口。“用好纤维素乙醇，就是把能源的饭碗端在自己手里。”乔映宾直言。

对二代纤维素燃料乙醇等先进生物液体燃料，国家和地方的政策导向都强调，要加快发展、大力推进、狠抓技术攻关和推广应用。国家层面近期出台落实碳达峰、碳中和的细化政策中大多囊括了对生物燃料乙醇的支持政策。比如，中共中央政治局第三十六次集体学习强调，要加快发展有规模有效益的风能、太阳能、生物质能、地热能、海洋能、氢能等新能源。《中共中央 国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》提出，要大力发展生物质能等，不断提高非化石能源消费比重。《2030年前碳达峰行动方案》要求，积极扩大先进生物液体燃料在交通运输领域的应用，大力推进先进生物液体燃料替代传统燃油。

国家发展改革委、国家能源局印发的《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》，提出完善油气清洁高效利用机制，支持生物燃料乙醇等清洁燃料接入油气管网；建立支撑能源绿色低碳转型的科技创新体系，加快纤维素等非粮生物燃料乙醇、生物航空煤油等先进可再生能源燃料关键技术协同攻关及产业化示范。

在地方层面，日前，黑龙江省出台《黑龙江省“十四五”生物经济发展规划》和《黑龙江省支持生物经济高质量发展若干政策措施》，旨在把握生物科技进步和生物产业变革新机遇，迎头赶上生物经济发展新浪潮，打造振兴发展新的经济增长极，实现“换道超车”，助力黑龙江全面振兴全方位振兴。在“双碳”目标的大背景下，生物基材料有望在部分应用领域逐步替代传统石油基材料，成为绿色低碳发展的主要途径和低碳经济增长的新亮点。

可见，发展秸秆产业，不但可以减少秸秆焚烧，有效治理空气污染，还可以变废为宝，增加农民收入，服务我国碳达峰、碳中和目标。（国投生物融媒体中心）

王之任 中国能源网 2022-05-10

藻类系统“变身”可再生生物光伏电池

英国研究人员使用一种广泛存在的蓝绿藻为微处理器持续供电了一年，过程中只使用环境光和水。该系统具有以可靠和可再生方式为小型设备供电的潜力。该研究近日发表在《能源与环境科学》杂志上。

该系统的大小与 AA 电池相当，包含一种称为集胞藻的无毒藻类，可通过光合作用自然地太阳中获取能量，其产生的微小电流与铝电极相互作用并用于为微处理器供电。

该系统由普通、廉价且大部分可回收的材料制成。这意味着它可以很容易地被复制数十万次，作为物联网的一部分为大量小型设备供电。研究人员表示，它在处于离网情况下或在偏远地区最为有用，在这些地方少量电力就可能产生很大益处。

该论文的联合高级作者、英国剑桥大学生物化学系克里斯多福·豪教授说：“不断增长的物联网需要越来越多的电力，我们认为这必须来自能够产生能量的系统，而不是像电池一样简单地储存能量。”而且这个光合设备不会像电池那样耗尽电量，因为它不断地使用光作为能源。

在实验中，该设备被证实可广泛用于为物联网设备的微处理器供电。物联网是一个庞大且不断增长的电子设备网络，每个设备只使用少量电力，通过互联网收集和共享实时数据。使用低成本的计算机芯片和无线网络，数十亿台设备成为该网络的一部分，从智能手表到发电站的温度传感器。到 2035 年，这一数字预计将增长到一万亿台设备，需要大量的便携式能源。

研究人员还解释了该设备可在自然光和相关温度波动下的家庭环境或半户外条件下运行的原因。藻类不需要喂食，它在光合作用时会产生自己的食物，尽管光合作用需要光，但该设备甚至可在黑暗环境中继续发电，这是因为藻类在没有光的情况下会继续处理一些食物，而这会持续产生电流。

【总编辑圈点】

物联网供电的复杂性，其实远超人们想象。现有的解决方案很多不再适用：首先使用锂离子电池为数以万亿计的物联网设备供电已被认为不切实际，因为它需要的锂是全球每年生产量的 3 倍；其次传统光伏设备在制造材料上还有值得商榷的问题；再者物联网用电可能既要有非常宽的输入范围，又要保持很高的效率不能让系统过热。在这种情况下，科学家将目光投向了藻类光伏电池，其未必会成为主流方案，但它为长久使用中最大限度地提高性能，同时又将损耗最小化带来更多选择。

张梦然 科技日报 2022-05-13

生物能源与生物环保产业受捧

本报讯 记者姚金楠报道：国家发改委 5 月 10 日发布的《“十四五”生物经济发展规划》（以下简称《规划》）提出，要培育壮大生物经济支柱产业，推动生物能源与生物环保产业发展。要有序发展生物质发电，推动向热电联产转型升级。

《规划》明确，要顺应“追求产能产效”转向“坚持生态优先”的新趋势，发展面向绿色低碳的生物质替代应用。着眼加快建设美丽中国目标，重点围绕生物基材料、新型发酵产品、生物质能等方向，

构建生物质循环利用技术体系，推动生物资源严格保护、高效开发、永续利用，加快规模化生产与应用，构建生物质能生产和消费体系，推动环境污染生物修复和废弃物资源化利用，确保生态安全和能源安全。

国家发改委高技术司副司长王翔表示，生物经济涉及面广，覆盖较多产业领域。为突出重点，《规划》明确加快生物技术广泛赋能健康、农业、能源、环保等产业，促进生物技术与信息技术深度融合，全面提升生物产业多样化水平。

中国产业发展促进会生物质能产业分会分析指出，将生物能源纳入整个生物经济的规划范畴，意味着生物能源不能再单打独斗，要与生物化工等一系列生物产业实现融合发展，走高附加值综合利用路径，可以有效提高生物质资源的综合利用效率。

记者注意到，生物能源与生物环保产业此次被明确列为生物经济支柱产业。《规划》指出，要积极开发生物能源。有序发展生物质发电，推动向热电联产转型升级。开展新型生物质能技术研发与培育，推动生物燃料与生物化工融合发展，建立生物质燃烧掺混标准。优选和改良中高温厌氧发酵菌种，提高生物质厌氧处理工艺及厌氧发酵成套装备研制水平，加快生物天然气、纤维素乙醇、藻类生物燃料等关键技术研发和设备制造。积极推进先进生物燃料在市政、交通等重点领域替代推广应用，推动化石能源向绿色低碳可再生能源转型。

在助力环境保护和污染治理方面，《规划》提出，要依托生物制造技术，实现化工原料和过程的生物技术替代，发展高性能生物环保材料和生物制剂，推动化工、材料、轻工等重要工业产品制造与生物技术深度融合，向绿色低碳、无毒低毒、可持续发展模式转型。运用功能型微生物、酶制剂等生物技术，推动实现水体脱氮除磷、重金属土壤修复、固体废物利用处置，推动提高秸秆综合利用水平，发展污染物生物环境响应监测、生物降解和生物修复、生物资源回收利用等生物环保产业链，助力打赢大气、水、土壤等污染防治攻坚战。

对此，天津市人大常委会副主任、中科院天津工业所所长马延和表示，生物制造可从根本上改变化工、能源等传统制造业高度依赖化石原料和“高污染、高排放”不可持续的加工模式，减少工业经济对生态环境的影响，推动物质财富的绿色增长和经济社会可持续发展。“在低碳发展方面，生物制造可以利用天然可再生原料，实现化学过程无法合成，或者合成效率很低的石油化工产品的生物过程合成，促进二氧化碳减排和转化利用，构建工业经济发展的可再生原料路线。预计未来 10 年，石油化工、煤化工产品的 35%可被生物制造产品替代，成为可再生产品，对能源、材料、化工等领域产生广泛影响。”

按照《规划》部署，“生物能源环保产业示范工程”被列入七大生物经济示范工程。其中生物能源领域工程涉及定向选育、推广和应用高产、高抗、速生的油料和能源林新品种，因地制宜开展生物能源基地建设，加强热化学技术创新，推动高效低成本生物能源应用。在城乡有机废弃物集中地区开展纤维素乙醇、生物柴油、生物天然气产业示范，打通生物质原料收集、有机肥生产使用等重要环节，提高生物燃料生产规模。建设以生物质热电联产、生物质成型燃料及其他可再生能源为主要能源的产业园区。同时，支持有条件的县域开展生物质能清洁供暖替代燃煤，稳步发展城镇生活垃圾焚烧热电联产，推进沼气、生物质成型燃料等其他生物质能清洁取暖。在有条件的地区开展生物柴油推广试点，推进生物航空燃料示范应用。

中国能源报 2022-05-16

我国生物航煤首获全球 RSB 可持续认证

本报讯 中国石化日前发布消息称，镇海炼化油脂加氢（HEFA）路线生物航煤产品通过可持续生物材料圆桌会议（RSB）认证。认证表明，镇海炼化生物航煤装置原料、生产工艺及产品均符合 RSB 生物燃料可持续发展的基本原则与标准，获得全球可持续生物材料应用认可。镇海炼化成为亚洲第一家获得全球 RSB 可持续生物航空燃料认证的企业。这将推动我国自主研发和生产的生物航煤

走出国门，打开国际应用市场，促进可持续航空燃料的产业化运行、商业化应用。

RSB 认证机构是一个总部位于瑞士日内瓦的多国联合国际组织，该认证为可持续生物材料、生物燃料和生物质生产提供了同行评审的全球认证标准，是目前业界广泛认可的可持续标准之一。据了解，根据欧盟及国际航空组织要求，生物燃料进入欧洲及国际航空减排市场，需经过 RSB 认证，确保其符合航空产业绿色低碳标准。

生物航煤是以可再生资源为原料生产的航空煤油，原料主要包括餐饮废油、动植物油脂、农林废弃物等。与传统石油基航空煤油相比，全生命周期二氧化碳排放最高可减排 50%以上。镇海炼化是我国首套生物航煤装置拥有者。随着 RSB 认证完成，镇海炼化将按市场可持续航空燃料的需求，于近期进入试生产阶段。

在生物质燃料领域，中国石化一方面领跑生物航煤技术，2011 年成功开发出具有自主知识产权的生物航煤生产技术，并推动生物航煤在 2013 年、2015 年、2017 年相继完成首次技术试飞、首次国内商业航班应用和首次跨洋国际航班应用，中国成为继美国、法国、芬兰之后第 4 个拥有生物航煤自主研发生产技术的国家。另一方面，不断推进生物柴油技术发展。2001 年开始部署生物柴油新技术的研发工作，经过多年发展，如今，正大力推进生物柴油供应设施建设，让生物柴油“常态化”应用于车辆。以中国石化上海石油为例，自 2017 年试点启动 B5 车用柴油加注以来，累计加注 B5 车用柴油超 2000 万辆次，日均加注约 1.25 万辆次。

（钟华）

中国能源报 2022-05-16

太阳能

数字化技术赋能“风光”最优解

随着越来越多的可再生能源电力并网，电网的稳定性和可靠性经受了严峻考验。在此背景下，以人工智能、机器学习为代表的数字化技术，正在不断激发和挖掘太阳能、风能等可再生能源的潜能。

近日，美国麻省理工学院和斯坦福大学领导的研究团队宣布，利用机器学习技术成功制造出了可达市场竞争水平的新一代太阳能电池板。事实上，数字化不仅可以为可再生能源技术革新提供助力，还能在可再生能源项目的投建、运营和维护方面发挥关键作用。

机器学习提升“风光”价值

据麻省理工和斯坦福研究团队的介绍，他们利用机器学习技术制造出了能量转换效率达 18.5% 的钙钛矿电池。

据了解，钙钛矿材料的电池板可以在室温下制造，不仅造价便宜，成品也更薄更轻、更易运输和安装，但是大规模制造此类电池板仍面临巨大挑战。

麻省理工指出，将钙钛矿材料从实验产品变成具有竞争力的量产产品，经历了漫长的研发过程。制造基于钙钛矿的太阳能电池板涉及同时优化至少十几个变量，应用了机器学习技术的新系统，加快了生产工艺的开发，提升了新一代太阳能电池的转换效率。

事实上，“风光”本身的多变性和间歇性使其成为不可预测的能源，无法保证在设定的时间可靠地提供电力。使用机器学习可以帮助运营商对电力输出如何满足电力需求进行更智能、更快速的评估和分析。

科技巨头谷歌旗下的前沿数字化技术公司 DeepMind 表示，基于天气预报和风机历史数据，利用机器学习技术可提前预测发电情况，从而实现最佳发电效果，为电网电力调度提供有价值的支撑，该公司估计，机器学习可以将风机的价值提高约 20%。

人工智能让“风光”可预测

人工智能也是在可再生能源领域应用最广泛的技术之一。世界经济论坛去年发布的白皮书指出，人工智能是一款能够应对全球能源转型复杂性、提高系统效率，从而降低成本、加快转型速度的强大工具。

据了解，人工智能可以对可再生能源项目的厂址选择、建设、运营、维护，甚至发电能力进行全方位的分析，让“风光”变得更可预测。凭借人工智能，可以找到拥有最佳日照和风力资源且便于接入现有电网基础设施的厂址，并在开工建设后监管工程进度、优化设备运输，从而极大提高施工作业效率。

值得注意的是，预测太阳能电站和风电场的发电时间、发电量乃至电力需求仍比较困难和复杂，人工智能通过学习和分析历史气象数据、卫星云图、实时风速和日照强度、历史消费数据等信息，能够最大化实现对太阳能和风能发电情况和电力需求的预测，从而加快“风光”电力的更大规模普及。

英国数据分析和咨询公司 ONYX Insight 表示，运营和维护成本占风电场运营费用的 60%，缺乏人工智能等数字化技术会导致风电场运营能力下降，无法提前检测到的小故障可能最终导致灾难性故障和严重的停机事故。该公司的一项统计显示，62%的风电行业利益相关者表示，通过数字解决方案，运营商可以节省长达 10 年的意外停机和计划外维修时间。

绿色能源转型离不开数字化技术

动力管理公司伊顿指出，利用数字化技术，“风光”可以实现按需供电，并将多余的电力输送回电网，同时运营商还能通过智能电源管理系统，掌控需求变化，帮助消费者享受更低电价。

事实上，除了机器学习、人工智能等耳熟能详的技术，5G、集中式计算机监控等技术也能在“风光”产业链条上提供从设备制造到选址建设，再到后期运营维护的“一条龙式”服务。

日立能源全球数字投资组合负责人 Jamie Stapleton 指出，数字化建设可以进一步推进可再生能源发电技术的成长，进而加速绿色能源转型。以风电行业为例，集中式计算机监控中心可以自动检测技术故障，并建立纠正措施来增强风电场的控制，减少相关的成本支出。

5G 技术在风能领域也可以发挥意想不到的作用。比如，利用 5G 网络从风机传感器获取数据，并与现场的工程师和控制中心共享相关数据和信息，这样的自动化采集和智能化处理极大地降低了人力和时间成本。

值得关注的是，今年初，三一重能打造的中国首个 5G 全连接风电柔性智能工厂已经问世，这是国内首条风电总装脉动式柔性生产线，工厂内配置了工业机器人等自动化设备，将整体生产制造过程统一在一个全局运行的模型框架下。

本报记者 王林 中国能源报 2022-05-02

高温熔盐阀突破关键技术

随着光伏风电等新能源的大规模部署，用于解决其间歇性输出难题的新型储能技术的重要性也日益提升。在此背景下，配置高性价比储热系统、具有调峰优势的光热发电技术，在经历首批示范项目实战检验后获得了更多的发展空间。

特别是今年以来，国务院、国家发改委、能源局、科技部等发布了一系列支持储热型光热发电发展的相关政策，给光热发电带来了前所未有的机遇。

目前，青海、甘肃和吉林三地，已有包括 111 万千瓦光热发电装机的多个风光热互补新能源基地进入开发阶段。关键核心技术、关键装备和集成优化设计等全产业链国产化将是光热发电降低成本的方向。

扭转垄断局面

实现阀门国产化

在熔盐光热技术中，熔盐阀门占有举足轻重的地位。“由于国内光热熔盐系统阀门产业无前例可

循，国内首批熔盐光热电站的熔盐阀门大多采用进口产品。”北京佳洁能新节能技术有限公司（以下简称“佳洁能”）董事长陈金环说，熔盐阀门一直被少数国际品牌垄断，价格昂贵，售后亦无保障，特别是在新冠肺炎疫情后，交货周期被无限期延长。

陈金环告诉记者，塔式电站下降管调阀是全电站最贵、技术含量最高的一台熔盐阀门，是保证塔式熔盐电站正常运行的关键。基于此，佳洁能与苏州德兰能源科技股份有限公司联合多家科研院所，结合光热熔盐物性和具体工况，通过计算机模拟计算，对材料腐蚀性能、力学评定、冷热交变材料匹配等方面进行分析，经过 6 年技术攻关，成功研发了高温熔盐截止阀、熔盐调节阀、下降管大压差熔盐调节阀、熔盐逆止阀、熔盐蝶阀及熔盐仪表阀，取得了十多项熔盐阀门专利，并在多个试验平台和首批示范项目应用近 300 台。

据了解，佳洁能根据现场运行要求，以降压和控制流速的循环对流为核心来研发下降管大压差调节阀。产品在某项目运行一年多，未出现阀内件冲刷和汽蚀、调节卡涩等现象，运行可靠，调节性能良好。

熔盐逆止阀：

攻坚克难 降本增效

“熔盐阀门作为熔盐光热电站中的关键设备，不仅要在复杂苛刻的工况下运行，还要避免阀门内漏外漏、启闭卡涩及冲蚀等问题。”陈金环指出，熔盐阀的可靠性和安全性关乎整个电站的正常运行和效益，关键部位熔盐阀出了问题，可能导致整个电站停运，甚至可能拖累整个工程。

据陈金环介绍，作为熔盐储罐的熔盐泵出口，为防止泵停机反转，熔盐光热系统需要一台熔盐专用逆止阀做保护，由于在第一批光热示范项目期间，放眼全球都找不到适用熔盐的逆止阀，所以大部分项目只能选用进口品牌电液动快关蝶阀代替。

针对这种情况，佳洁能与苏州德兰技术团队和项目现场技术团队协作，开发出一种新型熔盐专用逆止阀。该阀门依靠介质本身流动而自动开、闭阀瓣，结构简单，无熔盐残留死角，无需外部动力，故障率低。

该产品国产化后，不仅作为熔盐专用阀门提高了运行可靠性，同时也降低了成本。相关数据显示，对于 100 兆瓦光热电站而言，此项可节省投资近 500 万元。

良好的使用效果

为后续项目国产化打下基础

2017 年，哈尔滨锅炉厂与浙江大学、山东电力建设第三工程公司合作，在浙江大学联合搭建了塔式光热实验平台。该平台试验运行过程中熔盐最低温度为 235 摄氏度，最高温度为 565 摄氏度，所用 26 台熔盐阀门全部采用佳洁能产品。试验台运行 45 个月，启闭顺畅，调节性能较好，达到设计要求。“佳洁能熔盐阀可以满足光热发电集热储热换热系统使用。”该项目负责人、浙江大学热能工程研究所教授周昊说。

据悉，首航一期二期项目改造大范围采用佳洁能熔盐调节阀、截止阀、蝶阀等。“佳洁能于 2019 年 5 月投入项目的阀门使用效果良好，完全可以代替进口熔盐阀。”首航高科熔盐光热项目技术负责人在《佳洁能熔盐阀使用评价》中表示。

2019 年 4 月 15 日，兰州大成敦煌 50 兆瓦光热发电示范项目首批运行集热系统建成，并成功实现 550 摄氏度高温运行测试，系统各项指标均达到设计要求。该系统所用熔盐阀门皆为佳洁能国产熔盐阀。

得益于国产熔盐阀在实验系统的成功应用，兰州大成敦煌 50 兆瓦光热发电示范项目采用了佳洁能近 200 台的熔盐阀门，这也是国内首批光热发电示范项目较大规模采用国产熔盐阀，为后续光热发电关键技术国产化开了个好头。

本报记者 范彦青 中国能源报 2022-05-02

新一代光伏电池技术实现量产

4月26日，正泰新能发布光伏组件系列新品ASTRON。该系列共设计三款产品，分别为功率达700瓦+适用于大型地面电站的ASTRO N6，功率570瓦+适用于大型分布式电站的ASTRO N5，以及功率达420瓦以上适用海外用户安装场景的ASTRO N5s。

据悉，上述3款产品均选用了n型TOPCon光伏电池技术，是正泰新能电池片技术从p型PERC向n型TOPCon延伸发展的重大下游产业战略。n型电池理论极限效率高达28.7%，p型电池理论极限效率为24.5%。近年来，p型组件一直是市场的绝对主流，但随着n型电池转换效率、组件双面率等优势显现，这一情况将发生改变。

新型技术迎扩张期

降本增效一直是光伏行业发展的主旋律，电池技术是关键环节。国信证券近日发布的研究报告，虽然目前国内光伏发电已经进入平价时代，但未来一段时间内依旧需要依靠技术进步，推动成本持续下降。

p型PERC电池量产转换效率越来越接近实验室理论极限，技术红利正逐步消失。中国光伏行业协会的数据显示，截至2021年底，大尺寸n型TOPCon电池实验室效率约为25.4%，高于p型PERC电池。

在此背景下，n型TOPCon技术迎来扩张期。头部企业开始向n型TOPCon电池倾斜，加速推进更高效率电池、更高功率产品的商业化进程。根据第三方分析机构集邦咨询的统计，到2021年底，国内n型TOPCon技术相关产品规划产能规模已经超过9500万千瓦。

正泰新能早已将n型TOPCon纳入技术储备，于2020年开始n型TOPCon技术研发，并在浙江省海宁市建设中试线。目前，该公司n型TOPCon电池大批量平均效率达到了24.6%。

n型组件正逐步成为大型地面电站、户用光伏和工商业分布式电站等项目的首选。3月下旬，中广核发布20万千瓦光伏发电项目组件采购招标信息，计划采购2.15万千瓦n型组件。同时，光伏设备企业纷纷推出针对n型TOPCon技术的新产品，满足制造企业需求。

度电成本明显下降

n型TOPCon相关产品实现量产，是p型技术走向n型的重要转折点。据了解，截至目前，正泰新能在浙江省海宁市、江苏省盐城市、甘肃省酒泉市都布局了智能制造基地，其中海宁工厂产能规模最大，是公司n型TOPCon组件的首发出货地。

“技术的升级创新让新产品大规模发展成为可能。”正泰新能CTO徐伟智表示，相对p型PERC组件来说，n型TOPCon组件具备高功率、高双面率、极低光致衰减、弱光效应好、温度系数低等优点。与公司p型PERC组件相比，n型TOPCon组件首年衰减小于1%，后期年衰减小于0.4%，可靠性更高。

在徐伟智看来，产业内部对更高效率、更高功率产品的追求是促进成本下降。有测算显示，n型TOPCon产品在山西大同与中东阿部扎比两区域的度电成本分别下降0.6%与2.2%。

在地面电站验证上，正泰新能选择了中东阿布扎比和山西省大同市两地，两者的年平均温度分别为28摄氏度和8摄氏度，以10万千瓦、1500伏系统为基准，在全生命周期结束后，n型TOPCon组件发电量比p型PERC组件分别增加了3.8%和2.9%。换言之，虽然n型TOPCon组件目前价格高于p型PERC组件，但度电成本要低于后者。

规模经济效应突出

中国绿色供应链联盟光伏专委会秘书长吕芳指出，在碳达峰碳中和背景下，以光伏为代表的新能源将成为未来的主导能源。随着全球光伏产业越发成熟，行业技术发展也进入了新赛道。“技术更迭是引领光伏产业发展的核心驱动力，从最初的100瓦，到后来的600瓦+，再到目前的700瓦+，正泰新能加速迭代。”

中国光伏行业协会秘书长王世江强调，创新是引领产业发展的第一动力，也是培育发展新动能、

塑造发展新优势的重要举措，规模经济效应会为光伏技术创新提供舞台。

其实，除 TOPCon 技术外，异质结技术也是 n 型技术的代表之一，转换效率同样有较大提升。HJT 与 TOPCon 皆具有优异的温度系数，适用于高温环境与沙漠电站。徐伟智称，现行的主流产品 p 型 PERC 经历了 6 年左右的高速扩张，截至 2021 年底全球总产能已经超过 1.7 亿千瓦。在众多 n 型技术中，TOPCon 技术与 p 型 PERC 的兼容性最高。

据了解，n 型 TOPCon 增加了硼扩、隧穿氧化层沉积、多晶硅沉积与掺杂、去绕度清洗等工序，在现有 p 型 PERC 产线基础上增加部分设备即可完成迭代，便于产线升级和未来扩产。有第三方机构预测，到今年底，n 型 TOPCon 组件产能有望达到 5000 万千瓦。

本报记者 董梓童 中国能源报 2022-05-02

光伏组件“退役期”将至 建立回收体系迫在眉睫

随着光伏产业的高歌猛进，废弃光伏组件的回收与无害化处理成为打通光伏绿色链条的“最后一公里”难题。机构预测，2025 年我国光伏组件将进入“退役期”，2050 年废弃光伏组件将达到 2000 万吨。

不过，我国废弃光伏组件回收产业尚处于起步阶段，废弃组件处理企业鱼龙混杂。“部分小作坊将回收的废弃组件简单拆解后卖出边框、玻璃等可利用物，其他部分则和生活垃圾掺杂在一起焚烧。这不仅对环境造成极大污染，还可能导致劣币驱逐良币，极大影响行业良性竞争。”从事废弃光伏组件回收的南通日奕新环保科技有限公司总经理朱杰对中国证券报记者表示。

2025 年进入“退役期”

今年一季度，我国光伏装机量超市场预期。国家能源局数据显示，一季度光伏新增装机容量 13.2GW，同比增长 148%。我国光伏新增和累计装机量连续多年保持全球第一。截至 2021 年底，我国光伏发电累计装机规模达 306GW。

随着光伏产业的蓬勃发展，废弃光伏组件回收处理问题凸显。据国际可再生能源机构（IRENA）预测，从 2025 年起，我国开始产生大批量的退役光伏组件。至 2030 年，废弃光伏组件将达到 150 万吨左右，在 2050 年将达到 2000 万吨。

“以我国光伏发电装机 2011 年第一次达到 GW 级规模、组件寿命 20 年计算，2031 年将产生大量报废光伏组件。但光伏组件大规模‘退役期’很可能大幅提前。”中国光伏行业协会助理秘书长、赛迪智库集成电路研究所新能源产业研究室主任江华表示，由于我国早期建设的光伏电站产品质量参差不齐，很可能达不到退役期就会提前被淘汰；而早期有补贴的电站因为投资收益率高，也可能提前更换高功率组件而产生淘汰组件。

多位专家表示，如果光伏组件报废之后不进行回收处理，将对生态环境造成极大污染。以往通过掩埋、焚烧等方式处理废弃组件，组件中的铅、锡、镉等金属具有较高浸出毒性，将会造成极大的资源浪费和环境污染。

江华介绍，全球多个国家对于废弃光伏组件回收都有相关的部署和研究。其中，欧盟成立了非盈利性的行业组织 PV Cycle，按企业市场份额收取会费，这些费用主要用于废弃光伏组件的回收与集中处理。

回收产业刚起步

目前，我国废弃光伏组件的回收产业尚处于起步阶段。由于我国废弃光伏组件回收面临政策法规不完善、回收成本高昂、废弃组件处理企业鱼龙混杂等难题，没有形成与光伏组件退役相匹配的回收、处置产业规模。

今年 1 月，工信部等八部门联合发布《关于加快推动工业资源综合利用的实施方案》，提出推动废旧光伏组件、风电叶片等新兴固废综合利用技术研发及产业化应用，探索新兴固废综合利用技术路线，填补了废旧光伏组件等新兴固废综合利用领域政策上的空白。

“不过，目前并无专门针对废弃光伏组件回收处理的专项管理政策。”江华介绍，此前实施的《废弃电器电子产品回收处理管理条例》并未将光伏组件产品涵盖入内，光伏组件回收利用缺乏完善的处理标准体系、组件判废标准以及全生命周期管理信息。

高成本也是光伏组件回收市场难以回避的一个门槛。无锡尚德太阳能电力有限公司总裁何双权认为，目前很大一部分光伏组件建于偏僻的西北地区或位于屋顶之上，导致组件回收难度大、物流成本高。加上技术尚不成熟、投资消耗较大、回收物质的纯度不高以及尚未形成规模，因此废弃光伏组件回收成本较高。据朱杰计算，一块主流的 60 版型光伏组件回收所产生的总收益为 63.1 元，而每块组件的回收成本大约为 69 元。

甚至有处理企业由于废弃光伏组件获取困难，生产线被闲置。“我们公司的年产能为 1.5 万吨，但实际的年处理量才 600 多吨，设备大部分时间是闲置的。”朱杰表示，造成废弃光伏组件获取困难的原因：一方面是由于光伏组件没有明确的判废标准，如果没有合规处理流程，很难交由第三方处理；另一方面是废弃光伏组件跨省转移困难。

政策体系亟待完善

不少上市公司已经加紧布局光伏组件回收这一新兴市场。5 月 6 日，格林美在深交所互动易上回复投资者，公司一直在关注光伏组件的回收与利用，也启动了相关技术研究，将适时建设回收光伏组件的回收工厂。晶科能源在 2021 年年报中表示，2019 年公司开始搭建和试运行光伏组件回收示范线，并承接“十三五”国家重大专项“晶硅光伏组件回收处理成套技术和装备”项目，推进规模化组件回收。

针对光伏回收产业面临的多重难题，专家呼吁，尽快完善废弃光伏组件回收“1+N”政策体系，建立专门的废弃光伏组件回收机构，建立废弃光伏组件回收体系。

江华建议，联合相关部门研究、制定和发布废弃光伏组件回收处理管理办法和相关细则，对废弃光伏组件回收责任主体、处理企业资格认定、回收处理流程等进行明确规定；进一步梳理完善组件回收技术标准体系和认证规则，做好标准顶层设计，加快标准制修订。何双权认为，可以借鉴欧洲 PV Cycle 组织的模式，国内设立独立、专业、全面运作的废弃光伏组件回收机构。

针对废弃组件处理企业鱼龙混杂局面，朱杰认为，应加大行业监管力度，严禁将废弃光伏组件直接焚烧或填埋处理，对在废弃组件处理中对环境造成进一步污染和排放的企业加以取缔，维护良好的行业发展环境。

欧阳春香 中国证券报 2022-05-09

甘肃武威：“光伏+治沙”壮大清洁能源发展

2021 年以来，武威市紧跟“双碳”目标进程，把壮大清洁能源产业作为主攻点，加快建设河西走廊清洁能源基地，统筹资源开发布局和优化利用，全力推动新能源及协同产业加快发展。

武威属于太阳能资源 I 类地区、风能资源 III 类地区，风光电资源开发空间巨大，地貌特征也具备基地化、规模化、一体化开发新能源的条件，是河西走廊清洁能源基地重要组成部分。

武威市发展和改革委员会相关工作人员介绍，武威市致力于建成千万千瓦级光伏治沙示范基地，充分发挥能源资源优势，现已规划风光电开发容量 7000 万千瓦，其中：风电 1600 万千瓦，光伏 5400 万千瓦。与此同时，武威市坚持因地制宜，推动光伏产业与生态治理有机融合。

按照国家加快建设沙漠、戈壁、荒漠地区大型风光电基地的战略部署，武威市将光伏基地建设 with 沙漠治理有机结合，采用“板上发电、板下种植、板间养殖、治沙改土、工业旅游”立体化新型产业模式，在凉州区腾格里沙漠区域集中布局 160 万千瓦光伏治沙工程。

其中，凉州区九墩滩光伏治沙示范园区规划光伏发电单元 10 个，总装机容量 500 万千瓦。截至目前，示范园区引进发电企业 7 家，实施项目 8 项，装机容量 160 万千瓦。以项目建设为引擎，推动武威市新能源产业高质量发展。

武威市发展和改革委员会相关工作人员介绍，亿利集团 50 万千瓦项目，于 2021 年 7 月 22 日开工建设，已平整沙丘 1.8 万亩，完成固沙 1500 亩、支架基础 15 兆瓦，安装支架 1 兆瓦，计划 2022 年 10 月底前建成并网。

亿利集团 50 万千瓦项目现场

甘肃亿恒新能源有限公司负责人介绍，该项目采取“板上发电、板下种植、板间养殖、治沙改土、产业扶贫、乡村振兴、工业旅游”的“光伏+”新型产业化模式建设。在光伏区撒播草籽，建设网格沙障，有效防风挡风，阻止沙尘飞扬与沙丘移动；在板下规划高效节水农业，变荒漠为“绿地”；在板间养殖牲畜，利用牲畜粪便改良土壤，实现土地增值，不断探索建立新能源的“经济绿洲”。

未来，武威市将充分发挥农牧业发展位列甘肃省前列的优势，将光伏发电与设施种植业、养殖业有机融合，结合风光电资源配置，持续打造“光伏+”绿色生态产业，最大程度放大新能源开发的综合效益。

兰州新闻网 2022-05-08

福建最大面积屋顶光伏项目并网发电

5 月 1 日，福建省南平太阳电缆股份有限公司分布式光伏二期项目正式并网发电。至此，福建省最大面积利用的企业屋顶分布式光伏项目全部并网成功。

据悉，太阳电缆公司位于延平区炉下镇陈坑瓦口工业园区的二厂区拥有 6 个满足光伏建设承重要求的厂房，总面积约 15 万平方米，经测算可铺设 15 兆瓦光伏设备。为践行“双碳”战略，提高自发电率，节约生产成本，太阳电缆公司于 2020 年 6 月与国网福建综合能源服务有限公司签订《分布式光伏发电节能效益分享协议》，全面启动光伏项目建设。该项目分 2 期建设，其中首期 10 兆瓦规模项目已于 2021 年 4 月并网运行，本期实现并网的为预留 5 兆瓦规模项目。

为确保太阳电缆公司光伏项目早落地、早受益，国网南平供电公司急用户之所需，主动介入项目，做好全过程服务。项目前期，南平供电综合考虑日照资源、厂区屋顶结构设置、供电路径、设备运行环境等因素编制项目配套接入系统方案。项目建设过程中，持续优化电网布局，架设供电专线，派驻客户经理，开辟“绿色通道”，提供“一站式”服务。项目投运后，常态上门走访，及时解决问题，以一系列行之有效的举措，助力企业低碳转型，推动“双碳”目标实现。

中国电力报 2022-05-13

水上光伏全方位“抢滩”

光伏板下能养鱼还能晒盐？日前，国内单体容量最大的盐光互补项目——天津华电海晶 1000 兆瓦“盐光互补”光伏发电项目进入建设阶段，预计今年年底建成投产。该项目投产后，预计每年可节约发电标煤 50.12 万吨。

近年来，随着新能源产业的快速发展，“光伏+”综合利用模式正越来越多地走向应用。水上光伏电站开始在我国发展起步，渔光互补、盐光互补等模式让绿色农业、绿色工业与绿色能源的跨界融合不再是一种新奇的想法。

据全球能源咨询公司伍德麦肯兹预测，2019~2024 年全球水上光伏的需求量预计将以年均 22% 的速度增长。水上光伏产业已进入快速发展期。目前，发展前景看好的水上光伏产业有哪些优势？发展中还面临哪些问题？记者进行了多方采访。

渔光互补光伏发电优势明显

水上光伏主要指在水库、小型湖泊、海面等水域环境上建设光伏电站。目前，水上光伏电站主要分为打桩式和漂浮式，3 米以内浅水区以“固定打桩+固定支架式”为主，辅以少量“固定打桩+跟踪支架式”；深水区漂浮式（约 3~10 米）还尚处于示范阶段，是未来水面光伏的重要发展方向。

作为水上光伏的一种，渔光互补是近年来光伏电站建设的一种流行形式，它在确保光伏发电的同时，实现了水耕农业的功能，为我国发展新能源和可持续发展战略开辟了一条新道路。

不久前，广东汕头市潮南陇田 400 兆瓦、潮阳和平 150 兆瓦渔光互补光伏发电项目正式开工，这两个项目建成投产后，年上网电量将达到 6 亿千瓦时。“渔光互补光伏发电项目是我们破解产业用地难题、推动农村三农融合发展、统筹推进乡村振兴发展、民生需求保障和农民增收增产的重大项目，将有力推动我们乡村经济高质量发展。”潮南区陇田镇渔光互补项目负责人郑剑鸿告诉记者。

据了解，渔光互补有诸多利好之处。一方面，渔民能依靠现有鱼塘资源，在鱼塘上方建设光伏电站，既可以获得养殖的收益，又可以获得光伏发电的收益，两全其美；另一方面，太阳能面板还具有给鱼塘遮阳、降低水面温度，减少水分蒸发的作用，有效遮住阳光的强烈照射，鱼虾因水温过高死亡概率大幅降低。

“渔光互补在未来具有较大的发展潜力。”郑剑鸿认为。他给记者算了一笔账，建设 1 兆瓦的太阳能电站需要 20~30 亩的鱼塘水面，电站发电年可节省标准煤 348 吨，减少二氧化碳排放约 1000 吨；光伏发电还可以供电给鱼塘的增氧机、水泵等设备，满足自用电的同时，超出的电可以以脱硫煤上网电价卖给电网，能够保证 7% 的资本收益率，是很好的创收项目。

多方抢占海上光伏项目蓝海

光伏行业一直有观点认为，继地面电站和屋顶光伏后，漂浮式光伏将成为光伏产业的“第三大支柱”。鉴于内陆非耕地开发空间愈发有限，海上光伏作为漂浮式水上光伏的主要应用场景，成为光伏产业的一片“蓝海”。

记者通过梳理发现，目前我国海上光伏的项目储备已经超过 500 万千瓦。天津南港、广西防城港、江苏连云港、河北黄骅港和曹妃甸以及山东、浙江、福建等省份的重点区域都有相应的项目规划。据中能众诚新能源科技有限公司执行董事、总经理张晓鸣介绍，预计在 2022 年下半年，就会有一些项目开始实质性启动，而且单体项目规模都在 50 万千瓦以上。

“光伏下海很有必要，但要注意整个系统的经济性、结构安全性、面对极端恶劣天气的适应性以及产业的规范性等一系列问题。”浙江大学海洋学院教授赵西增在“发展海洋新能源产业技术论坛”上发表演讲时表示，“迈出海上光伏产业发展的第一步非常不容易，需要更多的高校、科研院所、设计院、生产企业参与进来，让海洋光伏真正的发展下去。”

有资料显示，我国拥有超过 1.8 万公里的海岸线，可利用海域超 300 万平方公里，理论上可发展近 7 亿千瓦海上光伏。赵西增介绍，目前我国在陆地和内陆水域新建新能源项目的空间已经非常有限，很多企业都在加紧布局海洋资源。

然而光伏“下海”并没有那么容易。受制于技术条件，很多海上光伏方案还需要多方的反复评估。

“大型水面漂浮电站建设的主要难点是浮体的固定，风浪流及水位升降对浮体影响很大，固定不好会发生漂移或碰撞等问题。”华电电科院数字能源研究中心柳玉斌告诉记者。此外，在海上光伏电站建设中，组件会受水汽和水汽中的盐分危害，高湿、浪涌波动频繁也会使光伏组件产生 PID 效应，导致隐裂问题。

“能够适应潮湿环境的设备重要，接入电网也非常重要。”柳玉斌表示，随着水上光伏各项技术的不断创新，大型光伏电站的发展势不可挡，这给电网的稳定运行带来了诸多挑战。海上光伏也可以与海水的潮汐能量或海水储能技术结合相互补充，实现并网稳定运行。

需重视市场发展规范

日前，我国多省份都发布了“十四五”期间可再生能源发展倍增行动计划。中国光伏行业协会相关负责人指出，在高速度、多装机的势头下，水上光伏的新兴形式更加需要建立起相应的标准体系，规范发展。

“水上光伏建设需要注意是否属于饮用水源、旅游区、自然保护区、候鸟迁徙地等。”某新能源项目开发合伙人徐鹏飞表示，也需注意当地水利主管部门对利用水面空间建设光伏的指导意见。此外，防洪区、泄洪区等需更加谨慎。

近年来，我国能源主管部门相继出台分布式光伏建设的指导意见。中国光伏行业协会发布了《水上光伏发电系统用高密度聚乙烯浮体》《水上光伏发电系统设计规范》《漂浮式光伏发电系统验收规范》三项水面光伏相关标准。其中，《水上光伏发电系统设计规范》对站址选择、站区布置、水资源与环境保护等做出了明确规定。

“除规定明确的注意事项外，由于各地电网定价、税收优惠、补贴政策、项目投资与备案等要求并不一致，水上光伏等新能源项目还应做好尽职调研。”天达共和律师事务所周巍认为，这是水上光伏新能源项目并购过程中最重要的环节之一，在水上光伏新能源投资过程中还需考虑装机规模考核、交易成本等风险。

此外，有业内专家表示，针对已出台的政策及尚无发展规划的潜在水上光伏市场，应重视市场培育。针对已有发展规划的目标市场，加强市场交流。通过已中标的项目，深入分析对比各环节的成本和经验，形成标杆数据，以便推广示范。

能源新闻 2022-05-11

光伏整县推进激发分布式能源潜力

核心阅读

当前，县城批复分布式光伏装机容量主要依据当地可再生能源消纳能力，但县城住宅用能多集中于晚间，而屋顶光伏发电时间多集中于白天，若县城屋顶光伏容量不断增多，将会超出电网承载能力，只有进一步开放电力市场，打破隔墙售电障碍，允许分布式电源公平接入市场并进行交易，才能真正释放分布式光伏发展潜力。

近日，中共中央办公厅、国务院办公厅印发《关于推进以县城为重要载体的城镇化建设的意见》，提出引导县城分布式能源发展，推进屋顶分布式光伏发电。

自去年6月，分布式光伏整县推进的大幕正式拉开以来，整县屋顶分布式光伏开发建设成城镇化绿色化发展的重要抓手。作为城乡绿色发展的重要载体，县城推进分布式光伏发展能够保障农村能源生产，加速释放分布式光伏市场潜力。与此同时，推进整县分布式能源健康有序发展，应进一步完善电力市场机制，健全县区补助激励政策。

进一步打开分布式光伏市场

“相对城市来讲，县城土地、屋顶面积较大，用能成本较低，发展分布式能源潜力大、优势明显。”国家发改委能源研究所相关负责人表示。

据国网新疆电力经济技术研究院企业管理与战略研究中心副主任李海峰介绍，按2021年新疆建筑物规模估算，新疆屋顶分布式光伏可开发容量约850万千瓦，屋顶分布式光伏全年发电量将超120亿千瓦时，可满足2021年全疆80%的居民用电需求。

近年来，国家及地方积极推动整县分布式光伏发展，装机容量不断增加。据不完全统计，2021年，全国整县推进分布式光伏试点县累计备案容量4623万千瓦，累计并网容量达1778万千瓦。

在整县分布式光伏建设的带动下，分布式光伏装机量显著提升。根据国家能源局发布的数据，2021年，全国光伏新增装机5488万千瓦，为历年最高。其中，分布式光伏装机量2928万千瓦，约占全部新增光伏发电装机的55%，首次超过集中式电站装机量。

“未来，伴随整县分布式光伏的大力推进，分布式光伏市场将进一步打开，释放产业潜力。”中国城市规划设计研究院生态市政院副总工程师魏保军说。另有业内人士指出，若按照目前国内县城自建屋顶1亿平方米、可开发占比50%、户用光伏装机容量5千瓦-10千瓦测算，国内县城分布式光伏发电潜在市场规模约达250吉瓦—500吉瓦。

发展障碍仍待破除

“电力市场机制不完善是整县推进分布式光伏发展的主要障碍。”魏保军表示，当前县城批复分布式光伏装机容量主要依据当地可再生能源消纳能力，县城住宅用能多集中于晚间，而屋顶光伏发

电时间多集中于白天，若县城屋顶光伏容量不断增多，将会超出电网承载能力，只有进一步开放电力市场，打破隔墙售电障碍，允许分布式电源公平接入市场并进行交易，才能真正释放分布式光伏发展潜力。

对于分布式光伏整县推进投资方而言，面临着盈利空间较小、难以调动投资积极性的问题。李海峰以新疆为例表示，其屋顶光伏发电成本与一般工商业电价接近，高于居民用电价格，因此屋顶光伏项目投资回报率有限，导致投资者开发积极性不高。

另外，各地区整县推动分布式光伏的激励补助政策不一。记者了解到，还有部分县区在推动分布式能源方面并无补贴。

“发展整县分布式光伏可以鼓励资源禀赋较差的县区配套出台补贴政策，完善各地补贴政策，提高县城发展分布式能源积极性，引导社会资本投资。”国网苏州供电公司科技互联网部专职周游说。

BIPV 将成主流

与此同时，整县推进分布式光伏建设，也进一步明确了“建筑+光伏”发展趋势，为建筑光伏一体化（BIPV）大规模推广提供了良好基础。有业内专家表示，未来整县推进分布式光伏的形式将从屋顶分布式光伏逐渐向 BIPV 转变。

魏保军预测，伴随我国城镇化率的进一步提升，未来将有 1.4 亿人口从农村搬迁到城镇，城镇则需要新增 18 亿平方米—19 亿平方米新建建筑。届时，这些新建建筑或将主要以 BIPV 为主。

事实上，近年来，县区 BIPV 发展已崭露头角。去年 5 月，住房和城乡建设部等 15 部门发布《关于加强县城绿色低碳建设的意见》，鼓励县城推动 BIPV 发展；去年 8 月，全国首批 BIPV 厂房屋顶光伏项目在江苏建湖县正式并网发电。

“未来，整县新建建筑推进 BIPV 潜力巨大，如果县城新建建筑都能够实现自发电，辅以适宜的地热、生物质能等可再生能源配套应用，结合储能、微电网，虚拟电厂等技术应用，将推动县城尽早实现碳中和。”魏保军说。

本报记者 张金梦 中国能源报 2022-05-16

“建筑+光伏”，打出节能降碳“组合拳”

“如何推进建筑分布式光伏发电应用？”近日，有网友在安徽芜湖市人民政府网站留言，咨询建筑光伏相关事项。

当地大力推广分布式光伏的态度明确：单体屋顶面积达 1000 平方米以上的新建和改扩建工业建筑、单体屋顶面积达 500 平方米以上的新建和改扩建公共建筑，除建筑屋顶规划设计有特殊用途外，应同步安装光伏发电设施；鼓励具备安装条件的居住类新建建筑同步安装光伏发电设施；政府投资新建建筑，必须在项目设计、施工时，按照可利用面积应建尽建的原则，同步建设安装光伏发电设施，否则不予审批和竣工验收。

记者注意到，近期不止芜湖一地，广东阳江、浙江温州、重庆等多地纷纷出台政策，要求在推进建筑节能的过程中，充分考虑结合光伏发电项目。“建筑+光伏”为何屡获青睐？

让建筑变成“产能+用能”主体

“越来越多的地产商开始关注建筑光伏。”在中国建筑科学研究院太阳能应用研究中心主任张昕宇看来，建筑与光伏的结合并非偶然。“建筑行业推进节能降碳主要包括两大方向，一是从消费端降低用能需求，二是让建筑自身产生能量，进而减少对其他能源的使用，建筑光伏应用即是后者的重要途径。除了地方，密集出台的国家政策也释放出积极信号。”

如其所言，政策支撑有力。3 月，住建部连发《“十四五”住房和城乡建设科技发展规划》《“十四五”建筑节能与绿色建筑发展规划》两份文件。先是要求开展高效智能光伏建筑一体化（下称“BIPV”）利用等清洁能源建筑高效利用技术，后又提出到 2025 年，全国新增建筑太阳能光伏装机容量 0.5 亿千瓦以上的目标。4 月 1 日生效的《建筑节能与可再生能源利用通用规范》（下称《规范》）进一步明

确，“新建建筑应安装太阳能系统”，其设计与建筑设计同步完成。

隆基股份 BIPV 总裁陈鹏飞告诉记者，上述《规范》对光伏系统的建筑安装要求非常严格，不仅提出光伏系统使用寿命应高于 15 年，组件设计使用寿命应高于 25 年，还列出电池组件衰减率的最低要求等。“政策门槛的提高，可以保护用户财产安全。光伏与建筑一体化设计、一体化建设，将大大增加建筑建材的绿色属性，让建筑从单纯的用能者变为‘产能+用能’主体。”

嘉盛光电科技股份有限公司总经理张翼飞认为，支持政策密集出台反映出建筑行业减排需求之迫切。“我国建筑碳排放量占全国碳排放总量的 30%以上，而且新增建筑能耗仍在增长。BIPV 产品每平米每年可减少碳排放 140 千克、节约能耗 5.5%。”

不是简单换个地方安装组件

然而，炙手可热的市场，推进也有难点。“BIPV 项目的最大特点是其本质上属于建材产品，首先要充分满足建筑属性的要求，其次才是光伏属性的加持。这样一来，产品就需要在项目设计初始阶段，作为建筑整体不可或缺的一部分完全融入方案，满足甚至优化建筑的防水、防雷、抗风揭、保温、防火等特性，并为建筑提供绿色附加值。”陈鹏飞称。

高要求带来更多挑战。陈鹏飞坦言，BIPV 项目开发企业既要精通光伏，也要熟悉建筑行业，否则难以真正满足产品 25 年—30 年使用寿命等要求。“但现实情况是，不少光伏企业虽然走在产品研发前端，商业模式却延续传统的经销商模式或光伏 EPC 分包模式，对建筑把控存在缺失。一些建筑公司也在探索，他们多是采购普通光伏组件再进行组装，对光伏加装在建筑所带来的电气、结构等影响不够了解。”

“有企业认为，BIPV 与一般光伏发电产品区别不大，仅仅是换个地方安装光伏组件而已。实际情况绝非如此，对于光伏企业、建筑公司双方来说，发展 BIPV 项目都是不小的挑战。”张昕宇提示，建筑最重要的功能并不是发电。以民用建筑为例，第一要义是保障安全。地面光伏电站应用的组件，在防火、防雷、防水等性能上却不能满足建筑要求，因此不可以“照搬”到建筑上。“不可否认，当前 BIPV 安装应用热情高涨。但大部分项目只是将组件安装在屋顶，组件与建筑的结合度偏低，甚至依然套用建设地面光伏电站的思路。建筑、光伏企业沟通也不够充分，比如光伏企业主要是与业主、项目甲方或开发商进行协商，错过了早期设计阶段与建筑设计院的必要交流，导致二者匹配度不高。”

要尊重建筑，符合建筑需求

多位人士一致表示，建筑公司与光伏企业双方有待磨合进步。站在前者角度，建议在规划设计阶段提前考虑安装光伏的可能性；光伏企业则要在系统设计及生产期，充分考虑建筑层面的需求。此外，由于缺乏统一的产品、安装、验收等标准，客观上也影响了 BIPV 在实用、安全等方面的市场认可度，体系标准亟待跟上。

“从实际运行情况来看，最关键的问题是，作为新兴行业，BIPV 产业标准、指导文件等不够健全。比如，BIPV 项目不属于普通光伏项目，后期运维的相关要求有待完善。为此，我们联合国内专业运维企业云鹰运维，共同起草的《建筑光伏幕墙系统运行与维护规范》已经获批，不但可以确保企业自身规范操作、保障业主收益最大化，还填补了建筑光伏幕墙运维领域空白。”张翼飞介绍，嘉盛光电还在产品方面与权威第三方机构合作，引入国际先进的市场经验，成为首批拿下光伏与建材行业双重认证的企业，获得行业首个绿色建材认证证书。

值得一提的是，部分 BIPV 项目已展开布局。例如，隆基股份正在与森特股份共同开发目前世界上最大的 BIPV 项目，总规模达到 140 万平方米，总装机规模约 14 万千瓦，为大型机械企业山东重工及其下属公司部分老旧厂房及新建厂房安装 BIPV 产品。“提到 BIPV，人们通常会将其与新建建筑联系起来。但该项目有一半是老旧厂房，漏雨、破损给生产带来诸多不便，且存在安全隐患。光伏和建筑团队协商后，采用在原厂房屋顶加盖一层 BIPV 产品的设计，原有屋顶变成了内层瓦，由此将光伏发电和原有建筑更好结合在一起，不但匹配建材使用周期，光伏发电产品寿命也可同步。”陈鹏飞强调，“BIPV 产品最重要的前提是尊重建筑，符合建筑需求。”

本报记者 董梓童 朱妍 中国能源报 2022-05-16

海洋能、水能

抽水蓄能开发 时间紧任务重

近日，国家发展改革委、国家能源局联合印发通知，要求加快“十四五”时期抽水蓄能项目开发建设。不少省份按照通知要求，能核尽核、能开尽开，加快推进 2022 年抽水蓄能项目核准工作。例如，湖北罗田平坦原抽蓄项目正在开展各项建设前的准备工作、浙江省庆元抽水蓄能电站将很快开展可研设计、国网华中分部刚调研完湖北白莲河抽水蓄能电站。

多位业内人士认为，随着风、光等新能源大规模高比例发展，新型电力系统对调节电源的需求更加迫切，抽水蓄能因能够平抑新能源出力的波动性、随机性，减少对电网的不利影响，是当前及未来一段时期满足电力系统调节需求的关键方式。

新型电力系统特征不断强化

按照国家提出的“十四五”末可再生能源发电装机占比超过 50% 的目标，新能源将呈现超常规、跨越式发展。“随着新能源占比的不断提升，新型电力系统的特征不断增强，新能源对系统调节资源的需求越来越大。尤其是大规模‘靠天吃饭’的风电、光电并网后，呈现高电力电子化的特征，风电光电在高峰时段难以发挥顶峰作用，在极端天气条件下，新能源出力受限。”南方电网调峰调频发电有限公司总经理李定林表示。

业内人士认为，电力系统实时平衡越来越难把控，随着新能源快速发展，高电力电子化特征日趋明显，系统转动惯量持续下降，系统调频和调压能力将显得不足，加上新能源的随机性、波动性和间歇性特征，电力系统实施平衡的难度会越来越大。李定林直言，在碳中和条件下，电力系统约束了煤电电量，进而约束了在网煤电机组容量。正常情况下，可以通过新能源预测提前增加在网备用容量以应对新能源出力波动，由于预测难以保证 100% 准确性，或将存在小时乃至十小时级实际出力与预测偏差的情况。水电受制于水库的调节能力和地理分布，气电与煤电一样受制于碳排放约束容量。“相比之下，抽蓄是目前技术最成熟、经济性最优，最具大规模开发潜力的绿色低碳的清洁能源，可以在所有场景中，发挥电力支撑和电量保障作用。”

实际发展严重滞后

抽水蓄能在新型电力系统中的作用不言而喻，然而，其开发建设规模与需求相差甚远。数据显示，我国 2010 年风能和太阳能发电装机仅有 2984 万千瓦，然而到 2021 年底，两项新能源装机总量达到 6.34 亿千瓦，增长 21 倍之多。而同期抽水蓄能电站装机从 2010 年的 1691 万千瓦增加到 2021 年的 3639 万千瓦，增加仅 2.1 倍。

“大量稳定性差的风、光电进入电力系统，带来了电网稳定性和安全性的巨大隐患。”中国大坝工程学会理事长矫勇表示，由于抽水蓄能电站发展严重滞后，燃气发电成本高，调蓄能力有限，电力系统调峰能力严重不足，不得不大力推动煤电机组灵活性改造，承担电网调峰任务。“要实现 2030 年抽水蓄能电站投产 1.2 亿千瓦的目标任务，未来 9 年，现有装机规模几乎需要翻两番，远超过去 10 年翻一番的水平，时间紧、任务重。”

为加快抽水蓄能电站开发建设进度，记者了解到，不少电网侧企业采取了一系列行动，提升电网弹性。例如，国网浙江电力，正着力加快推进全省抽水蓄能开发建设。“我们正在研究探索风光储一体化发展模式，广泛吸引社会资本参与开发，促进新能源+抽水蓄能联合开发，通过市场帮助投资主体获取收益、回收成本，拉动市场积极性。”浙江电力相关负责人表示。

“抽水蓄能工程开发最大的风险是半途而废。例如，论证不充分、开发目标不明，导致系统风险。”中国电建集团总工程师周建平坦言，抽水蓄能建设的难题是，复杂工程地质与水文地质条件、复杂地基处理及建筑结构形式等均会使建设成本超支。

打造良好的产业生态链环境

随着抽水蓄能规划资源约束和电价瓶颈的解决，加上地方政府的支持，目前，各类社会资本积极布局、抢占规划资源，抽水蓄能开发建设热情空前高涨。

中国电建北京院总规划师靳亚东接受记者采访时建议，地方政府主管部门应做好监督工作，避免无序开发和资源浪费。同时，抽水蓄能项目在各省份核准的前置要件有所不同，需加强与各省发改委的沟通，建议国家能源局积极推进《抽水蓄能项目管理实施办法》出台，规范前期设计、项目核准以及运行管理的相关要求，优化审批流程，确保抽水蓄能行业高质量发展。

周建平直言，健康的产业离不开良好的产业链生态环境，相关企业务必认识到，抽水蓄能开发没有捷径，没有暴利，没有超额利润。唯有贯彻落实国家战略，践行责任使命担当，维护市场秩序，才能实现抽水蓄能产业效益和社会效益的最大化。

本报记者 苏南 中国能源报 2022-05-02

国产首台变速抽蓄机组实现旁路运行

本报讯 4月30日14时26分，四川省阿坝州小金县春厂坝变速抽水蓄能示范电站机组与四川电网并网成功，标志着我国自主研发的首台变速抽水蓄能机组实现旁路模式运行。

变速抽水蓄能技术是抽水蓄能发展的重要方向，是最具代表性的国际前沿技术之一，尚属卡脖子环节。变速抽水蓄能机组由国网四川电力牵头，联合国电南瑞、中国水科院、哈尔滨电机厂、中电建水电开发集团、中电建成都院等单位于2018年开始共同研发，四载历练，克服国外技术封锁，历时20余次专家论证和反复试验，研发出具有自主知识产权的全功率变速抽水蓄能机组成套设备，填补了国内空白。

该工程于2021年1月14日正式开工建设，2022年3月31日完成主体工程验收，4月22日召开了启动验收委员会，正式启动联调试验。其间，国网四川电力科研团队面对国际技术封锁、国内无案例可依的现实挑战，坚持理论与电磁暂态分析相结合，大胆提出了快速频率控制与快速功率相结合的多阶段协调控制策略，先后申请发明专利5项，已授权2项。科研团队组织项目组编制了全国首份全功率变速抽水蓄能机组启动5大类、72个小项调试大纲。同时，深度介入机组保护的设计、调试，确定了全功率抽蓄机组保护的25个功能配置，200余项保护定值的整定，发现解决各类二次缺陷20余项，4月30日按期完成全部调试项目并成功实现旁路模式并网发电。

春厂坝变速抽水蓄能示范电站是国网四川电力牵头的国家重点研发计划《分布式光伏与梯级小水电互补联合发电技术研究及应用示范》项目工程，设计机组容量5.1兆瓦，是我国首座自主研发的全功率变速恒频抽水蓄能电站，建成后将与梯级小水电、光伏互补联合发电，成为国际首个梯级水光蓄互补联合发电示范工程，解决梯级小水电和光伏联合供电及送出问题，将为流域水风光多能互补一体化开发和新型电力系统建设提供示范样板，为后续全功率变速抽水蓄能机组的设计、制造、协同控制、调试等规范化、标准化提供参考，也可进一步推广至青海、福建、安徽、西藏、云南和贵州等水电和新能源资源丰富的地区，对建设新型电力系统、打造“双碳”示范样板具有重大意义。

陈刚 中国能源报 2022-05-09

世界首台！应用成功！

记者从三峡集团获悉，5月4日22时，三峡集团所属三峡建工浙江长龙山抽水蓄能电站（以下简称“长龙山电站”）5号机组顺利完成15天考核试运行，正式投产发电。标志着世界首台额定转速600转每分钟、额定容量350兆瓦抽水蓄能机组应用成功。

长龙山电站位于浙江安吉，总装机容量210万千瓦，共设计安装6台350兆瓦抽水蓄能机组，其中5号和6号机组由上海福伊特水电设备有限公司供货，额定转速600转每分钟，是该容量下世界最高额定转速机组，机组设计开发综合难度系数世界第一。记者从三峡集团获悉，5月4日22时，

三峡集团所属三峡建工浙江长龙山抽水蓄能电站（以下简称“长龙山电站”）5号机组顺利完成15天考核试运行，正式投产发电。标志着世界首台额定转速600转每分钟、额定容量350兆瓦抽水蓄能机组应用成功。

长龙山电站位于浙江安吉，总装机容量210万千瓦，共设计安装6台350兆瓦抽水蓄能机组，其中5号和6号机组由上海福伊特水电设备有限公司供货，额定转速600转每分钟，是该容量下世界最高额定转速机组，机组设计开发综合难度系数世界第一。

为保证5号机组长期安全可靠运行，长龙山公司与参建单位紧密配合，全过程严密把控机组设计、制造、安装、调试各环节。3月23日5号机组进入有水调试阶段，历时28天，于4月19日完成70余项启动调试试验项目，进入15天考核试运行期。

试运行期间，5号机组在发电工况、抽水工况稳定运行时，上导、下导、水导振摆数据均小于100微米，优于《水轮发电机组安装技术规范》标准，达到三峡集团精品机组要求。

自2021年6月以来，长龙山电站已经陆续实现5台机组投产发电，电站在运机组积极参与华东电网调峰、填谷、调频、调相等任务，运行安全平稳，累计在电网用电高峰及时出力发电超过13亿千瓦时，在用电低谷抽水填谷耗电约17亿千瓦时。对于进一步提高华东电网调节能力、优化华东地区电源结构、促进新能源发展、助力构建新型电力系统有重要意义。

目前，长龙山电站最后一台机组正在进行静水调试工作，计划于5月15日开始启动试运行工作，预计将于今年6月底实现全面投产。

何亮 崔徐波 科技日报 2022-05-05

我国抽蓄电站关键装备实现国产化

近期，国家重点研发计划项目示范工程、国际首例梯级水光蓄互补联合电站——四川春厂坝变速抽水蓄能示范电站（以下简称“春厂坝抽蓄”）顺利投产，标志着国内首台自主研发变速恒频抽蓄机组实现了全功率运行。

春厂坝抽蓄并网发电，攻克了梯级水光蓄互补电站容量优化配置及接入、稳定控制、联合运行与智能调度等世界性难题，加快了我国抽水蓄能电站国产化进程。

西南适宜探索梯级水光蓄互补

春厂坝抽蓄是国网四川省电力公司（简称“国网四川电力”）牵头申报的国家重点研发计划——“智能电网技术与装备”重点专项“分布式光伏与梯级小水电互补联合发电技术研究及应用示范”项目。

谈及初衷，国网四川电力副总工程师韩晓言告诉记者，我国《电力发展“十三五”规划》中，明确提出“全面推进分布式光伏发电建设，推动多能互补、协同优化的新能源电力综合开发”，水电是我国装机容量最大的可再生能源，是实现多能互补发电的重要纽带。然而，由于规划、管理、技术等方面的原因，我国可再生能源的“弃水弃光弃风”问题突出。

西南地区流域内太阳能资源丰富，为探索利用梯级水电，与光伏进行互补提供了良好的资源条件。国网四川电科院副院长丁理杰直言，利用梯级水电天然的上下库，扩建变速抽水蓄能机组，补偿光伏快速波动，可实现中长期电量互补、短期电力互补、实时控制互补，提高电源侧的水光联合可调度性与送出能力，提升电网侧分布式波动电源接纳能力和安全稳定运行能力，可减少可再生能源弃电，对建设新型电力系统具有重要的价值和意义。

国电南瑞单鹏珠告诉记者，梯级小水电与分布式光伏出力随机性各异，具有非连续和瞬时波动特性，梯级水光蓄互补系统受水库水流滞时、机组运行工况、电力电量和水量平衡等复杂因素影响，系统出力的多时间尺度随机耦合规律难以解析。“通过研制梯级水光蓄联合运行与智能调度系统，在光伏预测技术方面，解决了分布式光伏精细化预测技术难题；在联合运行与智能调度技术方面，解决了多目标多场景下，梯级水光蓄互补电站的实时调节与优化控制难题。”

突破国外技术封锁

春厂坝抽蓄并网发电，标志着我国首座自主研发的全功率变速抽水蓄能电站投运，突破了变速抽水蓄能国外垄断和技术封锁，实现了关键技术国产化，填补了国内技术空白。

记者采访了解到，通过技术引进，国内制造厂已基本掌握了常规定转速机组及电站相关机电设备的各项技术，技术能力自主可控，已基本实现了国产化。但是，变转速抽蓄机组在国内正处于应用起步阶段，国内制造厂尚无应用业绩。通过春厂坝抽蓄，我国研制出具有自主知识产权的变速恒频抽水蓄能成套设备，对实现变转速抽蓄机组在国内的应用及国产化起到了示范作用。

中国电建成都院承担了春厂坝抽蓄电站规划选点、预可研、可研和工程总承包工作，该院机电部副总工陈向东对记者表示，春厂坝抽蓄使我国掌握了梯级水光互补联合发电系统的规划设计、运行控制理论和技术，研制了具有自主知识产权的变速恒频抽水蓄能成套设备，研发了梯级水光蓄互补电站联合运行控制与智能调度系统，完成了世界首例梯级水光蓄互补联合运行发电系统工程示范，满足分布式光伏友好接入需求，解决了梯级小水电和分布式光伏联合供电及送出问题，支撑了能源结构清洁化转型。

变速抽水蓄能机组分为双馈式和全功率式，一般双馈式机组用于中大型机组，全功率式主要用于小型机组。为突破变速抽水蓄能关键技术，国家重点研发计划“智能电网技术与装备”重点专项安排了两个项目进行技术攻关，一个是由南方电网调峰调频发电有限公司承担的“海水抽水蓄能电站前瞻技术研究”项目，研发了10兆瓦双馈式变速抽蓄机组样机；另一个是由国网四川电力牵头的“分布式光伏与梯级小水电互补联合发电技术研究及应用示范”项目，研发了国内首台全功率变速恒频抽水蓄能机组，并在春厂坝电站进行示范应用。

响应新能源快速功率波动需求

春厂坝抽蓄采用全功率变速模式，具有运行效率高、响应速度快、调节范围宽、无功支撑强、抽水功率可调等优点，适合与新能源进行互补联合发电，可补偿新能源百毫秒级快速功率波动。

据中国电建四川小金川水电开发有限公司总经理杨炳全介绍，常规可逆式抽水蓄能机组的调节速度，难以满足水光蓄互补系统中实时控制对秒级快速功率波动的需求。依托国家级科研项目，国网四川电力牵头，联合国电南瑞、中国水科院、哈尔滨电机厂、中国电建成都院、中国电建水电开发集团等单位，通过研发全功率变速恒频可逆式抽水蓄能成套设备，在机组设计方面，解决了宽调节范围与高效稳定等多目标平衡的技术难题；在全功率变流器设计方面，解决了电能变换效率提升、友好并网和无功控制问题；在成套设备协同控制方面，解决了不同水头扬程等多工况下高效稳定运行与功率快速响应协同的技术难题。

“随着成本下降，以全功率变速恒频抽水蓄能机组技术为基础，利用已有的梯级水电天然的上下库和水工系统，对常规梯级水电进行改建扩建，形成混合抽水蓄能电站成为趋势。”国网四川电科院系统技术中心主任陈刚认为，混合抽水蓄能电站作为一种优质的储能资源，建设周期短、投资小，适合与新能源进行互补联合发电，是未来抽水蓄能发展的重要方向之一，可在电源侧广泛应用。

本报记者 苏南 中国能源报 2022-05-16

风能

三大央企联手打造海南首个海上风电产业园

本报讯 记者张金梦报道：4月22日，由中国大唐集团、中国东方电气集团、中国电建集团三大央企联合建设的海南首个海上风电产业园——海南洋浦海上风电产业园项目在海南洋浦开发区正式开工。

据了解，海南洋浦海上风电产业园，是集海上风电机组智能化总装、风电电控系统、叶片生产、风电塔筒生产、单桩生产、海上风电智慧运维等功能于一体的大型海上风电装备制造与服务中心。

项目主要包括海上风电装备制造、出口及示范应用，风电、氢能、海洋牧场、综合能源等高端产业的投资开发。产业园区总投资达 48 亿元，总用地面积 1060 亩。项目建成投产后，预计年产值可达 124 亿元。项目预计于 2023 年 6 月实现首台风机下线，2024 年 6 月实现达产。

此次三大央企联手建设海南首个海上风电产业园，将助力海南打造高端出口型海上风电产业集群，创新推动海洋技术与海洋装备、海洋能源和海洋经济的高质量融合发展，为海南自贸港建设和构建绿色低碳循环发展经济体系贡献力量。

中国大唐集团副总经理刘广迎表示：“我们将借助海南自贸港建设政策、海南儋洋一体化发展和洋浦港口区位优势，依托三大央企在能源领域的产业链、创新链、资金链相互融合的优势，打造国内领先、国际一流的先进装备制造产业园区。”

中国东方电气集团有限公司副总经理张继烈表示：“未来，我们将着力打造海上风电全产业链，提升海上风电竞争力、推动海上风电规模化开发，推动海南儋洋一体化发展进程。”

中国能源报 2022-05-02

港灯拟南丫岛水域建风力发电场 年产 4 亿度电

据香港文汇报报道，为配合香港特区政府订立的净零发电目标，港灯计划在南丫岛西南水域兴建离岸风力发电场，预计每年可生产约 4 亿度电，以每月每户用电量 275 度电计算，可供应 12 万户家庭使用。若计划进展顺利，会在 2024 年招标兴建，2027 年落成营运。

港灯早于 2010 年已就风场项目获发环境许可证，但因离岸风力发电技术近年已有显著进步，原拟采用的发电机设计已过时，故上月初向环境保护署提交“更改环境许可证”申请，容许项目使用更高效能的风力发电技术。相关计划前日获批准，确认相关改动将不会对风场水域内的水质、海洋生态、渔业、运作噪音等构成影响。

港灯 6 日介绍，拟建的离岸风场面积约 600 公顷，位于南丫岛西南海域，距南丫发电厂约 4 公里，总容量约 150 兆瓦。每台风机容量约 8 兆瓦至 12 兆瓦。视乎最终挑选的风机容量，预算兴建 13 台至 19 台机组。风机总高点为海拔 198 米至 271 米。根据选址近年的风力数据，平均风速约每秒 7.1 米，故有足够风资源，风力亦较天文台于横栏岛气象监测站所录得平均风力为高，是发展离岸风场的理想选址。

港灯表示，离岸风场预计每年可生产约 4 亿度零碳电力，占港灯总发电量约 4%，可供应约 12 万个 3 人至 4 人家庭使用，预计每年可减少约 28.4 万吨二氧化碳排放量。风场项目将纳入港灯下一个 5 年（2024 年至 2028 年）发展计划，于明年提交予特区政府审批，获批准后即进行土地勘探和展开招标工作，预计于 2025 年中开始进行地基及风力发电机安装工程，在 2027 年投入商业营运。

港灯指出，项目除可达至减碳目标，日后更可发展为旅游景点，既创造就业机会，也带来经济效益。

中国新闻网 2022-05-07

国外海上风电发展提速：走向更大、更深

海风劲吹，为应对气候变化和实现碳中和带来绿色能源动力。全球风能理事会日前发布报告显示，2021 年全球新增风电装机 93.6GW，累计装机量 837GW，较上一年增长 12%。其中，全球海上风电实现新增并网 21.1GW，创历史最好成绩。根据近期全球海上风电发展趋势，机组单机容量朝着大型化发展。风电机组额定功率向 10MW 级迈进，体量更大，逐梦深海。

大容量发展成必然趋势

近日，一台维斯塔斯 V164-10.0MW 风机在苏格兰 Seagreen 项目完成吊装，这是欧洲海域首次立起 10MW 以上的机型。该项目装机容量 1.1GW，预计于 2023 年投运。

此前的 2020 年 1 月 14 日，全球最大商用海上风电机组 MHI Vestas164-9.5MW 在比利时海域 Northwester2 海上风电场正式发电，这是当时投入大规模商用的最大的风电机组。

2021 年 8 月，中国整机商明阳智能针对国际市场推出全球最大 16MW 海上风电机组，单机容量超过维斯塔斯 V236-15.0MW、西门子歌美飒 14MW-222DD、GE Haliade X 14MW-220。

海上风电机组单机容量朝着大型化发展，叶片长度也向 100 米以上不断迈进。2021 年 2 月，维斯塔斯发布了当时全球最大容量的 V236-15.0MW 风机，其配套的叶片长达 115.5 米，也是当时全球最长的风机叶片。此前较大的叶片分别为西门子歌美飒 14MW 风电机组 108 米叶片；GE 12MW 风电机组 107 米叶片。

目前，欧洲仍是全球海上风能资源利用最充分的地区和海上风电发展全球领跑区域，同时欧洲也是全球海上风电产业和技术的核心地区，在海上风电技术研发和应用方面一直保持领先优势。

除了不断突破纪录的叶片长度和单机容量，海上风电场的选址也逐渐深远海化。

从世界海上风电建设与规划来看，离岸距离大于 100km、水深超过 50m 的深远海域的风能资源更加丰富，德国、英国等欧洲海上风电技术强国已率先布局深远海风电。

国外漂浮式风电机组已经历了从理论分析、模型试验研究、小尺度样机、实尺度样机，进入到小批量生产阶段。2001 年 Equinor 推出了 Hywind 浮式风电机组的概念，挪威石油在挪威沿岸 10km 的挪威北海树立起第一台 2.5MW 的 Hywind 样机，2021 年维斯塔斯推出了 5×V164-9.5MW(MHI Vestas) 样机。

英国拥有世界第一座，也是截至目前唯一一座商用漂浮式海上风电场，即在苏格兰海域由挪威能源公司 Equinor 设计、开发、运营的 HywindScotland。该项目的水深为 95-120 米，安装了 5 台 6 兆瓦漂浮式风电机组，于 2017 年建成投产。

各国装机目标彰显雄心

根据世界风能委员会发布的《全球海上风电报告 2021》，到 2030 年欧洲地区预计装机容量将达到 70.35GW。

欧盟气候政策目标是到 2030 年将海上风电装机总量从当前的 2500 万千瓦增加至 1.1 亿千瓦，而到 2050 年，欧洲海上风电装机总量将在当前基础上增长 25 倍以上。

国家 / 地区	未来装机目标
欧盟	2030 年至 1.1 亿千瓦，2050 年之前实现 400GW
英国	2030 年将达到 40GW
丹麦	2030 年前建成至少 2.4GW
德国	2030 年安装 3000 万千瓦、2035 年安装 4000 万千瓦、2045 年安装 7000 万千瓦
荷兰	2023 年累计装机 450 万千瓦，2030 年达 1150 万千瓦
美国	2030 年部署 30GW
日本	2030 年累计装机 10GW，2040 年至 30-45GW

国家海上风电未来装机目标

截至 2020 年，英国海上风电装机规模约 10.4GW，根据英国政府目前制定的气候目标，到 2030 年英国海上风电装机将达到 40GW。

根据英国近日公布的能源安全战略，英国的目标是本个十年内加速建设海上风电场。该战略旨在令英国摆脱对俄罗斯化石燃料的依赖，推动英国实现能源自给自足，并在长期内降低能源价格。

2021 年底，德国新政府设定了到 2030 年安装 3000 万千瓦海上风电装机容量的目标，同时还承

诺到 2035 年安装 4000 万千瓦、2045 年安装 7000 万千瓦的海上风电装机容量。

意大利 2019 年制定了“国家综合能源和气候计划”，计划到 2030 年底安装风电 18.4GW，其中海上风电 900MW。随着俄乌冲突加剧，意大利内阁承诺释放“数十吉瓦的海上风电”。2022 年 2 月，该国首个海上风电场塔兰托港风电项目首台风机完成吊装，该项目由中国企业明阳智能提供 10 台风电机组。

对于海上风电，荷兰政府制定了非常积极的开发路线图：计划到 2030 年实现 11.5GW 的装机目标，到 2040 年达到 38GW，到 2050 年达到 72GW。

美洲和亚洲也不甘落后。美国政府此前提出，将在 2030 年前新增至少 3000 万千瓦海上风电。而截至 2020 年年底，美国已投运的海上风电装机总量仅为 4.2 万千瓦，这意味着要达成目标，美国海上风电装机需要在短期内增长 700 倍以上。另外，有测算认为，美国如果要达成减碳目标，到 2050 年，仅在东海岸就至少需要 3 亿千瓦的海上风电装机。

日本政府在《基于电力生产企业可再生能源电力供给特别措施法的认定量》中已经明确，2030 年之前要实现海上风电装机 1000 万千瓦，2040 年之前要实现装机 3000 万~4500 万千瓦(含浮式)，《绿色成长战略》中的目标与此相同。

哥伦比亚加勒比海上风能资源非常丰富，哥伦比亚能源部长 Diego Mesa 近日宣布，将于加勒比海地区建造哥伦比亚首个海上风电场，规划容量 350MW。

从立法到资金多方支持

过去 10 年里，海上风电已成为欧洲可再生能源结构的重要组成部分，制定了雄心勃勃的目标规划之外，欧美海上风电大国还在政策和经济上进行了支持。并吸引了巨额投资。

2000 年，德国颁布了《可再生能源法》(Erneuerbare Energien Gesetz, 即 Renewable Energy Sources Act, 简称 EEG)。2008 年 6 月，德国第二次修订 EEG，将海上风电标杆电价进一步上调至 15 欧分/kWh，上调后的电费直接推升了海上风电的投资回报率，至此海上风电在德国开始了爆发性增长。

最近开展的德国海上风电竞标中，已经出现了零补贴、完全执行市场电价的中标项目。这种创新模式下，市场电价日益走高，各方对未来市场电价持乐观态度，在一定程度上可保障开发商的收益。

国外海上风电电价支持政策方面，欧美国家在海上风电规模化发展前已基本完成了电力市场化改革，因此其扶持政策在设计 and 实施过程中都具有与市场化电力体制较好的相容性。这些面向电力市场的海上风电扶持政策与机制在基本形式上与其他可再生电力一致，针对海上风电仅存在细微区别或特殊安排，目前主要有固定上网电价机制 (FiT)、溢价机制 (FiP)、差价合约机制 (CfD) 等几种形式。

2008 年，丹麦政府继续改革风电补贴政策，上网固定电价被溢价补贴取代，海上风电项目仍可享受前 5 万个小时全功率运转时间的固定电价。从丹麦海上风电项目运营的经验来看，5 万个小时全功率运转时间相当于运行 12-15 年，接近典型海上风电场设计寿命的一半左右。这一优惠政策再度促进了丹麦海上风电的高速发展。

丹麦气候、能源和公用事业部表示，丹麦拥有丰富的风力资源，未来几年海上风力发电能力将大规模扩张。近日，丹麦启动了一项 12.5 亿丹麦克朗 (1.61 亿欧元) 的补贴计划支持其 Power-to-X 项目，以实现到 2030 年达到 4~6 GW 的氢电解产能目标。

作为海上风电创新中的领先者之一，荷兰从“2013-2023 能源协议”开始制定详细的海上风电发展计划，并完善了政策与法律支持体系。

荷兰在发展海上风电的过程中，所有项目的环境评估都由政府负责。同时，政府会保证开发商的并网需求得到满足，从而使项目招标流程完全透明化，有效降低了成本和风险。

根据 2015 年颁布并实施的“海上风能法案”，荷兰政府将负责海上风电场址规划、勘测、环评、接入等项目前期工作；荷兰企业局(RVO)作为实施主体，将负责提供最终前端勘探工作，荷兰输电系统运营商 TenneT 将全面负责海上风电场的接入系统研究工作及并网工程建设。总体来说，是通过制

定灵活的法规并为风电场提供高质量的场址数据来降低风电场的投资风险。

日本政府已经制定了《海上风电产业规划(第一次)》，成立了“强化海上风电产业竞争力官民协议会”，组织落实并协调政府与民间企业的合作推进工作，形成了官民一体共同大力推进海上风电产业发展的战略性部署和组织机制。此外，日本通过完善生产链供应链为海上风电发展提供支持。日本钢铁工程控股公司（JFE）已宣布在日本国内生产海上风力发电设备的基础部分，将投资约 400 亿日元于 2022 年 5 月开始建厂，至 2024 年两所工厂将实现投产。东芝等企业也将在横滨市生产海上风电设备驱动装置。

中国能源产业发展网 2022-05-07

“多能互补”打造“海上风电能源圈”

“十四五”时期，我国海洋经济发展路径更加明晰，《“十四五”海洋经济发展规划》明确走依海富国、以海强国、人海和谐、合作共赢的发展道路，推进海洋经济高质量发展，建设中国特色海洋强国；

“着眼未来，将进一步优化海洋经济结构，着力保持海洋经济主要指标在合理区间运行，持续推进海洋经济高质量发展。”国家海洋信息中心副主任崔晓健近日表示。

随着海上风电场规模的日益扩大，海上风电与海洋牧场融合发展、风储系统联合运与风电制氢等新型产业模式尚处于前期探索阶段。多位业内人士建议，聚焦“多能互补”，尝试“海上风电+”新业态，将有助于协同推进生态保护与资源开发。

与储能、制氢等结合成为趋势

海上风电紧邻负荷中心，海上风电逐渐走向深远海，新建输电设施成本较高，而利用现成的天然气管道可以大大降低成本，风力发电的波动性与沿海用能侧对氢能的需求，海上风电与海洋牧场、海上油气、海水淡化，氢能、储能多种能源综合利用融合发展等新型产业模式成为探索的方向。

中国工程院院士、华能集团董事长舒印彪近日建议，结合海上风电基地建设，打造风能、氢能、海水淡化及海洋牧场等集成的海上“能源岛”，协同推进生态保护与资源开发。风电高端装备制造企业明阳智能董事长张传卫也曾表示，提供海洋经济和海洋能源，到能源岛、经济岛的建设、技术和方案的提供，还要提供全生命周期的运营和资产管理，这对新能源企业来说，是个中长期高质量发展的重大支撑。

因地制宜尝试风电和养殖业结合的海洋牧场,风电和氢能等结合的能源岛等跨界融合新业态,利用海上风机的稳固性,将牧场平台、休闲垂钓、海上救助平台、智能化网箱、贝类筏架、海珍品礁、集鱼礁、产卵礁等与风机基础融合。新模式可拉长产业链,实现产业多元化拓展,同时实现对海上资源开发利用和环境保护的统一管理规划。

我国已出现首个“海上风电+海洋牧场”示范区的创新实践。1 月 19 日，明阳集团广东阳江沙扒深海渔业养殖实验区完成首次收鱼，开创了世界深远海抗台风养殖的先河。阳江沙扒试验网箱装备由明阳集团自主研发设计，最大可抵御 18 级台风，是我国在深远海渔业养殖装备自主设计研发上取得的重大突破。

海洋能源综合开发尚缺乏统一规划

全国政协委员、中国海洋石油集团有限公司中海油服深圳分公司总经理郝振山表示，目前，我国海洋能源综合开发尚缺乏统一规划。海洋油气、海上风电目前被作为独立资源开发。同时，海洋能源综合利用属于新的开发模式，世界各国都还处于起步和示范阶段，在项目立项、消纳机制、税收减免、资源配置等方面都亟须配套政策支持。

海南省政协副主席侯茂丰近日指出，由于海上风电发电波动性大，风电发展与电力系统安全运行的矛盾逐步显现，日益严重的风电消纳问题越发突出。如海上风电-氢能一体化开发在资源-发电-用电-制氢全产业链环节尚没有系统的统筹规划和政策支持；在碳达峰和碳中和目标的指引下，氢能的

发展虽然进入了快车道，但仍然受到运输规模小、成本高的制约。

海洋能源综合开发尚处于前期探索阶段，仍存在商业模式不成熟等挑战。比如，海上风电要面对如何与储能项目协调发展的问题。储能项目盈利模式单一，价值回报空间有限，依托峰谷价差收益不仅无法弥补项目投资。海上风电制氢方面，目前世界上鲜有海上氢气管道和改造利用旧有油气管道的先例，及海上制氢的先例。我国目前没有针对海上平台制氢并通过管道或船舶将氢气运输上岸的研究及示范项目，且国内海底天然气管道不普及，海上设备比陆上设备具有更高的安装、运行和维护成本。

“海上风电+”新业态促进多产业共同发展

针对日益严重的风电消纳问题，侯茂丰建议尽快开展我国海上风电-氢能一体化发展规划，建立健全海上风电-氢能管理体系，出台适用于海上风电-氢能一体化开发的管理办法；尽早部署相关技术装备研发，积极探索天然气管网氢气输送系统解决方案，突破输送瓶颈；依托海南自由贸易港政策优势，发挥中海油深远海海洋工程技术优势，在近海风电就近入网，深远海依托现有的石油平台、石油管道，与国内具备海上制氢能力的企业以及国际知名新能源公司合作，共同开发海上风电制氢项目，开发利用环岛海域风能资源，打造地区海上风电与氢能产业链；支持油气企业战略转型，实现氢能的可持续发展。

郝振山建议，统筹海洋功能区划，将海上风电和海洋油气区块纳入国家统一规划。未来还可结合海洋能、海上风电制氢和海洋牧场等领域，实现海洋资源综合利用与融合发展。“十四五”期间，借鉴海洋油气工程技术和经验，发展海上安装运维装备，从设计、制造、安装、运维等方面全面提升海洋产业链水平，促进产业链协同发展。

业内人士建议，布局海上风电与制氢、海洋牧场和储能等融合应用，促进多产业共同发展。根据区域海上风电大基地规模，与周边氢能、海水淡化、海洋牧场和储能等能源资源或形式进行探索整合，因地制宜，试点开展资源集成型、环境友好型的“海上能源岛”工程，做好配套技术、风险防控、监测预警和应急管理关键体系建设，为附近沿海地区提供“蓝色”的电、氢、淡水资源，打造“海上风电生态圈”，逐步构建“海洋粮仓+蓝色能源”的海洋综合能源开发模式，形成多产业互联互通、融合发展的新格局。

中国能源产业发展网 2022-05-07

政策技术齐发力，海上风电“十四五”走向平价

4月16日，山东能源集团渤中A场址50万千瓦首批平价海上风电项目暨东营海上风电装备产业园集中开工活动在东营举行。据了解，这是山东首批平价海上风电项目。

中国可再生能源学会风能专业委员会秘书长秦海岩近日表示，风电产业已经具备在落实双碳目标中“担当大任”的条件。可以预计未来3—5年，相同风电场的发电量会增加3倍左右，度电成本可以再降一半。我国风电将在“十四五”期间全面走向平价上网。

有望在未来3年内实现平价上网

当下我国海上风电发展尚处于起步阶段，抢装带来工程成本上升、升压站由开发企业自建、海上风电发展时间较短等因素都导致还海上风电开发成本高于陆上。

经历2020—2021年抢装过后，一段时间内国内海上风电项目的开发进度也将趋缓。但业内认为，在碳达峰、碳中和目标下，2022年开始我国海上风电单位造价将进入快速下降阶段。

秦海岩介绍，我国风电尚不具备全面平价上网的条件。目前大部分地区的新建风电项目可以实现平价上网。同期，我国海上风电度电成本的降幅接近53%，有望在未来3年内实现平价上网。

他分析，未来，我国风电经济性提升的空间依然很大。风电度电成本的下降最主要的贡献来自发电能力和效率的提升，而不仅是造价的下降。依托于先进控制技术和材料科学的进步，即使在风电场单位千瓦造价下降不多的情况下，度电成本也可以下降到原来的50%。最新叶片的风轮直径已

经突破 200 米，可以预计未来 3—5 年，相同风电场的发电量会再增加 3 倍左右，度电成本可以再降一半。

政策从“国补”到“省补”助力海上风电“加速跑”

2022 年起，中央财政将不再给予海上风电补贴，为了保持产业可持续发展，地方政府接力海上风电电价补贴成为一条可行的路径。目前，已有广东、山东、浙江明确了海上风电“省补”政策，将助推海上风电有序走向平价上网。

据山东省能源局新能源和可再生能源处负责人介绍，今年以来，聚焦促进海上风电高质量发展，山东推出满满“政策红包”，送上暖心“真金白银”。对 2022—2024 年建成并网的“十四五”海上风电项目，分别按照每千瓦 800 元、500 元、300 元的标准给予补贴，补贴规模分别不超过 200 万千瓦、340 万千瓦、160 万千瓦；2023 年底前建成并网的海上风电项目，免于配建或租赁储能设施；允许发电企业投资建设配套送出工程，由电网企业依法依规回购等，推动山东半岛千万千瓦级海上风电基地“加速跑”。

业内专家指出，地方电价补贴的投入不仅能够带动开发商投资海上风电项目的积极性，保证地方海上风电的快速发展，促进经济发展，同时还可以优化能源结构，创造出环境效益，符合国家的发展要求。

我国各地新能源特别是北方地区新能源近年来多出现限电情况，同时出现保障性小时数不断下降、交易电量不断上升的情况。风电产业主流企业建议，考虑到海上风电仍处于不能平价的政策扶持期，且海上风电电量较为稳定，建议给予海上风电不限电的政策，并由电网公司提供长期全额的购电合同。此外，我国电力交易市场快速发展，电量参与市场交易，同时缴纳调峰辅助服务费和细则考核等费用，促使新能源实际电价下降。建议允许上网电价上浮或建议按基准电价收购。

实行配额制下的绿色电力证书交易也是缓解海上风电降本的建议之一。业内专家建议，借鉴英国实施配额制的经验，即每兆瓦时海上风电取得的可再生能源义务证书大大高于其他可再生能源种类，使企业在证书市场交易中获得更多补偿，解决补贴资金缺口，再逐步退坡。

陆上风电大基地化开发模式对推动陆上风电平价有着重要作用。在海上风电项目上，为有效降低开发成本，缩短建设周期，不少业内专家建议科学组织集中连片开发，按照“统一规划、统一前期、统一送出、统一运维”的模式共建共用陆上集控中心、运营维护基地、送出工程等公用基础设施，节约、集约使用海域和岸线资源，从而降低海上风电工程总体造价。

技术创新与产业链协同是降本关键

我国海上风电实现了从小到大、从弱到强、从发展缓慢到跨越式发展的重大突破。2021 年，中国海上风电装机规模跃居世界第一，形成了完整的具有领先水平和全球竞争力的风电产业链与供应链。这一切都离不开技术创新的驱动力。

首先从前期设计上，海上风电建设环境特殊，复杂的海床环境和多变的气候条件，使得海上风电需要严格的基础设施和精细的资源勘察进行支撑。前期投资需对海域资源进行全方位评估，提升机组可靠性和抗风险能力，以确保前期投资的转利能力十分必要。

据了解，提高对海域风资源的评估水平方面，国内风电整机商明阳智能正在研发海上风电的水文气象数据库平台，可以预警海上风资源，并为开发海上风资源提供支撑，将于 2022 年全面上线。

海上风电提质、降本，更需要开展大量的装备技术创新。从目前看，无论是国家层面，还是行业头部企业，均加大了对原创技术的研究投入。此前，国家能源局、科技部联合印发《“十四五”能源领域科技创新规划》，将“先进可再生能源发电及综合利用技术”列为重点任务，并提出开展新型高效低成本风电技术研究、开发 15 兆瓦及以上海上风电机组、研发远海深水区域漂浮式风电机组等。

在装备技术创新上，我国制造企业积极行动，例如我国海上大容量机组不断推陈出新，已处于国际领先水平，以明阳智能为代表的国内整机商已经将单机容量推至 16MW。当前，我国海上风电机组主要部件基本实现国产化，达到 90% 以上。此外，国内企业自主研发的新型传感技术、高塔筒长叶片技术、数字化技术等都不断涌现，2010—2020 年，我国海上风电度电成本的降幅接近 53%。

在运维方面，基于智慧化风机，以及智慧风电场整体解决方案，我国海上风电智慧运维水平不断提升。以海上风电装备龙头企业明阳智能为例，该公司运用数字化及智能化平台，执行集中运维、智慧管理、无人值守风电场建设，可实现对风场全过程智能化透明化管理，提升管理效能，降低运维成本。

为实现对海上资源开发利用和环境保护的统一管理规划，拉长产业链，实现产业多元化拓展，海上风电与海洋牧场、海上油气、海水淡化，氢能、储能多种能源综合利用融合发展等新型产业模式成为探索的方向。今年初，明阳智能广东阳江沙扒深海渔业养殖实验区完成首次收鱼，开创了世界深远海抗台风养殖的先河，探索出了一条“海上风电+海洋牧场”可复制、可推广的海洋经济高质量发展模式。同时，明阳智能还在积极创新推动海洋能源和海洋经济融合发展，用新技术、新装备和新模式为中国打造海洋强国提供助力。

要想实现海上风电平价，除了风机自身持续的研发投入，还需要整个产业链协同，形成合力。事实上，全产业链协同降本几乎成为行业共识和上、中游产业链的共同诉求。

例如，山东省乳山市推动海上风电“链式发展”，以海上风电产业作为招商引资主攻方向，今年一季度，举办了多场专题招商推介会，依托明阳智能等龙头企业，还成功招引 6 家核心零部件配套项目。

业内普遍认为，海上风电产业链的集中度和协同度是影响行业成本的重要因素，平价压力之下，开发商、整机商、设计院、零部件商、施工单位等各方亟需共抓产业链，贯通上下游，共同推动平价。

环球网能源频道 2022-05-07

《风电场利用率监测统计管理办法》来了！

5月9日，为进一步规范完善风电场受限电量和利用率监测统计工作，促进风电消纳和风电行业高质量发展，国家能源局网站发布《风电场利用率监测统计管理办法》的通知。

通知指出，风电场每日受限电量按如下公式计算：

受限电量=受限时段风电场可用机组可发电量-受限时段风电场实发电量

其中，风电场可用机组可发电量指风电场内除受场内设备故障、缺陷或检修等因素影响风电机组外，剩余可用风电机组在所处自然条件和设备状态下（不考虑电力系统运行因素影响），在相应时间内理论上可发出的电量。

系统原因受限电量=受限电量-特殊原因受限电量

其中，系统原因受限电量是指风电场受电力系统用电负荷及调峰能力、网架约束、安全稳定运行等因素影响可发而未能发出的电量。

原文如下

国家能源局关于印发《风电场利用率监测统计管理办法》的通知

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）和新疆生产建设兵团发展改革委，各派出机构，国家电网、南方电网，中国华能、中国大唐、中国华电、国家电投、中国三峡集团、国家能源集团、中核集团、中广核，内蒙古电力（集团）有限公司，水电水利规划设计总院、电力规划设计总院、风能专委会：

为进一步规范完善风电场受限电量和利用率监测统计工作，促进风电消纳和风电行业高质量发展，我们组织制定了《风电场利用率监测统计管理办法》，现印送你们，请遵照执行。

国家能源局 2022年4月26日

附件：

风电场利用率监测统计管理办法

第一条 为进一步规范完善风电场受限电量和利用率的监测统计工作，促进风电消纳和风电行业

高质量发展，制定本办法。

第二条 本办法适用于全国各级电网企业及并网风电场。

第三条 本办法中风电场受限电量是指排除场内设备故障、缺陷或检修等自身原因影响后，风电场可发而未发出的电量。

第四条 风电企业应在风电场开发建设、运行等方面，电网企业应在电网规划建设和调度运行管理等方面，分别落实有效措施，共同促进风电消纳。风电场出力受限时，风电企业和电网企业应相互配合做好受限电量统计工作。

第五条 风电场每日受限电量按如下公式计算：

受限电量=受限时段风电场可用机组可发电量—受限时段风电场实发电量

其中，风电场可用机组可发电量指风电场内除受场内设备故障、缺陷或检修等因素影响风电机组外，剩余可用风电机组在所处自然条件和设备状态下（不考虑电力系统运行因素影响），在相应时间内理论上可发出的电量。

系统原因受限电量=受限电量—特殊原因受限电量

其中，系统原因受限电量是指风电场受电力系统用电负荷及调峰能力、网架约束、安全稳定运行等因素影响可发而未能发出的电量。

特殊原因受限电量包括以下情况：

（一）因台风、地震、洪水、覆冰、泥石流等不可抗因素导致的风电场出力受限；

（二）风电场处于并网调试阶段或自动发电控制系统（AGC）测试阶段、风电场以临时方案接入系统时输送功率超过输变电设备送电极限、风电场出力超出场站并网调度协议载明的装机容量等情况下造成的出力受限；

（三）风电场由于并网技术条件不满足相关标准要求，或违反并网管理要求等原因进行整改造成的出力受限；

（四）由于风电场送出输变电设备正常计划检修造成的出力受限；

（五）市场化方式并网风电场因未落实并网条件导致的出力受限；

（六）风电场因市场化交易决策不当导致的出力受限；

（七）因风电场外重大工程施工、重大社会活动、执行特殊保电任务导致的出力受限。

多种特殊原因同时产生受限电量时，统计时按照主要原因归纳为上述某一类情况。

第六条 风电受限电量计算方法主要采用机舱风速法，各地区风电场根据设备条件差异也可结合实际采用样板机法、测风塔外推法等其他经过验证的计算方法；具体可由风电企业与所属电网调度机构协商确定。

机舱风速法是指基于风电机组实际风速-功率曲线，通过实测的机舱风速得出风机理论发电功率，进而计算风电场受限电量的方法。样板机法是指根据风电场风机地理位置和地势分布，在选定一定数量“样板机”（一般不超过风电场全部风机数量的10%，“样板机”不限电）基础上，通过“样板机”电量推算得出限电风机理论发电功率，进而计算受限电量的方法。测风塔外推法是在测风塔优化选址基础上，根据风电场所处区域的地形、地貌，采用微观气象学、计算流体力学理论，将测风塔风速、风向推算至风电场每台风机轮毂高度处的风速、风向，并通过风速-功率曲线得出风机理论发电功率，进而计算受限电量的方法。

第七条 风电场受限时段以电力调度机构下达限电指令和解除限电指令时间为准，或以调度自动化系统自动控制时段为准。电力调度机构和风电场均应准确记录限电时间、出力限值和原因。

第八条 风电场定期向电力调度机构提供风电场受限电量计算所需的基础数据和满足质量、精度要求的实时运行数据。电力调度机构定期对风电场所提供数据的准确性、合理性进行校核。电力调度机构和风电场定期在风电场出力不受限时段（不少于6小时）对所采用计算方法的准确性进行测试，偏差较大时应及时调整相关方法策略。

第九条 风电场利用率和地区风电利用率区分两种情况按如下公式计算：

(一) 考虑全部原因受限电量情况

风电场利用率=风电场实际发电量/风电场可用机组可发电量地区风电利用率= $\frac{\sum \text{风电场实际发电量}}{\sum \text{风电场可用机组可发电量}}$

(二) 仅考虑系统原因受限电量情况

风电场利用率=(风电场可用机组可发电量-系统原因受限电量)/风电场可用机组可发电量地区风电利用率= $\frac{\sum (\text{风电场可用机组可发电量}-\text{系统原因受限电量})}{\sum \text{风电场可用机组可发电量}}$

第十条 风电场发电数据报送以单个风电场为单元。各风电场于每月 5 日前将风电场上月月度发电信息表(附件 1)报送至相应电力调度机构,同时在国家可再生能源信息管理平台 and 全国新能源电力消纳监测预警平台填报。

第十一条 省级电网企业对其调度机构调度范围内风电场每月报送数据进行汇总、整理、分析和校核,在每月 15 日前向国家能源局当地派出机构报送各省(区、市)风电场月度发电信息报表(附件 2),同时在国家可再生能源信息管理平台 and 全国新能源电力消纳监测预警平台填报,并向其调度机构调度范围内各风电场披露。

第十二条 风电场如对省级电网企业每月披露结果存在异议,可及时联系相应电力调度机构进行校验修正,并向电力调度机构提供相关依据;对校验修正结果仍有异议的,可申请国家能源局当地派出机构督促进一步校核。

第十三条 国家能源局派出机构对风电企业、电网企业执行本办法的相关情况开展监督检查,并依照有关法规对违规行为予以处理。

第十四条 相关单位应严格按照本办法计算风电场消纳情况,如实完整报送统计数据,未按要求报送、弄虚作假、谎报、瞒报的,由国家能源局派出机构按照《电力监管条例》有关规定进行处理。

第十五条 国家能源局组织全国新能源消纳监测预警中心按月监测、按季评估,滚动公布各省级区域风电场消纳情况。

第十六条 风电场消纳情况发布需遵循国家相关法律法规和保密规定。

第十七条 国家能源局派出机构可依据本办法制定当地实施细则。

第十八条 本办法由国家能源局负责解释,自发布之日起施行,有效期暂定为 5 年,原《风电场弃风量计算方法(试行)》(办输电〔2012〕154 号)同时废止。

中国能源网 2022-05-09

江苏电科院攻关风机控制关键技术 提升海上风电友好并网能力

5 月 6 日,国网江苏省电力有限公司电力科学研究院将海上风机变速-变桨协调控制技术方案应用在江苏省海上风电工程研究中心 1.6 万千瓦风机试验台上,进行全过程模拟测试,经验证各项控制性能达到预期指标。这意味着该项控制技术在实现 0.8 万千瓦级海上风机工程应用的基础上,向针对超大容量海上风机的应用迈出坚实一步。

随着江苏省海上风电并网容量逐年增加,传统的海上风电最大功率追踪控制方式已不能适应电网安全运行需求。江苏电科院创新提出海上风机变速-变桨协调控制技术方案,大幅降低了风机的机械动作强度,提升了风机控制性能。目前,该技术已应用于风机生产制造,满足了电网对海上风电的一次调频性能要求,助力海上风电更友好并网。

针对海上风机特点展开控制技术攻关

江苏沿海风能资源丰富,目前海上风电装机容量已近 1200 万千瓦。海上风电沿海岸线呈片状分布,临近负荷中心,与电网紧密耦合。随着装机规模的快速增加,“靠天吃饭”的海上风电对电网的影响也越来越大。

2019 年 8 月,超强台风“利奇马”登陆江苏,台风离境时风电出力下降速度达每分钟 15 万千瓦,

沿海风电出力的剧烈波动给盐城、南通等沿海地区电网调频、调峰带来严峻考验。

“过去，电力系统中的发电机主要是火电机组，频率控制能力很强。而海上风力发电受风能资源限制，发电出力随机性强、波动性大，不像火电机组能在用电负荷大幅增加的情况下快速调节自身发电出力。”江苏电科院海上风电攻关团队核心成员李群介绍，近年来，江苏海上风电等新能源装机容量占比快速增加，仅靠火电机组调频无法满足系统调频需求。海上风电机组也需要实现发电出力可控制，具备类似火电机组的调频能力。

“常态化控制海上风电发电出力会触发风机叶片、轴承等部件频繁动作，对风机的机械强度要求很高，容易导致风机疲劳损伤。”李群说，其实从 2008 年起，攻关团队已开始对陆上风机出力控制进行研究，并且积累了一定的技术和经验。但当团队尝试把陆上风机的控制方法用于海上风机时，发现两者有巨大差异。“和陆上风机相比，海上风电机组容量大、扫风面积大，面临的风况更加复杂，会导致风机载荷增大、应力更不均衡，造成的风机疲劳损伤也更严重。”

常规风电场有功控制无法满足海上风机高可靠运行要求，难以保证海上风电场持续、准确地响应电网调频需求。2015 年起，李群带领团队开始对海上风电机组控制技术展开攻关。

创新思路提出变速-变桨协调控制技术

为了解实际需求，攻关团队多次调研盐城、南通的海上风电场，并与风机制造企业技术人员深入交流，了解海上高湿、高盐碱的环境对海上风机机械部分的影响以及海上风机在运行中易出现的问题，掌握风机叶片载荷波动与轮毂载荷的量化关系。

面对快速变化的海上风速，海上风机需要频繁地调节桨距角，改变叶片的迎风角度，以调整发电出力、准确响应电网的调频需求。这就给叶片、叶片轴承和变桨执行机构带来了疲劳损伤问题。攻关团队试图通过加固轮毂、变桨执行机构等硬件，使风机能够承受频繁的控制动作。在不断论证的过程中，攻关团队认识到，对于离岸较远的海上风电场，硬件升级改造的成本高、实施难度大。

既然硬件的改造难以实施，那么能不能从软件入手，通过改变海上风机的调频控制代码来减少变桨执行机构的频繁动作？沿着这一思路，攻关团队着手设计风机调频策略。一开始，团队成员受限于风机传统控制方法框架，也就是变速、变桨独立调节，设计出来的调频策略改善效果并不明显。经过反复的优化和迭代过程，团队改变了“变速不变桨、变桨不变速”的传统风机控制设计思路，提出变速-变桨协调控制技术，攻克了常态化调频控制造成的风机疲劳损伤难题。

2020 年 3 月 19 日，攻关团队开展海上风电调频控制方法可行性验证。“请检查风机出口三相电压、频率是不是已在预设范围内。”“再检查下负荷扰动模拟指令有没有问题。”……确认各项工作准备就绪后，李群按下了实验风机启动按钮。

“负荷突增 10%以后，风机变桨机构每分钟累计调节桨距角 8.8 度！”李群高声说。而在同样的负荷增加 10%的情况下，仅靠变桨控制方法达到同样的调整出力效果，变桨机构每分钟累计调节桨距角 16.1 度——攻关团队提出的变速-变桨协调控制技术大幅降低风机的机械动作强度，提升了风机控制性能。经比对测算，该技术可将风机机械部分的动作幅度平均降低 45%。

产学研合作推动成果转化

江苏电科院依托该院与金风科技、南京理工大学等联合成立的江苏省海上风电工程研究中心，以产学研合作方式推动变速-变桨协调控制技术应用于海上风机。经过样机研制、全工况模拟测试、型式试验检测等一系列开发流程，2020 年年底，应用变速-变桨协调控制技术海上风机实现定型与量产。

2021 年 12 月 5 日，我国目前离岸最远的海上风电项目——江苏大丰 H8-2 海上风电项目首批机组并网发电。“该项目容量最大的 19 台风机就采用了变速-变桨控制技术。目前所有风机运行良好，说明该项控制技术能够适应中远海复杂运行环境。”李群介绍，“目前我们工程研究中心正联合研制应用变速-变桨协调控制技术的容量更大的海上风机，这一技术的效果将更加凸显。”

在 2020 年 12 月 29 日召开的千万千瓦级海上风电友好并网关键技术及装备成果鉴定会上，由中国电机工程学会组织、以中国工程院院士为组长的鉴定组表示，江苏电科院提出的变速-变桨协调控

制技术方案，满足了电网对海上风电一次调频性能的要求，技术达到国际领先水平。

目前，应用了变速-变桨协调控制技术海上风机已在我国东南沿海多个风电场获得应用，累计装机容量已超 400 万千瓦。

章岑 汪成根 胡昊明 财联社 2022-05-10

氢能、燃料电池

皖能氢能综合利用发电示范项目取得关键进展

本报讯 4 月 27 日，由合肥综合性国家科学中心能源研究院与安徽省能源集团合作研制、国内首创的 8.3 兆瓦纯氨燃烧器，在皖能股份公司所属铜陵发电公司 30 万千瓦煤电机组上一次点火成功并稳定运行，这标志着氢能综合利用发电示范项目取得了关键进展。

氢能综合利用发电研究示范项目于 2021 年立项，技术路径是“绿电→电解水制氢→合成氨→氨运输→火电厂掺氨燃烧”，主要是通过试验逐步提高火电掺氨燃烧比例，达到有效降低燃煤发电二氧化碳排放和能耗总量的目标，为火电机组“三改”联动提供关键技术支撑，带动火电节能降碳。

去年 9 月，合肥综合性国家科学中心能源研究院与安徽省皖能股份有限公司联合成立“安徽省能源协同创新中心”，共同组织氢能综合利用发电项目的实施，选择在铜陵公司 30 万千瓦火电机组开展试验。本次掺氨燃烧试验完成了燃烧器设计及制造、试验方案编制、设备及管道布设、控制逻辑组态等各项工作，试验一次成功，在线连续监测燃烧稳定。

汪芳 陈秋远 中国能源报 2022-05-02

氢能，现代能源体系新密码

氢能是一种来源丰富、绿色低碳、应用广泛的二次能源，能帮助可再生能源大规模消纳，实现电网大规模调峰和跨季节、跨地域储能，加速推进工业、建筑、交通等领域的低碳化。我国具有良好的制氢基础与大规模的应用市场，发展氢能优势显著。加快氢能产业发展是助力我国实现碳达峰碳中和目标的重要路径。日前，国家发展改革委、国家能源局联合印发了《氢能产业发展中长期规划（2021—2035 年）》。氢能的开发与利用正在引发一场深刻的能源革命，氢能成为破解能源危机，构建清洁低碳、安全高效现代能源体系的新密码。

能源危机开启了氢能开发和利用的探索之路

氢能作为一种替代能源进入人们的视野还要追溯到 20 世纪 70 年代。其时，中东战争引发了全球的石油危机，美国为了摆脱对进口石油的依赖，首次提出“氢经济”概念，认为未来氢气能够取代石油成为支撑全球交通的主要能源。1960 年至 2000 年，作为氢能利用重要工具的燃料电池获得飞速发展，在航天航空、发电以及交通领域的应用实践充分证明了氢能作为二次能源的可行性。氢能产业在 2010 年前后进入低潮期。但 2014 年丰田公司“未来”燃料电池汽车的发布引发了又一次氢能热潮。随后，多国先后发布了氢能发展战略路线，主要围绕发电及交通领域推动氢能及燃料电池产业发展；欧盟于 2020 年发布了《欧盟氢能战略》，旨在推动氢能在工业、交通、发电等全领域应用；2020 年美国发布《氢能计划发展规划》，制定多项关键技术经济指标，期望成为氢能产业链中的市场领导者。至此，占全球经济总量 75% 的国家均已推出氢能发展政策，积极推动氢能发展。

我国氢能产业和发达国家相比仍处于发展初级阶段。近年来，我国对氢能行业的重视不断提高。2019 年 3 月，氢能首次被写入《政府工作报告》，在公共领域加快充电、加氢等设施建设；2020 年 4 月，《中华人民共和国能源法（征求意见稿）》拟将氢能列入能源范畴；2020 年 9 月，财政部、工业和信息化部等五部门联合开展燃料电池汽车示范应用，对符合条件的城市群开展燃料电池汽车关

键核心技术产业化攻关和示范应用给予奖励；2021年10月，中共中央、国务院印发《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》，统筹推进氢能“制—储—输—用”全链条发展；2022年3月，国家发展和改革委员会发布《氢能产业发展中长期规划（2021—2035年）》，氢能被确定为未来国家能源体系的重要组成部分和用能终端实现绿色低碳转型的重要载体，氢能产业被确定为战略性新兴产业和未来产业重点发展方向。

近年来，我国氢能产业发展迅速，基本涵盖了氢气制—储—输—用全链条。

氢能产业链的上游为制氢，我国是世界第一产氢大国，氢气产能约3300万吨。根据制取过程的碳排放强度，氢被分为“灰氢”“蓝氢”和“绿氢”。灰氢是指通过化石燃料燃烧产生的氢气，在生产过程中会有大量二氧化碳排放；蓝氢是在灰氢的基础上，应用碳捕集和封存技术，实现低碳制氢；绿氢是通过太阳能、风力等可再生能源发电进行电解水制氢，在制氢过程中没有碳排放。目前，我国氢气制取以煤制氢方式为主，占比约80%。未来，随着可再生能源发电成本持续降低，绿氢占比将逐年上升，预计2050年将达到70%。

氢能产业链的中游是氢储运，高压气态储运技术已商业化，是最为广泛的氢能储运方式。长管拖车运输灵活性高，适用于短距离、小体量输氢；液氢存储和固态储氢无需压力容器，运输便捷，是未来实现大规模氢能储运的方向。

氢能产业链下游为氢的综合应用，氢气作为一种工业原料可广泛应用于石油、化工、冶金、电子、医疗等领域，此外，氢气还可通过氢燃料电池或氢内燃机转化为电能和热能，可覆盖社会生产生活的方方面面。到2060年，我国氢能需求预计达1.3亿吨，其中工业需求占主导地位，占比约60%，交通运输领域将逐年扩大规模达到31%。

氢能的开发与利用正在引发一场深刻的能源革命

氢能在交通、工业、建筑和电力等诸多领域均有广阔应用前景。

在交通领域，公路长途运输、铁路、航空及航运将氢能视为减少碳排放的重要燃料之一。现阶段我国主要以氢燃料电池客车和重卡为主，数量超过6000辆。在相应配套基础设施方面，我国已累计建成加氢站超过250座，约占全球数量的40%，居世界第一。根据北京冬奥组委公布的数据，本届冬奥会示范运行超1000辆氢燃料电池汽车，并配备30余个加氢站，是全球最大规模的一次燃料电池汽车示范应用。

目前我国氢能应用占比最大的领域是工业领域。氢能除了具有能源燃料属性外，还是重要的工业原料。氢气可代替焦炭和天然气作为还原剂，可以消除炼铁和炼钢过程中的绝大部分碳排放。利用可再生能源电力电解水制氢，然后合成氨、甲醇等化工产品，有利于化工领域大幅度降碳减排。

氢能与建筑融合，是近年兴起的一种绿色建筑新理念。建筑领域需要消耗大量的电能和热能，已与交通领域、工业领域并列为我国三大“耗能大户”。利用氢燃料电池纯发电效率仅约为50%，而通过热电联产方式的综合效率可达85%——氢燃料电池在为建筑发电的同时，余热可回收用于供暖和热水。在氢气运输至建筑终端方面，可借助较为完善的家庭天然气管网，以小于20%的比例将氢气掺入天然气，并运输至千家万户。据估计，2050年全球10%的建筑供热和8%的建筑供能将由氢气提供，每年可减排7亿吨二氧化碳。

在电力领域，因可再生能源具有不稳定性，通过电—氢—电的转化方式，氢能可成为一种新型的储能形式。在用电低谷期，利用富余的可再生能源电力电解水制取氢气，并以高压气态、低温液态、有机液态或固态材料等形式储存下来；在用电高峰期，再将储存的氢通过燃料电池或氢气透平装置进行发电，并入公共电网。而氢储能的存储规模更大，可达百万千瓦级，存储时间更长，可根据太阳能、风能、水资源等产出差异实现季节性存储。2019年8月，我国首个兆瓦级氢储能项目在安徽六安落地，并于2022年成功实现并网发电。

同时，电氢耦合，也将在我国构建现代能源体系中发挥重要作用。

从清洁低碳角度看，大规模电气化是我国多个领域实现降碳的有力抓手，例如交通领域的电动汽车替代燃油汽车，建筑领域的电采暖取代传统锅炉采暖等。然而，仍有部分行业是难以通过直接

电气化实现降碳的，最为困难的行业包括钢铁、化工、公路运输、航运和航空等。氢能具有能源燃料和工业原料双重属性，可以在上述难以深度脱碳的领域发挥重要作用。

从安全高效角度看，首先，氢能可以促进更高份额的可再生能源发展，有效减少我国对油气的进口依存度；其次，氢能可以进行化学储能和运输，实现能源的时空转移，促进我国能源供应和消费的区域平衡；此外，随着可再生能源电力成本的降低，绿色电能和绿色氢能的经济性将得到提升，被大众广泛接纳和使用；氢能与电能作为能源枢纽，更容易耦合热能、冷能、燃料等多种能源，共同建立互联互通的现代能源网络，形成极具韧性的能源供应体系，提高能源供应体系的效率、经济性和安全性。

我国氢能产业发展依然面临挑战

低成本低排放绿氢制取是氢能产业面临的重要挑战之一。在不新增碳排放的前提下，解决氢的来源问题是氢能产业发展的前提。化石能源制氢和工业副产制氢工艺成熟、成本较低，短期仍将是主要氢源。但化石能源储量有限，且制氢过程仍存在碳排放问题；工业副产制氢产量有限且供应辐射路程短。

长远来看，电解水制氢易与可再生能源结合，规模潜力更大，更加清洁可持续，是最有潜力的绿氢供应方式。目前我国碱性电解技术已与国际水平相接近，是目前商用电解领域的主流技术，但未来降本空间有限。质子交换膜电解水制氢目前成本较高，关键装置的国产化程度正在逐年提升。固体氧化物电解在国际接近商业化，但国内仍处于追赶阶段。

我国氢能产业链供应体系尚不完备，距离大规模商业化应用还有差距。我国已建成加氢站 200 余座，且以 35MPa 气态加氢站为主，储氢量更大的 70MPa 高压气态加氢站占比小。液氢加氢站、制氢加氢一体站的建设和运营经验不足。现阶段氢的运输主要以高压气态长管拖车运输为主，管道运输仍为短板弱项。目前共有氢气管道里程约 400 公里，在用管道仅 100 公里左右。管道运输还面临管材易发生氢脆现象造成氢气逃逸，未来仍需进一步提升管道材料的化学性能和力学性能。液态储氢技术和金属氢化物储氢技术等取得了较大进步，但储氢密度、安全性和成本之间的平衡关系尚未解决，离大规模商业化应用还有一定差距。

专门政策体系和多部门多领域协调合作机制尚不完善。《氢能产业发展中长期规划（2021—2035 年）》是首个国家层面的氢能发展规划，但专项规划以及政策体系仍需完善，未来需要进一步明确产业发展方向、目标和重点。氢能产业链涉及多种技术和行业领域，目前还存在跨领域协作不足，跨部门协调机制不够完善等问题。比如，加氢站建设需要资金、技术、基建以及危化品管制等多部门协作，目前存在主管部门不明确，审批难度较大，氢气属性仍仅为危化品等问题，对产业发展形成较大制约。

我们认为，技术、平台和人才是支持我国氢能产业发展的生长点。

首先，要持续提升关键核心技术水平。技术创新是氢能产业发展的核心。未来，我国将持续推进绿色低碳氢能制取、储存、运输和应用等各环节关键核心技术研发。加快推进质子交换膜燃料电池技术创新，开发关键材料，提高主要性能指标和批量化生产能力，持续提升燃料电池可靠性、稳定性、耐久性。着力推进核心零部件以及关键装备研发制造。加快提高可再生能源制氢转化效率和单台装置制氢规模，突破氢能基础设施环节关键核心技术。持续开展氢能安全基础规律研究。持续推动氢能先进技术、关键设备、重大产品示范应用和产业化发展，构建氢能产业高质量发展技术体系。

其次，要着力打造产业创新支撑平台。氢能产业的发展需聚焦重点领域和关键环节，构建多层次、多元化创新平台。支持高校、科研院所、企业加快建设重点实验室、前沿交叉研究平台，开展氢能应用基础研究和前沿技术研究。2022 年年初，国家发展和改革委员会、教育部发布了《关于华北电力大学国家储能技术产教融合创新平台项目可行性研究报告的批复》，华北电力大学国家储能技术产教融合创新平台项目正式获批，成为首批“挂帅”高校。随后，华北电力大学氢能技术创新中心正式成立。创新平台和创新中心重点围绕电化学储能、氢能及其在电网中的应用技术等领域开展技术

攻关，积极推动国家氢能产业的发展。

再次，要推动建设氢能专业队伍。氢能产业技术水平及规模不断取得突破，然而氢能产业正面临队伍的较大缺口，特别是高层次创新性人才严重缺乏。日前，华北电力大学申报的“氢能科学与工程”专业被正式列入普通高等学校本科专业目录，“氢能科学与工程”学科被列入新型交叉学科。该学科将以动力工程及工程热物理、化学工程等学科为牵引，有机融合制氢、氢储运、氢安全、氢动力等多个氢能模块课程，开展全方位跨学科基础及应用研究，将为实现我国能源结构安全转型，以及我国氢能行业和能源事业的发展提供有利的人才支撑。

杨勇平 光明日报 2022-05-05

我国煤气化制氢技术应用取得重要突破

本报记者 |吴莉

5月7日，记者从中海石油炼化有限责任公司（以下简称中海炼化）获悉，位于广东惠州的我国首套采用 E-Gas 技术煤制氢联合装置已连续平稳运行超 270 天，累计生产氢气超 5.5 万吨，标志着我国煤气化制氢技术应用取得重要突破，达到行业先进水平，对推动我国煤制氢产业快速发展、助力煤炭清洁高效利用具有重要意义。



图为我国首套 E-Gas 煤制氢联合装置

煤制氢是以煤炭为还原剂，水蒸汽为氧化剂，在高温下将碳转化为一氧化碳和氢气为主的合成气，经过净化、一氧化碳转化、提纯等环节，生产出氢气和合成气。中海炼化所生产的氢气主要用于炼油的加氢装置和化工的丁辛醇装置，以生产出高质量的清洁油品和化工品。

据中海炼化惠州石化煤制氢部副经理周建欣介绍，目前全球仅有两套在运行的 E-Gas 煤制氢联合装置，其具有碳转化率高、热利用效率高、耗氧少等特点。与传统天然气制氢工艺相比，可降低

成本 20%~25%。该装置氮氧化物、二氧化硫、污水等污染物均实现了达标排放，达到行业先进水平。

E-Gas 煤制氢联合装置工艺系统复杂，任何环节出现问题都会影响到系统的平稳运行，因此众多企业望而却步。

周建欣说，自 2018 年起，中海炼化旗下的惠州石化公司在没有任何煤制氢同类装置运行先例和试车经验的情况下，经过不断摸索、实践，先后攻克了余热锅炉炉管堵塞、碳回收设施故障率高、气化炉二段积灰等一系列关键核心技术，自主开发组态气化炉全过程自动化控制系统，组织开展焦过滤器反吹阀、滤芯、碳回收设施等进口设备国产化攻关，创造性引入光纤测温技术，开发总结出余热锅炉操作法和硫磺单元低负荷操作法，实现 E-Gas 煤制氢联合装置在不同负荷下安全平稳运行。

经过四年探索，中海炼化已逐步总结出一套实现煤制氢装置长周期运行的操作经验，为全球 E-Gas 煤制氢技术可靠运行提供了一套成熟的“中国解决方案”，目前已逐步在国外推广应用。

我国能源结构存在“富煤、贫油、少气”的基本特征，2021 年中央经济工作会议提出，抓好煤炭清洁高效利用，推动煤炭和新能源优化组合。业界普遍认为，煤制氢是实现煤炭资源有效利用的重要途径，体现了安全环保、技术成熟、价格低廉的竞争优势。

吴莉 中国能源网 2022-05-07

助力“双碳”，氢能产业还需加把劲

氢能是一种来源丰富、绿色低碳、应用广泛的二次能源，正逐步成为全球能源转型发展的重要载体之一，对助力实现碳达峰、碳中和目标，深入推进能源生产和消费革命，构建清洁低碳、安全高效的能源体系具有重要意义。不久前，国家发展改革委与国家能源局联合印发《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》，首次对我国氢能产业进行中长期规划，氢能产业迎来重大发展机遇。

当前，我国多地纷纷制定氢能产业政策文件，布局建设加氢站等基础设施。然而，在燃料电池汽车推广如火如荼的同时，加氢站相对稀少、建设较为滞后的问题进一步凸显。如何聚焦短板弱项，破题发力，成为提升氢能产业竞争力和创新力的重要一步。

中国年制氢量、建成加氢站量均居世界第一

氢能被国际社会誉为 21 世纪最具发展潜力的清洁能源，全球氢能发展正步入快速产业化阶段。美国、日本等发达国家纷纷将氢能上升为国家战略，抢占产业发展先机和制高点。纵观世界，有超过 30 个国家和地区已制定或正在制定氢能发展路线图。近年来，我国相关部委和地方政府已出台近 200 个政策文件推动氢能在能源转型、科技创新、“双碳”行动等方面发挥更大作用，尤其是燃料电池汽车示范应用在北京、上海、广东、河南和河北 5 大城市群的开展，直接推动了氢能的产业化发展。

从国内看，我国是世界上最大的制氢国，年制氢产量约 3300 万吨，其中，达到工业氢气质量标准的约 1200 万吨。我国可再生能源装机量全球第一，在绿色低碳的氢能供给上具有巨大潜力。国内氢能产业呈现积极发展态势，已初步掌握氢能制备、储运、加氢、燃料电池和系统集成等主要技术和生产工艺，在部分区域实现燃料电池汽车小规模示范应用。目前，我国氢能产业已初步形成“东、西、南、北、中”五大发展区域。全产业链规模以上工业企业超过 300 家，集中分布在长三角、粤港澳大湾区、京津冀等区域。氢燃料电池汽车已成为各地政府布局汽车产业的又一“大招”。国内氢燃料电池汽车已形成区域产业集聚效应，北京、上海、广东、江苏、山东、河北六省市产业链相关企业合计占全部规模以上企业总数的 51%。

而加氢站是氢能产业重要的基础设施。当前，加氢站在全球的建设正势如破竹。据不完全统计，截至 2021 年底，全球共有 659 座加氢站投入运营，分布在 33 个国家或地区。其中，东亚地区（中国、日本和韩国）、欧洲和北美在营加氢站分别达到 420 座、173 座和 54 座。2019 年，亚洲地区在加氢站数量上实现了对欧洲地区的赶超，并在此后持续拉大差距，连续三年位居全球首位。2022 年，全球范围内更预计将新增 252 座加氢站。

目前，我国已建成加氢站 255 座，其中在营 183 座，累计建成加氢站数量、在营加氢站数量、新建成加氢站数量在全球首次实现三个“第一”，首批入选的 5 个燃料电池汽车示范应用城市群拥有加氢站数量占比超过 50%。

加氢站建设仍滞后 相关立法空白

我国目前的燃料电池车辆以商用车为主，保有量接近 1 万辆。根据全国燃料电池汽车示范应用 5 大城市群的目标规划，到 2025 年，5 地燃料电池汽车示范推广规模超过 3 万辆。另据相关规划，2025 年我国燃料电池车辆保有量将达约 5 万辆，2030 年预计氢燃料电池汽车保有量将达 100 万辆。与之相对应的是，中国氢能联盟发布的白皮书预测，2025、2030 年中国加氢站将分别建成 300、1000 座。

大多数加氢站的日服务能力在 100~200 辆，而从布局来看，我国氢燃料电池汽车主要集中在示范应用的 5 大城市群和北方地区，加氢站却分散分布在全国数十个城市。这意味着，2030 年前，示范应用的 5 大城市群和北方地区加氢站将处于紧平衡或紧缺状态。加氢不便利，将严重制约氢能产业化发展。

究其原因，一是缺乏上位法依据，加氢站审批难。氢能是未来国家能源体系的重要组成部分，但由于上位法长期缺位，氢的能源属性尚无法律支撑，影响了产业的管理和监督。根据我国《危险化学品管理条例》，氢气被列为危险化学品，制氢和加氢装置只能建在化工园区等特定区域，通常地处偏远，不仅氢气用量有限，项目审批流程也很长，极大地限制了氢能项目的布局和应用。

二是现有建设标准指导性不强。我国加氢站建设主要依据 2010 年颁布的《加氢站技术规范》，该标准编制时间较早，已不适应当前实际。对比欧美、日本，有的技术指标是国外相应指标的几倍甚至 10 余倍。我国标准制定中采用的汽油和氢气的能量当量换算法计算出的安全空间过大，在一定程度上也制约了加氢站的发展。

三是建设运营成本高，加之加氢不便利，使得盈利难。从加氢站建设的角度来看，针对其外部安全防护距离的要求使得加氢站占地面积较大，选址难、土地成本高，这也使氢能难以大规模在城市的核心区域布局，而布局在郊外的配套成本高、单独建站成本高昂。从加氢站运营的角度来看，多数加氢站加氢不便利，运行负荷不高，因此难以实现盈利。

加快立法立规 基础设施应先行

当前，我国氢能产业仍处于发展初期，相较于国际先进水平，支撑产业发展的基础性制度相对滞后，面对新机遇，亟须加强统筹谋划，补齐短板。

首先，应尽快出台加氢站建设运营管理办法，加快立法立规。从法律上明确氢气的能源属性，在按危险化学品管理的基础上，更好地以能源形式予以管理；还需明确加氢站的管理职能和监管机构、管理办法。目前，武汉、济南、潍坊、保定等地已参照《城镇燃气管理条例》对加氢站经营许可进行管理创新。成都市则发布了《成都市加氢站建设运营管理办法（试行）》，创新性地将加氢站纳入成都市特许经营权目录予以管理。

其次，应尽快修订加氢站建设国家标准。对加氢站定量风险评价、氢安全事故后果及预防等开展基础研究，结合国内外实践经验和技术水平，在确保安全的情况下，尽快修订完善现行加氢站标准，指导加氢站建设，降低作为危化品管理时面临的不必要的安全管理成本。

再次，要统筹规划，“以需定站，以站定车”。加氢站等基础设施建设先行，是氢燃料电池汽车推广普及的关键所在。从国际经验来看，氢能产业初期基本上都是走基础设施优先的道路。为防止一哄而上造车或建设加氢站，应统筹规划氢燃料电池车发展和加氢站布局，以加氢站建设引导氢燃料电池车的消费。

最后，应逐步提高加氢“绿色度”，减少氢能碳足迹。对于单纯加氢站，应逐步提高绿氢的采购比例。对于站内制氢加氢一体站，应逐步提高绿电比例，提高制氢效率。此外，还应加强社会宣传引导。由于氢气作为能源使用时间尚短，关于氢安全的宣传仍不到位，社会对氢的使用安全性尚未建立信任。有必要加大氢能知识的科普宣传，更加积极地宣传未来氢社会的蓝图和价值，营造良好的

安全用氢氛围，加快氢能进入居民能源消费终端，发挥氢能对碳达峰、碳中和目标的支撑作用。

张建红 中国国际工程咨询有限公司高级工程师 光明日报 2022-05-07

氢能“缺氢”，解药在哪？

近日，氢能“缺氢”问题再受热议。国家发改委、国家能源局联合印发的《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》（以下简称《规划》）提出，初步建立以工业副产氢和可再生能源制氢就近利用为主的氢能供应体系，有序推进加氢网络体系建设。

记者了解到，氢气供应短缺问题并非新鲜事，在地方鼓励和补贴政策带动下，我国氢能物流和公交车辆快速增加，保有量已超过 7700 辆，但受资源分布不均影响，部分地区并没有匹配合适的氢源。据中国氢能联盟预测，到 2060 年，我国氢气年需求量将增至 1.3 亿吨，占终端能源消费比重约 20%。面对庞大的需求，氢能供需错位问题如何解决？

01

氢气“制得出却用不了”

据北京佳安氢源科技股份有限公司总经理江风介绍，2021 年我国氢气总产量约 3300 万吨，居全球第一。工业副产氢的体量很大，我国在氢气供应方面有着得天独厚的优势。“以焦化行业为例，我国是全球最大的焦炭生产国，国内焦炭产量约 4.4 亿吨，占全球产量的 60%。但长期以来焦化行业对副产焦炉气的利用方式较为单一，以作为燃料燃烧为主，并未发挥其最大价值，近年来开始成为重要氢气来源。”

既然不缺氢气产能，那么氢能“缺氢”问题为何始终难以解决？海卓动力（青岛）能源科技有限公司总经理朱维认为，缺氢的主要原因在于氢气的供需错位，即氢资源丰富的地区与氢能车辆的投放地区不匹配。目前国内大部分加氢站采用外供氢源，需要依靠高压气态的运输方式，20 兆帕的长管拖车每车运输 250 千克-350 千克氢气，运输半径覆盖在 200 公里范围内，超过 200 公里氢气的运输成本会达到 10 元/千克以上，从而限制氢气稳定供应。

中集安瑞科氢能研究院院长、安瑞科集成氢能事业部总经理李怀恩认为，工业副产氢在现阶段氢能供应方面有很大挖掘潜力。需要注意的是，除了氢气从生产端到使用端的中间环节存在储运建设、成本问题外，由于一些化工项目在建设初期并没有考虑到氢气对外供应的路径问题，导致氢气的提纯、净化等装备投资不足，部分工业副产氢直接燃烧或作为废气放空，未被充分利用。

江风也指出，工业氢气和燃料氢气的要求完全不同，需要跳出传统工业制氢的工艺限制，通过专用的装置来进行专门处理，解决燃料氢气中如一氧化碳、硫的深度脱除难题，打破工业氢气和燃料氢气之间的技术壁垒。

02

应增加制氢环节补贴

根据中国氢能联盟的统计，截至 2021 年底，我国已建成运营加氢站 255 座，增量和保有量均位居全球第一。张家港氢云新能源研究院院长魏蔚表示，目前我国加氢站建设速度加快，加氢站氢气需求将持续增加，但与此同时，规模化储运体系的建立迟缓，缺氢矛盾将更加突出，随着氢能产业的发展，很快会出现供不应求局面。

值得注意的是，未来氢能产业将涵盖交通、储能、工业等领域的多元氢能应用生态，氢气需求将进一步上扬。江风表示，在过去的一段时间内，氢能相关体系都是围绕燃料电池而展开，氢气作为能源还有更加广泛的应用场景，包括交通运输领域的车辆、船舶、航空器，以及储能、分布式发电等。

以上海为例，上海舜华新能源系统有限公司总工程师阮伟民指出，上海化工园区的化工企业比较集中，工业副产氢产能可达到 100 吨/天左右，不过单是上海临港地区规划的燃料电池汽车数量，一天就需要约 38 吨氢气。随着氢能汽车规模进一步扩大，未来对氢气的需求将持续增加，同时，燃

料电池产业链中其它环节氢气需求量也将同步上升，如燃料电池电堆制造企业需要氢气用于测试，燃料电池整车制造企业需要氢气用于气密试验和氢气置换等。“双碳”目标下，除原有的用氢行业之外，更多的行业将涉氢，因此，未来用氢市场将出现“僧多粥少”的局面，现有的工业副产氢产能可能无法满足持续增长的需求。

除了供应不足，氢气补贴政策也让加氢站氢气采购面临价格竞争。阮伟民指出，虽然地方政府给予加氢站相应的氢气价格补贴，但加氢站的运营成本较高，一般不低于200万/年，设备折旧、人工、能源消耗费用等都要平摊到每千克氢气中，为保证加氢站氢气零售价格控制在补贴政策规定的价格以下，同时又要保持一定的销售毛利率来分摊费用，加氢站只能压低氢气的到站价。加氢站对氢气的质量要求很高，至少要达到高纯氢甚至超纯氢的标准，在市场的推动下，工业副产氢供应企业可能会优先选择氢气采购价格更高、更能带来效益的其他工业用户，从而进一步导致加氢站缺氢。

阮伟民建议，为加快氢能汽车的发展，突破缺氢瓶颈，政府除了对加氢站进行补贴外，还应增加制氢环节的补贴，如水电解、天然气、甲醇、氨制氢，尤其要加大可再生能源制氢的补贴，鼓励燃料电池汽车产业发展较快但可再生能源匮乏的地区，通过绿电交易平台购买西部地区绿电来制氢。

03

以“制氢加氢一体化”为突破口

记者了解到，考虑到用氢成本高企、氢储运瓶颈仍存等因素，制氢加氢一体化被视为推动氢气利用降本、解决部分地区用氢荒问题的有效路径。

“制加氢一体站的优势在于，将制氢站与加氢站建在一起，可以减掉氢气运输带来的成本增加；另外，相比长管拖车的运氢方式，电解水设备可以提供稳定压力的气源，并延长后端的氢气压缩机的维护时间，降低整站的运营和维护成本。”北京中电丰业技术开发有限公司氢能事业部经理高超介绍。

在阳光氢能科技有限公司营销总监方伟看来，推广和开展在站制氢的应用还需进一步建立健全标准和规范；同时，面对可再生能源制氢“远水难解近渴”局面，可建立绿电交易或绿电置换机制，采取远电近氢的运输模式。

记者了解到，近年来我国在制氢加氢一体化的标准制定和实际落地方面已取得一定突破。2021年广东省共有两座制氢加氢一体站投入运行，分别为佛山市南庄制氢加氢一体化站和韶关制氢加氢一体站。深圳也开始在妈湾电厂建设制氢加氢一体站。

与此同时，电解水制氢设备市场不断发展，为氢气规模化商用提供支撑。据考克利尔竞立（苏州）氢能科技有限公司总经理马军介绍，《规划》明确了氢的能源属性，可再生能源制氢在国内已获得认可，目前电解水制氢设备市场迎来了大幅增长。碱性电解水制氢设备的国产化生产现已成为现实，国内外市场容量大幅增长，绿氢装备行业受到的资本关注度、金融领域的支持力度以及人才的虹吸效应显著增加，企业整体实力和竞争力也在同步增长。

仲蕊 中国能源网 2022-05-05

助力“双碳” 中国年制氢量、建成加氢站量均居世界第一

氢能是一种来源丰富、绿色低碳、应用广泛的二次能源，正逐步成为全球能源转型发展的重要载体之一，对助力实现碳达峰、碳中和目标，深入推进能源生产和消费革命，构建清洁低碳、安全高效的能源体系具有重要意义。不久前，国家发展改革委与国家能源局联合印发《氢能产业发展中长期规划(2021-2035年)》，首次对我国氢能产业进行中长期规划，氢能产业迎来重大发展机遇。

当前，我国多地纷纷制定氢能产业政策文件，布局建设加氢站等基础设施。然而，在燃料电池汽车推广如火如荼的同时，加氢站相对稀少、建设较为滞后的问题进一步凸显。如何聚焦短板弱项，破题发力，成为提升氢能产业竞争力和创新力的重要一步。

中国年制氢量、建成加氢站量均居世界第一

氢能被国际社会誉为 21 世纪最具发展潜力的清洁能源，全球氢能发展正步入快速产业化阶段。美国、日本等发达国家纷纷将氢能上升为国家战略，抢占产业发展先机和制高点。纵观世界，有超过 30 个国家和地区已制定或正在制定氢能发展路线图。近年来，我国相关部委和地方政府已出台近 200 个政策文件推动氢能在能源转型、科技创新、“双碳”行动等方面发挥更大作用，尤其是燃料电池汽车示范应用在北京、上海、广东、河南和河北 5 大城市群的开展，直接推动了氢能的产业化发展。

从国内看，我国是世界上最大的制氢国，年制氢产量约 3300 万吨，其中，达到工业氢气质量标准的约 1200 万吨。我国可再生能源装机量全球第一，在清洁低碳的氢能供给上具有巨大潜力。国内氢能产业呈现积极发展态势，已初步掌握氢能制备、储运、加氢、燃料电池和系统集成等主要技术和生产工艺，在部分区域实现燃料电池汽车小规模示范应用。目前，我国氢能产业已初步形成“东、西、南、北、中”五大发展区域。全产业链规模以上工业企业超过 300 家，集中分布在长三角、粤港澳大湾区、京津冀等区域。氢燃料电池汽车已成为各地政府布局汽车产业的又一“大招”。国内氢燃料电池汽车已形成区域产业集聚效应，北京、上海、广东、江苏、山东、河北六省市产业链相关企业合计占全部规模以上企业总数的 51%。

而加氢站是氢能产业重要的基础设施。当前，加氢站在全球的建设正势如破竹。据不完全统计，截至 2021 年底，全球共有 659 座加氢站投入运营，分布在 33 个国家或地区。其中，东亚地区(中国、日本和韩国)、欧洲和北美在营加氢站分别达到 420 座、173 座和 54 座。2019 年，亚洲地区在加氢站数量上实现了对欧洲地区的赶超，并在此后持续拉大差距，连续三年位居全球首位。2022 年，全球范围内更预计将新增 252 座加氢站。

目前，我国已建成加氢站 255 座，其中在营 183 座，累计建成加氢站数量、在营加氢站数量、新建成加氢站数量在全球首次实现三个“第一”，首批入选的 5 个燃料电池汽车示范城市群拥有加氢站数量占比超过 50%。

加氢站建设仍滞后 相关立法空白

我国目前的燃料电池车辆以商用车为主，保有量接近 1 万辆。根据全国燃料电池汽车示范应用 5 大城市群的目标规划，到 2025 年，5 地燃料电池汽车示范推广规模超过 3 万辆。另据相关规划，2025 年我国燃料电池车辆保有量将达约 5 万辆，2030 年预计氢燃料电池汽车保有量将达 100 万辆。与之相对应的是，中国氢能联盟发布的白皮书预测，2025、2030 年中国加氢站将分别建成 300、1000 座。

大多数加氢站的日服务能力在 100~200 辆，而从布局来看，我国氢燃料电池汽车主要集中在示范应用的 5 大城市群和北方地区，加氢站却分散分布在全国数十个城市。这意味着，2030 年前，示范应用的 5 大城市群和北方地区加氢站将处于紧平衡或紧缺状态。加氢不便利，将严重制约氢能产业化发展。

究其原因，一是缺乏上位法依据，加氢站审批难。氢能是未来国家能源体系的重要组成部分，但由于上位法长期缺位，氢的能源属性尚无法律支撑，影响了产业的管理和监督。根据我国《危险化学品管理条例》，氢气被列为危险化学品，制氢和加氢装置只能建在化工园区等特定区域，通常地处偏远，不仅氢气用量有限，项目审批流程也很长，极大地限制了氢能项目的布局和应用。

二是现有建设标准指导性不强。我国加氢站建设主要依据 2010 年颁布的《加氢站技术规范》，该标准编制时间较早，已不适应当前实际。对比欧美、日本，有的技术指标是国外相应指标的几倍甚至 10 余倍。我国标准制定中采用的汽油和氢气的能量当量换算法计算出的安全空间过大，在一定程度上也制约了加氢站的发展。

三是建设运营成本高，加之加氢不便利，使得盈利难。从加氢站建设的角度来看，针对其外部安全防护距离的要求使得加氢站占地面积较大，选址难、土地成本高，这也使氢能难以大规模在城市的核心区域布局，而布局在郊外的配套成本高、单独建站成本高昂。从加氢站运营的角度来看，多数加氢站加氢不便利，运行负荷不高，因此难以实现盈利。

加快立法立规 基础设施应先行

当前，我国氢能产业仍处于发展初期，相较于国际先进水平，支撑产业发展的基础性制度相对滞后，面对新机遇，亟须加强统筹谋划，补齐短板。

首先，应尽快出台加氢站建设运营管理办法，加快立法立规。从法律上明确氢气的能源属性，在按危险化学品管理的基础上，更好地以能源形式予以管理；还需明确加氢站的管理职能和监管机构、管理办法。目前，武汉、济南、潍坊、保定等地已参照《城镇燃气管理条例》对加氢站经营许可进行管理创新。成都市则发布了《成都市加氢站建设运营管理办法(试行)》，创新性地将加氢站纳入成都市特许经营权目录予以管理。

其次，应尽快修订加氢站建设国家标准。对加氢站定量风险评价、氢安全事故后果及预防等开展基础研究，结合国内外实践经验和技术水平，在确保安全的情况下，尽快修订完善现行加氢站标准，指导加氢站建设，降低作为危化品管理时面临的不必要的安全管理成本。

再次，要统筹规划，“以需定站，以站定车”。加氢站等基础设施建设先行，是氢燃料电池汽车推广普及的关键所在。从国际经验来看，氢能产业初期基本上都是走基础设施优先的道路。为防止一哄而上造车或建设加氢站，应统筹规划氢燃料电池车发展和加氢站布局，以加氢站建设引导氢燃料电池车的消费。

最后，应逐步提高加氢“绿色度”，减少氢能碳足迹。对于单纯加氢站，应逐步提高绿氢的采购比例。对于站内制氢加氢一体站，应逐步提高绿电比例，提高制氢效率。此外，还应加强社会宣传引导。由于氢气作为能源使用时间尚短，关于氢安全的宣传仍不到位，社会对氢的使用安全性尚未建立信任。有必要加大氢能知识的科普宣传，更加积极地宣传未来氢社会的蓝图和价值，营造良好的安全用氢氛围，加快氢能进入居民能源消费终端，发挥氢能对碳达峰、碳中和目标的支撑作用。

光明日报 2022-05-07

构建多层次氢能产业体系

日前，国家发展改革委、国家能源局联合发布《氢能产业发展中长期规划（2021—2035年）》，氢能正式被确立为未来国家能源体系的重要组成部分，成为实现绿色低碳转型的重要载体。作为战略性新兴产业和未来产业的重点发展方向，氢能将为我国加快能源转型升级、培育经济新增长点提供重要战略选择。

当前，我国氢能产业政策支持力度大、发展态势好，然而，与世界发达国家相比仍处于发展初期，具体表现为氢能产业安全水平不高、布局缺乏协同、模式创新不足等。一些地方把氢能产业作为重要的新动能培育，但缺乏对本地发展氢能产业的比较优势研究，由此造成氢能产业同质化严重，区域氢能产业布局缺乏有效协同，市场需求有限，产业模式创新不足。对此，需要多措并举，构建安全为先、布局优化、模式创新的氢能产业体系。

安全为先 是氢能产业发展的前提。要加快研发安全技术、建立安全制度、加强安全生产监管。加快氢能制取、储存、运输、加注和应用全产业链安全技术研发，加强氢气泄漏检测和关键设备状态监测技术应用，预防氢能产业安全风险。加快形成全产业链的安全监管制度，完善氢能产业安全生产标准体系，严格把控氢能安全风险。强化氢能生产和利用全过程的安全生产和监管主体责任，促进各主体提高安全意识，夯实氢能安全利用的基础。

布局优化是氢能产业发展的核心。要结合各地区能源资源条件和产业集聚优势，因地制宜开展氢能产业优化布局。在上游制氢侧，积极探索可再生能源制氢路径，协同新能源为主体的新型电力系统建设，构建电氢耦合的氢能供给体系。在中游储运侧，深入开展天然气、氢气的技术特性研究，充分利用现有天然气管网基础设施，结合氢能负荷需求，进一步优化氢能加气站布局，打通氢能储运的关键堵点。在下游用氢侧，积极拓展电力、工业、建筑等氢能应用场景，以需求为牵引促进氢能产业发展。

模式创新是氢能产业发展的支点。要积极利用相关政策，创新氢能产业的商业和跨产业多市场

协同发展模式，打造高价值氢能产业链。氢能成本高一直是制约氢能规模化开发的关键瓶颈，在发力氢能产业布局和技术的同时，要积极创新氢能产业商业模式，充分吸引社会资本和风险投资，优化产业路径，增强产业价值，降低产业成本。同时，建立氢、电、碳市场协同发展模式，充分利用多元市场的引导和鼓励作用，加强电、氢、碳多元产业链耦合和延伸，并带动跨产业、上下游产业相关配套，促进氢能产业集聚和规模化发展。（经济日报 汪鹏 鞠立伟）

汪鹏 鞠立伟 经济日报 2022-05-13

为氢能产业扶正发展定位

近日，《氢能产业发展中长期规划（2021—2035年）》（简称《规划》）正式发布。《规划》明确了氢的能源属性，以及氢能是未来国家能源体系的重要组成部分，氢能产业是战略性新兴产业和未来产业重点发展方向，是构建绿色低碳产业体系、打造产业转型升级的新增长点。

“《规划》的象征性意义比实质性意义更大，它给氢能产业一个明确的发展定位，推动氢能产业与国家大战略融合，为氢能燃料电池产业的持续发展提供了新机遇。”在近日举办的线上“《规划》解读会”上，同济大学汽车学院教授张存满表示，对整个氢能燃料电池产业的发展而言，《规划》的发布是一个最重要的标志性事件。

具有里程碑意义

氢能是一种来源丰富、绿色低碳、应用广泛的二次能源，对构建清洁低碳、安全高效的能源体系，实现碳达峰、碳中和目标具有重要意义。

我国拥有规模较大、基础较好的“氢气产业”，目前是世界第一大氢气生产国，氢气主要作为化工原料气体广泛应用于石油炼制，合成氨、甲醇生产等传统产业。但是，因其易燃易爆，人们更为关注其危险化学品属性，对其能源属性认知不足。

“此次《规划》的出台具有里程碑意义。”氢云链创始人邱月盈认为，《规划》是对中国氢能产业20年发展的认可、总结和展望。“首先是给予氢能产业一个明确的定位，也可以理解为给氢能产业发了一个正式的‘身份证’；其次是指出了目前氢能产业的发展方向和发展重点；最后指出了氢能产业的发展方式。”

“《规划》的亮点在于突破了氢燃料电池汽车的范畴，从‘大氢能’概念出发，在以往政策基础上，有继承、有更新、有变化。”邱月盈表示，《规划》的出台，符合国家安全、能源革命、“双碳”目标和产业转型升级的大背景要求。

目前，我国多地陆续制定氢能产业相关规划、实施方案等政策文件，布局建设加氢站等基础设施，推动燃料电池车辆等氢能多元化应用。

“在氢能产业萌动之际，《规划》的出台符合业界期盼，为氢能科技创新和产业高质量发展指明了方向。”中国国际工程咨询有限公司总工程师杨上明表示，《规划》将对氢能产业发展起到规范引领的作用。

绿氢是主要发展方向

氢气根据制取方式不同，有灰氢、蓝氢、绿氢等之分。灰氢是通过化石燃料（例如石油、天然气、煤）燃烧制取的氢气，碳排放量最高；蓝氢是在灰氢的基础上，应用碳捕捉、碳封存技术，实现低碳制氢；绿氢是通过光伏发电、风电以及太阳能等可再生能源电解水制氢，制氢过程中基本不会产生温室气体，因此被称为“零碳氢气”。

按照此次《规划》，可再生能源制氢是主要发展方向。以电解水制氢为基础的氢电互变技术，为可再生能源储能提供了新的技术选择，这也是实现可再生能源规模化开发利用的重要技术路线，将成为氢能产业发展的重点方向。

“《规划》整体强调绿氢方向，严控化石能源制氢；鼓励各地因地制宜，根据实际发展副产氢或绿氢。”邱月盈表示，这与我国提出的“双碳”目标要求相符。

“长期来看，绿氢是方向，而蓝氢主要体现资源的综合利用。”张存满说。

他认为，《规划》鼓励副产氢的就地利用，因为氢气经济性运输半径是有限的，有条件的地方可以上马氢能应用项目。“国家鼓励因地制宜，充分利用现有的副产氢，但不鼓励走化石能源制氢的路线。”

广东佛山环境与能源研究院院长赵吉诗注意到，此次《规划》没有着重提及蓝氢的发展。“不提蓝氢是出于‘审慎’的考虑。国家担心产业界借着发展氢能的名义，大上快上化石、煤制氢等项目。”赵吉诗说，“对于副产氢发达的地区，可因地制宜发展氢能应用。”

支持产业发展不再以补贴为主

过去我国发展新兴产业，财政补贴是重要的支持方式。但随着补贴退坡，产业项目草草收场、一地鸡毛的案例不在少数。

邱月盈认为，《规划》透露的一个重要信息是发展氢能产业，财政补贴是有限的，鼓励通过社会资金解决产业资金问题；《规划》支持符合条件的氢能企业在科创板、创业板等资本市场融资。

“对新兴产业补贴扶持的黄金期可能已经过去。”赵吉诗表示，现阶段业界对氢能产业能否得到类似纯电动、光伏、风电起步期的粗放式补贴，不应抱有太大期望，“氢能产业的发展可能会是一个比较辛苦、自力更生的过程”。

张存满也认为，氢能产业一定没有过去新兴产业高额补贴的空间。那么，应如何解决氢能产业发展的资金问题呢？他认为可以从3个层面尝试。

“一是从资本市场获取产业发展资金，有点像互联网科技企业的发展路子；二是传统企业加大资金的投入，比如潍柴动力、国电投氢能等企业，把在传统制造业中获取的部分利润向新产业转移；三是从商业模式中找钱，探讨商用车的商业化创新模式，向政策要红利、要效益。”张存满说。

张存满强调，《规划》为氢能产业的发展指明了方向，但一定不能再搞“大水漫灌”式的补贴，这会形成巨大的浪费，并导致“劣币驱逐良币”现象的出现。

目前，各省区市纷纷出台氢能产业发展规划。对此，张存满建议，一定要根据各地的资源禀赋、产业基础、应用场景，认真布局。“先要搞清楚为什么发展氢能，再慎重布局，不宜盲目扩张。”

郑金武 中国科学报 2022-05-11

多国“试水”天然气掺氢

一直以来，掺氢作为天然气领域降碳的一种有效方式广受行业青睐，但多家行业研究机构近期发出“警告”称，目前天然气掺氢领域仍存在技术、成本、减碳效果有限等多重挑战，大规模推广仍待时日。

近日，西班牙第二大天然气分销商 Nortegas 宣布开启该国首个天然气掺氢试验项目，计划逐步提高天然气基础设施和设备中的氢气比例，尝试使用天然气和氢气的混合气体发电。

项目层出不穷

综合多家外媒报道，Nortegas 计划在气体注入系统、气体压缩系统等环节中逐步测试掺氢效果，同时将测试智能混氢装置，循序渐进地提高天然气系统中的掺氢比例，实现天然气管道的转换改造。另外该公司表示，也将研发适用于100%氢气体系的新材料和零部件，最终实现纯氢气供能。

事实上，除西班牙外，天然气掺氢的“潮流”已经席卷多国。截至今年5月，英国、美国、比利时、德国等国家均已启动了天然气掺氢规划，我国甚至已有天然气掺氢的商用项目落地。

去年上半年，英国首个天然气掺氢试验项目获得了积极结果。今年1月，英国电网机构 ENA 又宣布，2023 年要实现在天然气管道中掺氢 20% 的目标，为此，英国政府已要求本土 5 家天然气管网运营商做好准备。去年，欧盟委员会也曾公开表示，欧盟正在制定针对家用供热锅炉的最新标准，其中“至少满足 20% 掺氢比例”的要求引人注目。

值得一提的是，今年初，国家电投集团宣布，首个燃气轮机掺氢燃烧示范项目正式投运，整体

方案可行性得到验证。据了解，这也是全球范围内首个在天然气商业机组中进行掺氢燃烧的联合循环、热电联供示范项目，改造后的机组具备了纯天然气和天然气掺氢两种运行模式的兼容能力。

技术仍待完善

业内普遍认为，对天然气掺氢这一新兴技术的尝试好处颇多，其中最为重要的是降低天然气这一化石燃料的消费量。欧盟气候专员 Frans Timmermans 曾公开表示：“天然气相关基础设施的‘双重用途’越多越明显，这将帮助社会过渡到使用绿氢的情景。”英国官方机构也曾测算称，按照英国的天然气消费水平，如果能够实现 20% 的掺氢比例，每年英国在供热供电方面有望减少 600 万吨二氧化碳排放。

与此同时，业界也广泛达成共识，认为在天然气管道中掺氢的比例控制在 20% 以下时，可以免于大规模改造能源基础设施，为此这一比例也成为目前各国最为广泛的选择。

此外，ENA 首席执行官 David Smith 还指出，天然气掺氢除了能够起到降碳的作用，还能够天然在天然气市场动荡的情况下稳定能源供应。

不过，值得注意的是，国际可再生能源署（IRENA）等多家机构多次提醒，天然气掺氢仍存在一定的技术挑战。IRENA 在 4 月底最新发布的报告中指出，全球范围内，各个天然气管网及每条天然气管道对氢气比例的容纳程度都不相同，在不实施基础设施大规模改造的情况下，最终可行的掺氢比例可能会低于预期。

成本依然高企

多家行业机构进一步表示，目前氢气的生产成本仍远高于天然气，如果要大规模推广天然气掺氢，政府和企业需要算好“经济账”。

根据 IRENA 的测算，混掺 20% 的氢气仅能比单纯使用天然气降低约 7% 的温室气体排放，而掺氢后天然气供能的成本却远高于单纯使用天然气。

数据显示，按照目前全球可再生能源制氢的平均成本水平，二氧化碳价格应在 500 美元/吨以上时，天然气掺氢才会具备一定的经济效益。

德国智库机构 Agora Energiewende 也曾发布报告称，按照当前氢气的市场价格，在天然气管道中掺入 20% 的氢气可能会让终端家庭用户的用热成本增加 33% 以上。

IRENA 同时指出，由于成本过高，天然气掺氢还面临着来自其他降碳方式的竞争，比如，使用碳捕捉与封存（CCS）装置降碳，按照其市场发展速度，成本将很快降至 200 美元/吨以下，这将对天然气掺氢降碳产生很大压力。对此，IRENA 建议，各国政府应尽快对天然气掺氢管道提供相应补贴。

本报记者 李丽旻 中国能源报 2022-05-16

氢能再添城市化应用场景

伴随着氢能技术的突破和规模化应用，氢能全产业链发展正迎来爆发期，全国各地竞相加大力度布局氢能产业，氢能的城市中的应用场景不断拓宽。

就在不久前，全球首款氢光一体智能零碳路灯、氢动二轮车等先进氢能利用产品在浙江杭州正式亮相。

为响应碳达峰碳中和目标，5 月 6 日，浙江大学嘉兴研究院与杭州春江创新研究院有限公司在中国智谷富春园区发起的新能源产品体验基地正式启用。该基地集中展示了纳米固态储氢技术及最新研发应用成果，包括氢光一体智能零碳路灯、氢动二轮车、氢动物流三轮车以及氢动观光四轮车等。

氢能走近“寻常百姓家”

当前，我国氢能产业正处于发展初期，氢能的城市中的应用场景主要以氢燃料电池汽车为主，模式较为单一。此次在杭州启用的新能源产品体验基地展示的多个氢能先进技术产品，无疑将推动氢

能在城市的应用场景进一步拓宽，推动氢能从单一下游应用逐渐向城市氢能生态圈演变。

浙江大学嘉兴研究院科研产业部部长翁卫国向记者介绍，氢光一体智能零碳路灯采用太阳能和氢能耦合发电技术，可为城市道路提供全天候照明，且免维护、无市电、即装即用；氢动二轮车则装有特制纳米金属固态储氢瓶，充氢 30 秒后，就可以载一个体重 70 公斤的人行驶 70 多公里，且安全又高效。

“氢动路灯和氢动二轮车所采用的纳米结构储氢罐已具备大容量储存氢气的的能力。这种储氢罐非常安全，充换氢便捷、容量大，便于量产，未来消费者在便利店或高速公路服务区就可以购买储氢罐，进行充氢服务。”翁卫国说。

除此之外，目前，氢能还正拓展快递车、氢光电暖器等应用场景。“通过不断拓宽氢能的多元化应用形式，让氢能走进‘寻常百姓家’，从而进一步促进城市氢光一体化技术发展，推动零碳移动电源应用，带动氢能安全消费。”翁卫国说。

多个城市积极落地氢能应用项目

受氢燃料电池汽车示范城市建设推动，我国氢能产业发展正步入快车道。不少城市正持续加大储氢、运氢、加氢等氢能基础设施建设力度，并积极为氢能普及应用提供多样化实践场景。

比如，今年 4 月，北京市人民政府印发《北京市“十四五”时期城市管理发展规划》，明确构建低碳、经济的绿色氢能供应体系，在北京城市副中心及昌平能源谷、中石油沙河科技园等产业园区，探索开展氢能在建筑分布式供能、民用热电联供、储能调峰等领域的应用；同月，广东省佛山市南海区发布《佛山市南海区推进氢能产业发展三年行动计划（2022-2025 年）》，推进加氢站和氢源等氢能基础设施网络建设、推进氢能多元化商业化应用；日前，浙江省嘉兴市嘉港区委员会印发《嘉兴港区氢能产业发展扶持政策》，鼓励加氢站建设和运营使用，推进氢燃料电池汽车示范应用。

根据不完全统计，当前，我国共有 30 个省份、158 个城市在地方“十四五”规划中提及氢能发展，57 个城市出台了地方氢能产业发展专项规划。

受此推动，城市氢能应用项目加速落地。去年 8 月，天津网络货运正式开启“氢时代”，5 辆氢燃料电池重卡往返天津港运送铁矿石，完成了该市首次氢能绿色运输任务；在山东，自“氢进万家”科技示范工程启动以来，截至今年 1 月，已建成加氢站 22 座，推广燃料电池车辆 848 辆，开通燃料电池公交专线 30 余条。

据翁卫国介绍，氢光一体零碳路灯除在杭州正式投入使用外，在嘉兴、西安、咸阳也均已敲定安装使用意向。“截至目前，全国已有多家企业提出生产合作意向，有望很快实现量产。”

应鼓励地方积极打造氢能生态体系

目前，高成本仍然是公认的氢能产业发展与氢能产品规模化推广“拦路虎”。

“氢能在城市场景中应用，更多受限于季节性和高低峰波动带来的成本上升。与工业用氢 24 小时连续供应不同，城市场景对氢的需求多集中于夏季、冬季的白天，但白天高峰期用电成本较高，这就需要利用夜间低谷期的低电价制氢，同时配备大量储氢设备进行削峰平谷，如此一来，制氢、用氢成本就会随之提升。”康明斯公司战略部氢能项目负责人杨小珂说。

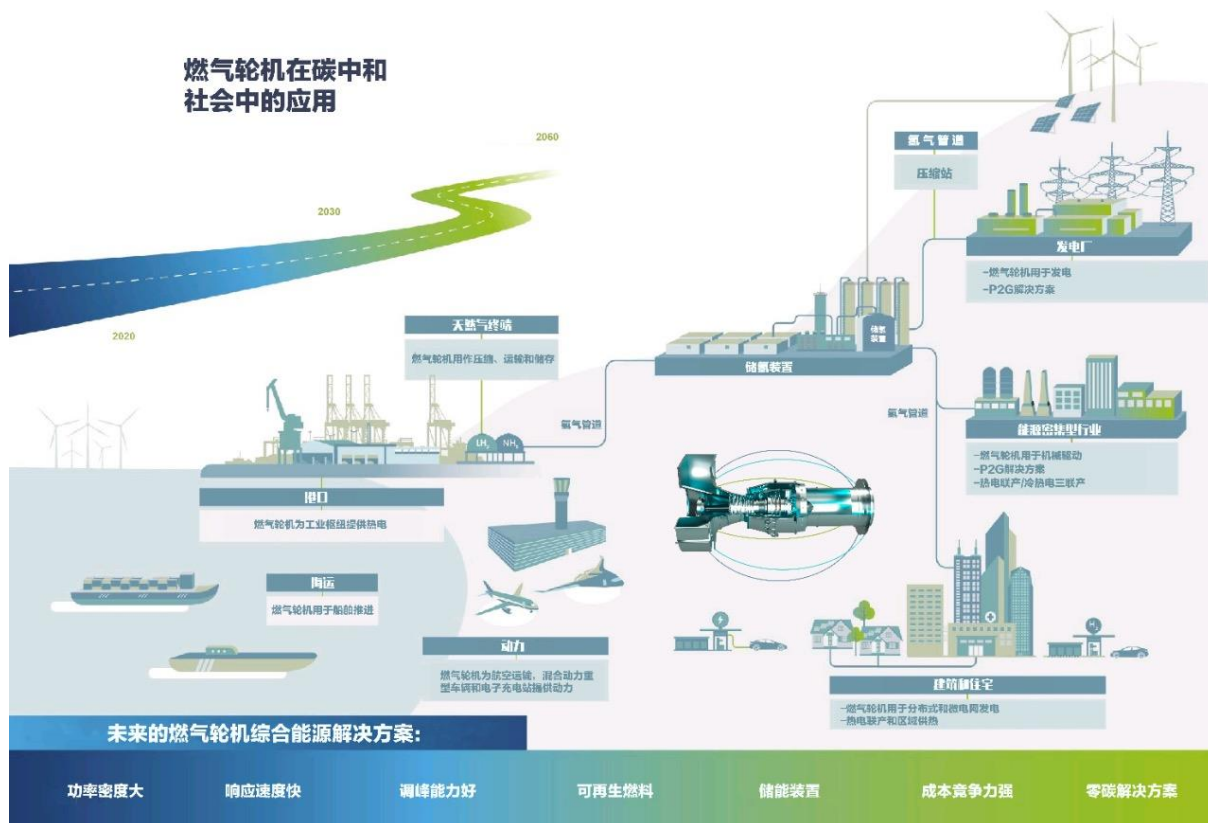
在翁卫国看来，随着氢能应用场景的逐步多元化，氢能成本障碍有望逐渐得以破解。“目前，氢能应用场景多元化趋势明显，未来随着氢能船舶动力、氢光电站、固体加氢站、氢能电源、氢能冶金、建筑氢能供热等应用场景逐步拓宽，加之氢能产业技术进步与效率提升，以及氢能规模化制备等，氢能使用成本将进一步降低。”

为加速城市氢能产业发展，翁卫国建议，下一步应鼓励地方积极打造氢能生态体系，推进氢能示范区。同时鼓励探索氢能相关技术升级创新，助力氢能应用场景不断拓宽。

本报记者 张金梦 中国能源报 2022-05-16

这项被国际能源巨头看好的技术，我国也应加强储备

在华天航空动力有限公司首席技术官高鑫电脑中，有一份 10 多家企业的名单，安萨尔多、贝克休斯、GE、西门子、索拉、曼透平、川崎重工、斗山重工……这些国际能源巨头悉数在列。高鑫关注它们是因为近年来这些国际能源巨头都在布局燃气轮机燃氢这项前沿技术。



华天航空动力有限公司是一家拥有自主知识产权的航空发动机、燃气轮机研发制造企业。华天航空动力以成为世界一流的航空动力与能源装备服务商为愿景，正在开展氢燃料燃气轮机研制工作，旨在推动能源领域的原始科技创新。

高鑫告诉记者，氢是优良的能源载体，具有热值高、燃烧迅速、零碳排放等特点，使用风光等绿电制取绿氢，可将波动的能源转化为氢能，便于储用。

国际能源巨头们布局氢燃料燃气轮机技术，目的也是在经济性合理的时候切换到氢燃料，以确保燃气电厂保持长期竞争力。

目前，我国气电的比例较低，装机占比不足整体电力装机的 5%。一位不愿具名的政策分析人士指出，我国在从以煤炭为主的能源结构到以可再生能源为主的能源结构转型过程中，仍需要天然气这种“桥梁能源”。尤其是在新型电力系统建设过程中，储能方面还存在明显短板的情况下，气电在“储和调”方面的作用被寄予较大希望。

上述分析人士指出，在我国东部环境敏感区，需要气电替代一部分即将退役的煤电，包括新增的电力需求也可能要由气电来满足。所以，在长三角、粤港澳地区的未来五年规划里面，气电的发展规模都比较大。另一方面，因为燃气轮机具有能够实现大范围、高效率、可调节的特性，西部的大型风光基地也需要气电来调峰调频。

天然气属于比较清洁的化石能源，被广泛认定为从化石能源到可再生能源的“桥梁能源”，但其燃烧过程中产生的碳排也不容忽视。从降碳的角度来讲，掺氢被认为是降低天然气发电碳排放的重要途径。

对于发展掺氢燃气轮机的必要性，国家电投集团科学技术研究院碳中和研究中心常务副主任鲁

仰辉解释说：“如果要实现碳中和，整个风电和光伏在电力系统中的占比要达到 70%左右，但风光的波动性很强，需要进行调峰和调频。化学储能用来调峰没问题，但在调频方面则面临困难和压力，所以需要气电这样反应速度快的能源模式参与调频。在后续煤电规模受到限制的大背景下，气电因其灵活性和相对清洁性应该会有有一定程度的增加，当然气电仍需要进一步减排，所以，掺氢的气电比例也会进一步增加。”

鲁仰辉通过分析碳中和背景下气电的前景和其在调峰调频中作用阐述了发展掺氢燃气轮机的必要性。高鑫也有类似的判断，他表示，随着我国以新能源为主体的新型电力系统的推进，因为可再生能源发的电的波动性和随机性，未来大规模新能源装机发电会产生大量“弃风”“弃光”现象。未来中国会出现大量的绿氢，而燃气轮机是一种工业化利用绿氢的技术路线。产生的绿氢可以在风光资源不佳的冬季，使用燃气轮机烧氢发电，达到跨季节储能的效果。

行业专家认为，燃气轮机天然气发电是目前构建新型电力系统的有效支撑，是近中期能源转型的“桥梁装备”。所以，氢燃气轮机有望成为未来新型电力系统的主要设备，在未来能源系统中发挥重要作用。尤其是在欧美日等国家已开展广泛示范运行的情况下，我国应加大相关技术路线的引导力度与研发投入。

氢燃气轮机虽然前景光明，但尚有技术和成本方面的难题待解。清华大学热能工程研究所副教授张扬指出，掺氢燃烧目前还要以技术攻关为主，相关标准体系建立是技术落地的重要先决条件。“掺氢在当前的技术和市场条件下，其经济性仍需进一步分析论证。推广过程中要在个案分析的基础上逐步推进。”在谈及氢能制运储用成本时张扬表示。

中国能源网 2022-05-16

核能

全球核电产业加速回暖

俄乌危机爆发以来，全球核电行业的氛围也发生了很大变化。根据世界核能协会的最新统计数据，截至 4 月，全球在建核电站约有 100 座，总装机容量达 1 亿千瓦，其中，包括土耳其、越南在内的此前没有核电站的 30 多个国家都在计划建设核电站，乌兹别克斯坦等 20 多个国家也对核电表现出了浓厚兴趣。

近期，韩国、欧盟等都释放出了重新拥抱核电的信号。韩国新总统尹锡悦已着手推翻前任政府制定的淘汰核电政策，英国于 4 月宣布加快新建核电项目，就连曾经坚决“弃核”的德国都开始考虑是否有必要延长现有核电机组的寿命。业界普遍认为，全球核电产业正在加速回暖。

韩国核电政策或转向

据韩国《朝鲜日报》报道，新当选的总统尹锡悦已经开始为扭转核电政策做准备，计划放宽核电站延期服役的条件，重新激活核电产业活力，将韩国打造成核电强国。

具体政策包括，重启新韩蔚 3 号和 4 号核电机组建设工程、开发小型模块化核反应堆等。

据了解，根据韩国前总统文在寅制定的淘汰核电计划，到 2034 年，韩国运营中的核反应堆数量要减少到 17 个，为此，韩国将暂停新建核电站，并逐步淘汰老旧核电站。

韩国新政府交接委员会政策负责人元喜龙表示，上届政府推动减少核电在韩国能源结构中的占比，此举将间接增加韩国的温室气体排放量，同时增加国民能源消费压力。“要实现我们的碳减排目标，就需要一个现实可行而且负责任的能源政策来支撑。”

韩联社援引韩国全国经济人联合会《2021 能源转型指数》报告的数据称，韩国因山区地形和高人口密度，缺乏扩大可再生能源发电设备的土地，需要通过核电才可能推进低碳能源转型。

英国独立气候智库 Ember 的统计数据显示，去年，风电、太阳能发电在韩国电力总需求中的占

比仅为 4.67%，其中风力发电占比 0.55%，太阳能发电占比 4.12%，尚不及全球平均水平的一半。

“俄乌危机引起的大宗商品价格波动，进一步揭示出韩国离不开核电。”首尔汉阳大学核工程教授 Kim Yong-soo 表示。韩国非政府组织“气候解决方案”常务董事 Kim Joo-jin 也指出：“虽然全球多国都在加速拥抱可再生能源，但韩国很大程度上仍然依赖化石燃料。”

据韩国新政府交接委员会估算，在淘汰核电政策的情境中，到 2050 年，韩国的电力成本将比目前增加 5 倍，这将给其经济造成严重损害。

与此同时，《金融时报》撰文指出，韩国新一届政府的能源转型政策主要停留在“脱核还是亲核”层面，缺乏对可再生能源的重视，这将使得韩国能源转型进一步落后。

欧洲重新拥抱核电

对于是否接受核电，欧洲国家最为纠结，但业内普遍认为，核电重回欧盟视野只是时间问题，因为该地区 60% 以上的能源依赖进口，亟需转型确保能源供应安全。

4 月底，欧盟委员会发布的第二份评估核电安全的报告显示，欧盟国家近 10 年来在保证核电安全方面已取得良好进展。这被业界普遍视为欧盟加速拥抱核电的信号。

自日本福岛核事故发生以来，欧盟开始强化核电安全监管，不仅提高了监管透明度和公众参与度，同时要求对现场应急准备和响应进行定期审查和安排，以促进有效的核安全体系，并建立欧洲安全主题定期同行审查制度。今年 2 月，欧盟还将核电正式纳入可持续融资类别。

俄乌危机的爆发进一步刺激欧盟重新审视核电，欧盟现任轮值主席国正是核电大国法国，其 70% 以上的电力供应依靠核电。法国于 2 月宣布了重振核电的战略，在延长现有核电发电设施的同时，加速推进可调节小型堆和核废料较少堆型的研发。

4 月，英国首相鲍里斯·约翰逊也宣布，英国将在 2030 年前新建 8 座核电站，以确保不再受制于全球石油和天然气市场的波动。

就连坚决去核的德国都出现了动摇，该国多位政界人士呼吁用核电填补俄乌危机引发的能源供应缺口。4 月底，德国议员 Marc Bernhard 对德国总理朔尔茨表示：“如果我们重新启动去年 12 月关闭的 3 座核电站，再加上仍在运行的 3 座核电站，可以取代我们从俄罗斯进口的所有煤炭或 30% 的天然气。”

《金融时报》指出，尽管德国人普遍坚持“去核”，但如果该国渴望摆脱高昂的能源价格，让核电站运行更长时间将有助于实现这一目标。

本报记者 王林 中国能源报 2022-05-02

韩国计划重启本土新核电项目建设

在新任总统尹锡悦表示计划将核能重新纳入主要能源清单后，韩国政府目前正在评估是否需要提前制定新的长期能源计划。

据韩媒报道称，韩贸易、工业和能源部（METI）已经在与尹锡悦团队进行磋商，力图在 2022 年三季度制定该国第四个能源基本规划，其中包括新一届政府的能源政策。在文在寅政府时期，韩国主张退役 24 台核电机组，并不再建造新机组，彼时核电在全国电力结构中的占比为 30%。

尹锡悦曾在社交媒体上表示，政府曾计划到 2050 年把核电份额降低至 7%，并在出现能源短缺时从中国和俄罗斯进口电力，即使大规模建设太阳能项目，该计划也是不可行的。他强调，建设核电厂是全球大势所趋，这对减少碳排放和保障能源安全至关重要。作为核电回归的第一步，新政府将恢复目前停建的新荷娜（Shin-Hanul）3、4 号机组项目。

据介绍，韩国新一届政府计划尽可能长时间地运行在运堆群，使核电份额保持在 30%。此外，韩国还拟投资小型堆（SMR）研发。到 2030 年，韩国计划向国外再出口 10 台核电机组，目前韩国已参与捷克、波兰等国的新核电项目招标。

中国能源研究会核能专委会 2022-05-11

能源政策

兰州率先在甘肃省出台氢能产业发展实施方案

5月6日，记者从市工信局获悉，为实现碳达峰、碳中和目标，落实省委“强工业、强省会”行动战略，着力振兴“兰州制造”，根据《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》和《甘肃省强工业行动实施方案（2022-2025年）》等文件精神，近日，兰州市出台并正式印发了《兰州市氢能产业发展实施方案（2022-2025年）》。

到2025年兰州将建设成为全国具有一定影响力的氢能产业基地

《方案》提出，到2025年兰州将建设成为全国具有一定影响力的氢能产业基地，使氢能产业成为带动兰州市经济发展的新动能。氢能产业力争实现主营业务收入超过100亿元，新建氢能相关技术研发平台2个以上，新建氢气检测平台1个以上，培育从事氢能相关业务企业20户以上，初步建立健全覆盖全市、辐射全省的氢能产业体系，提升产业核心竞争力及产业配套能力。同时，建设覆盖兰州全域加氢站20座以上，并在公交车、物流车、环卫车、出租车、公务车、共享汽车等领域推广应用燃料电池汽车1000辆以上，形成以兰州为中心，辐射全省的氢能综合交通网络。

重点实施七大工程，着力打造燃料电池汽车示范应用城市

期间，将重点实施七大工程，着力打造燃料电池汽车示范应用城市。其中，推进产业园区建设工程将以兰州新区为重点，深入挖掘承载项目、转化成果、增强投资等方面潜力，打造具有鲜明特色和核心竞争力的产业园区，加快形成开放、协同、共享的氢能产业生态系统。产业链条完善工程将围绕氢能制备、生产、储运和装备研制、服务配套、示范应用等环节，培育和引进一批骨干企业，在关键零部件、动力系统集成、检验检测等领域，形成若干具有国际竞争力的优势企业，打造氢能全产业链发展格局。龙头企业培育工程将通过落实税收、资金、人才等方面的优惠政策支持企业做大做强，形成集聚效应，并通过开放市场、资源合作等方式，引进国外先进技术，吸引国内外企业来兰合作，重点加强与氢能乘用车整车制造企业的交流，培育一批龙头企业。产业集群打造工程将瞄准产业集群缺失和薄弱环节，以大项目和龙头企业为牵动，延伸产业链条，带动关联产业配套协同发展，促进产业集聚发展。创新平台建设工程将支持兰州大学、兰州理工大学、兰州交通大学等高校院所开展氢能实验室建设，支持企业、机构发挥人才优势、技术优势，建设技术创新平台、检测服务平台，鼓励国内外平台协同创新、合力发展，促进信息共享、资源共享，加速产学研协同发展与成果转化。核心技术突破工程将依托中科院大连化物所李灿院士团队、兰石研究院等机构，聚焦氢能制取及储运、氢燃料电池及核心零部件产业化等领域，加快氢能应用技术研发，推动氢能项目产业化。整车示范应用工程将鼓励有条件的区县优先利用商用车、物流车、环卫车、公交车开展氢燃料电池车示范应用。在兰州举办的国内外重大会议等活动优先使用氢能公务用车。鼓励氢能整车生产企业开展公众试乘试驾、产业座谈，提升公众接纳程度，并通过氢燃料电池车辆应用，形成可复制、可推广的经验。

李昕 中国网 2022-05-08

海南风电装备产业规划:打造“一园两基地”产业集群

经海南省政府审议同意，海南省工业和信息化厅近日印发了《海南省风电装备产业发展规划（2022-2025年）》（以下简称《规划》）提出打造海上风电500亿级产业链（群）。5月11日，省工信厅相关负责人专门就《规划》进行解读。

打造“一园两基地”

省委省政府高度重视海南风电产业发展，2021年底，海南省工信厅按照省委省政府部署，组织

编制了《规划》，并于近日印发。《规划》按照“在空间布局上尽可能集中，打造风电产业园”的思路，结合海南省海上风电场规划，充分考虑全省产业基础、园区定位、港口运输等因素，提出海南省风电装备制造产业发展总体空间布局为“一园两基地”，即西部海上风电产业园，儋州洋浦、东方海上风电装备制造基地。

该负责人表示，海上风电装备产业具有低能耗、低排放、高技术含量、高附加值等特点，有利于优化儋州洋浦、东方以油气化工为主导的产业结构，有利于提升两个地区清洁能源的消费比重，为高质量发展腾出生态空间。

同时风电装备产业链比较长，零部件重量和体积大、运输要求高，《规划》从产业协同发展角度，围绕风电场发展装备制造产业可实现交通运输便利、降低成本，利于集聚专业服务、配套设备、施工运维、关联产业等上下游产业链。

海南是零基础起步，经过反复研究和论证，《规划》提出：海南风电装备产业发展将以整机集成制造为主导，着力发展叶片、电控系统、齿轮箱、发电机、轴承等主要零部件制造。积极利用好海南石化产业基础，拉长碳纤维、高性能合成树脂等新材料产业链，实现叶片本地化制造。支持和推动省内现有变压器、电线电缆生产企业与整机制造企业合作，形成配套。

此外，海南还将以“风电+风机+应用”为模式，推进发展海上风电全产业链，包括深海科技、风场勘测等专业服务产业，塔筒、基础、海缆等配套设备制造产业，整机、基础、海缆安装及耗材备件等施工运维产业，风电制氢、新型储能、深海养殖等关联产业。

加快培育海上风电装备制造产业集群

海南省工信厅相关负责人表示，根据《规划》，海南海上风电装备产业应坚持立足本省海上风电市场，面向环北部湾、东南亚等地区出口，形成“内外并重”的市场格局，加快培育本省海上风电装备制造产业集群，提升产业创新能力。

《规划》提出要加大海南风电装备上下游产业链招商力度，争取到2025年，建成儋州洋浦、东方海上风电装备制造基地，基本形成风电装备产业集群，全产业链实现产值550亿元，力争“十五五”形成千亿级产业集群。

同时，海南省还将建设制造业创新中心，积极培育海上风电全产业链生态，搭建海上风电产业联盟，构建国际化产业创新平台，打造低碳、零碳制造业样板，形成产业整体竞争力和对外输出能力，打造制造业创新中心。

分4阶段推动风电装备制造业成规模

《规划》根据产业培育时间和项目建设周期，将“十四五”期间海南风电装备产业划分为4个阶段，争取2025年，建成儋州洋浦、东方海上风电装备制造基地，形成专业服务、整机制造、配套设备、施工运维、关联产业等全产业链，建成海上风电装备制造业创新中心、海南深远海能源技术研究中心、海上风电试验基地、海上风电数字信息管理平台。

海南省工信厅相关负责人表示，海南省将围绕风电装备制造产业链实施高质量招商，目前整机制造企业招商已经有了很好的起步，下一步将重点围绕整机制造主导产业链，引进高附加值、低能耗的上下游制造企业。

同时海南省将统筹推进“一园两基地”建设，立足西部地区资源、区位、产业基础等优势，推进儋州洋浦、东方海上风电装备制造基地“两位一体”协调发展，支持两地融合共建，打造海南西部海上风电产业园。

此外，海南省还将鼓励企业设立海上风电研发及试验创新平台或研究中心，支持企业联合高校、科研院所、产业园区平台共同开展实施技术攻关，推动成果转化；并搭建产业联盟交流平台，在技术共研、人才培养、招商引资、产销对接等方面深化交流合作，探索加强产业链协同，提升整体竞争力。

邵长春 中国新闻网 2022-05-12

国家能源局决定将 75 个技术装备（项目）列为 2021 年度能源领域首台（套）重大技术装备项目

据国家能源局 5 月 13 日消息，国家能源局发布公告称，为持续推进能源领域首台（套）重大技术装备示范应用，加快能源重大技术装备创新，切实保障关键技术装备产业链供应链安全，国家能源局组织了 2021 年度能源领域首台（套）重大技术装备申报及评定工作。根据各有关单位申请，经组织专家评审和复核、公示，决定将“300MW 级变速抽水蓄能机组成套设备”等 75 个技术装备（项目）列为 2021 年度能源领域首台（套）重大技术装备项目。

国家能源局公告

2022 年第 2 号

为持续推进能源领域首台（套）重大技术装备示范应用，加快能源重大技术装备创新，切实保障关键技术装备产业链供应链安全，我局组织了 2021 年度能源领域首台（套）重大技术装备申报及评定工作。现就有关事项公告如下。

一、根据各有关单位申请，经组织专家评审和复核、公示，决定将“300MW 级变速抽水蓄能机组成套设备”等 75 个技术装备（项目）列为 2021 年度能源领域首台（套）重大技术装备项目。各有关单位要抓紧推动技术装备研制，突破并掌握关键技术，扎实推进示范应用，确保首台（套）重大技术装备示范任务落地。

二、按照《关于促进首台（套）重大技术装备示范应用的意见》（发改产业〔2018〕558 号）和《国家能源局关于促进能源领域首台（套）重大技术装备示范应用的通知》（国能发科技〔2018〕49 号），能源领域首台（套）重大技术装备研制单位及其依托工程享受如下有关政策：

（一）承担首台（套）重大技术装备示范任务的依托工程优先纳入相关规划并由各级投资主管部门按照权限核准或审批。

（二）能源领域首台（套）重大技术装备招投标，经报行业主管部门批准，可采用单一来源采购、竞争性谈判等方式以保障示范任务落实。

（三）承担首台（套）重大技术装备示范任务的依托工程根据实际需要，可在年度上网电量指标安排、发电机组并网运行、调度方式、燃料供应和监管等方面给予适当优惠，鼓励地方根据实际情况进一步细化并落实知识产权、资金、税收、金融、保险等支持政策。

（四）承担首台（套）重大技术装备示范任务的依托工程，根据实际情况享有示范应用过失宽容政策。

三、已确定依托工程的技术装备，自本公告发布之日起，三年内依托工程未开工建设的，自动取消首台（套）资格。

四、能源领域首台（套）重大技术装备研制单位和依托工程承担单位要及时向我局报告工作进展情况，依托工程投产运行一年后开展示范应用自我评价，形成自我评价报告报送我局。

国家能源局

2022 年 5 月 7 日

国家能源局 2022-05-13

宁夏开展 2022 新型储能项目试点工作

5 月 10 日，宁夏发改委印发《自治区发展改革委关于开展 2022 年新型储能项目试点工作的通知》。

《通知》指出，2022 年，在新能源资源禀赋好、新能源装机规模大、电网调峰需求高、输电断面受限情况较多的吴忠市、中卫市及宁东基地，建设一批新型储能试点项目，原则上每个地区储能试点项目数量不超过 2 个，每个地区项目总规模不超过 200 兆瓦/400 兆瓦时；鼓励银川市、石嘴山

市、固原市优选 1 个储能项目参与试点申报，每个地区项目总规模不超过 100 兆瓦/200 兆瓦时；对于全区首个钒液流、压缩空气、飞轮、钠盐等先进新型储能技术项目一并纳入试点项目支持范围，单个项目规模不超过 100 兆瓦/200 兆瓦时。

为了鼓励企业投资积极性，给予自治区储能试点项目 0.8 元/千瓦时调峰服务补偿价格，全生命周期内完全充放电前 600 次在辅助服务市场中不考虑价格排序，优先调用储能试点项目。将储能试点项目纳入自治区新能源消纳补偿机制中系统调节费用优先支持范围，支持企业降低建设投资和运营成本。

要求各市及宁东于 2022 年 5 月底确定拟开展试点项目名单，上报自治区发展改革委。按照“先投先得”原则，储能试点项目须在 2022 年 12 月 31 日之前建成并网，并在通过各地发改部门及电网企业组织验收后统一上报区发改委，确定为自治区储能试点示范项目，享受相关政策。

宁夏发改委 2022-05-13

四川省印发“十四五”能源发展规划 多措并举推进能源消费转型升级

●重点项目主要属于清洁能源产业，既契合省委发展绿色低碳优势产业的要求，也是发挥四川比较优势培育绿色发展新动能的现实需要

●将加快构建清洁低碳、安全高效的能源体系，多措并举推进能源消费转型升级

近日，四川省政府印发《四川省“十四五”能源发展规划》，这是未来几年四川能源发展的根本遵循。《规划》哪些地方需要划重点？省发展改革委副主任、省能源局局长梁武湖就此进行了解读。

十大重点任务，配套近 200 个重点项目

梁武湖介绍，《规划》提出统筹推进电源建设、推动电网提档升级、加快天然气勘探开发利用、推进煤炭清洁化生产利用、加强能源安全储备和风险管控、推进能源消费转型升级、培育能源新技术新业态、强化能源民生服务保障、推进能源合作、建立健全现代能源治理体系等十大重点任务，同时，配套近 200 个重点项目。

这些重点项目主要属于清洁能源产业，既契合省委发展绿色低碳优势产业的要求，也是发挥四川比较优势培育绿色发展新动能的现实需要。

科学有序开发水电。重点推进金沙江、雅砻江、大渡河“三江”水电基地建设，建成白鹤滩、苏洼龙、两河口、杨房沟、双江口、硬梁包等水电站，继续推进叶巴滩、拉哇、卡拉等电站建设，开工建设旭龙、岗托、奔子栏、孟底沟、牙根二级、丹巴等水电站。“十四五”期间核准建设规模 1200 万千瓦以上，新增投产水电装机规模 2400 万千瓦左右。

加快发展新能源。重点推进凉山州风电基地和“三州一市”光伏发电基地建设，规划建设金沙江上游、金沙江下游、雅砻江、大渡河中上游水风光一体化可再生能源综合开发基地，推进分布式光伏发电和盆周山区风电开发。开展实证实验光伏发电基地、光伏储能试点项目建设，推进整县（市、区）屋顶分布式光伏开发。“十四五”期间新增风电 600 万千瓦左右、太阳能发电 1000 万千瓦以上。

推动能源基础设施建设。“十四五”期间将建成雅砻江中游至江西、白鹤滩至江苏、白鹤滩至浙江等±800 千伏特高压直流工程，开工建设金沙江上游至湖北多能互补外送特高压直流工程。研究规划与西北电网联接第二通道，研究布局藏东南和雅鲁藏布江下游水电入川接续转送特高压工程。完善四川电网 500 千伏主网架，构建相对独立、互联互通的“立体双环网”主网结构。加快建设省内油气输送管道，到 2025 年，年输气能力达到 700 亿立方米。

加快天然气勘探开发。推动实施国家天然气（页岩气）千亿立方米级产能基地建设行动方案，大力推进天然气（页岩气）勘探开发，建成全国最大的现代化天然气（页岩气）生产基地。到 2025 年，天然气（页岩气）年产量达到 630 亿立方米。

助力双碳目标，能源领域是主战场

实现碳达峰碳中和目标，能源领域是主战场。梁武湖表示，我省将加快构建清洁低碳、安全高

效的能源体系，多措并举推进能源消费转型升级。

构建清洁低碳、安全高效的能源体系，主要包括——

稳步增强能源保障能力。到 2025 年，我省能源综合生产能力约 2.57 亿吨标准煤。全省电力总装机 1.5 亿千瓦左右，其中水电装机容量 1.05 亿千瓦左右，火电装机 2300 万千瓦左右，风电、光伏发电装机容量分别达到 1000 万千瓦、1200 万千瓦。

持续推进清洁低碳转型。到 2025 年，我省清洁能源装机占比 88%左右，非化石能源消费比重 42%左右，天然气消费比重 19%左右，电能占终端能源消费比重进一步提高。煤炭消费比重进一步降低，煤炭消费量率先达峰。

加快完善能源产供储销体系。提升能源资源配置能力，做好电网、油气管网等能源基础设施建设，特别是加强电力和油气跨省跨区输送通道建设。建立健全煤炭储备体系，加大油气增储上产力度，重点推进地下储气库、LNG 接收站等储气设施建设。

提升能源应急安全保障能力。建立健全煤炭、油气、电力供需预警机制，提高快速响应和能源供应快速恢复能力。

多措并举推进能源消费转型升级，将持续推进节能降碳，研究编制能源行业碳达峰工作方案，推进能源分行业分步达峰；持续扩大电能替代规模，重点在燃煤（油、柴）锅炉窑炉、港口岸电、电烤烟、电火锅、机场桥载、冰蓄冷、电驱钻井、电驱压裂等领域实施一批电能替代工程，全面优化充（换）电基础设施布局，到 2025 年，力争建成充电桩 12 万个，总充电功率 220 万千瓦。

李欣忆 四川日报 2022-05-15