

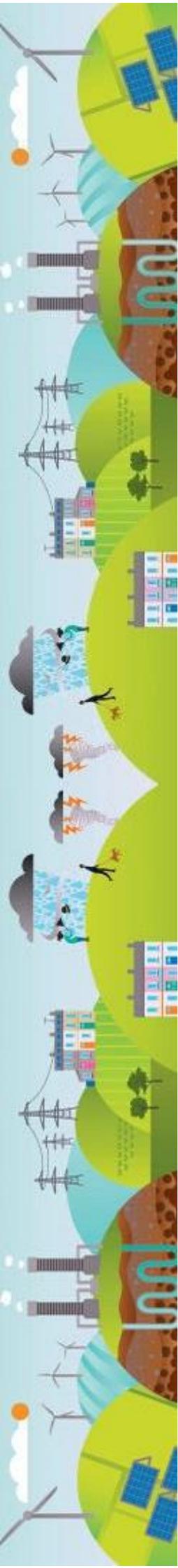
能量转换科技信息

广州能源研究所信息服务与编辑部 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 19 期 2021 年 10 月

目 录

总论	1
协同推进减污降碳势在必行	1
“两个构建”是能源领域碳中和的根本路径	2
碳达峰碳中和是中国经济高质量发展的综合引擎	3
全国一盘棋，中国有望在 2028 年前碳达峰	4
碳边境调节机制将推动世界经贸格局重构	6
减排降碳多管齐下探新路 新技术助力能源更清洁更低碳	8
坚持全国一盘棋 找出碳达峰碳中和的科技“最优解”	10
北京加大可再生能源开发利用 消费比重 2025 年增至约 14%	12
“中国倡议”引领世界能源变革与可持续发展	13
全球气候治理的缺口有哪些？	14
热能、动力工程	16
电力碳排放核算与监测体系亟待升级	16
全球最大空气 CCS 项目投运引关注	18
新型电力系统构建之路该怎么走？	19
降碳要充分考虑成本约束	20
现代煤化工降碳需多点发力	21
火电等五行业纳入碳监测评估试点	23
污水源热泵为城市零碳清洁供暖“开药方”	23
赋能城市节能降碳，分布式能源“风”正足	24
不再新建境外煤电项目，中国要下怎样一盘棋？	26
探索以碳排放指标替换能耗指标，发挥市场作用灵活调控双控目标	27
国网山东电科院自主研发网源平台火电-储能联合调频功能	28
马永生院士：“双碳”目标下油气行业的四大绿色发展路径	29
河北探索钢铁碳排放基准值测算分析	30
首份共享骑行减污降碳报告发布：西安美团单车用户一年减碳 9798.3 吨	30
全球最大“吸碳”机器在冰岛启动	31
安徽推出“碳指数”助力规上工业企业节能降碳	32
全球碳排放最大单一机构“被抓”，是美军！	32
12 家油气巨头承诺实现净零排放目标	33
生态环境部开展碳监测评估试点 选择五类重点行业	34
新技术助力能源更清洁更低碳	34
大气污染物控排改“算”为“测”对控碳数据工作的启示	36
专家称企业有序减碳需多方合力推进	38



欧盟市场的高碳价如何炼成	39
锂电池电解液分子结构阐明	41
储能产业政策要做到连贯融合	41
始于绿色和安全，碳中和目标下，飞轮储能将堪大任	43
研究人员发现超离子材料适用于电池和其他能量转换装置	45
新型储能怎么发展？锂电池成主流技术？一文读懂发改委指导意见	46
纯硅阳极打造高性能全固态电池	48
数据中心建大型“充电宝”，国内首个荷储 IDC 项目落户佛山	48
全国碳市场“双满月” 功能亟待进一步发挥	49
吕大鹏：碳中和要稳妥推进，不能一蹴而就	51
储能成可再生能源发展关键技术	52
双碳目标深度影响航空运输业	53
生物质能、环保工程	54
我国生物质能源化利用潜力约 4.6 亿吨标煤	54
未来十年，吉林靠发电“消化”生活垃圾	55
创新推广超净能源工厂，助力生物质能产业发展	56
到 2030 年我国利用生物质能可减碳超 9 亿吨	59
以废治废，赤泥+秸秆化身印染废水处理利器	60
2030 年我国利用生物质能减碳将超 9 亿吨	61
太阳能	61
600 瓦+成为行业降本增效的优选项	61
天合光能至尊 670W 超高功率组件，获两大国际权威机构认可	63
整县屋顶分布式光伏开发试点启动 六百七十六个县（市、区）列入试点名单	67
整县项目超预期：户用光伏增长再提速 正泰零碳方案获认可	68
光伏+科技农业，助力乡村振兴	69
光伏装机 5 年增 6 倍，国家电投成全球最大新能源发电企业	70
2050 年美国太阳能发电占比将达 45%	71
隆基发布 DNV 高功率组件 BOS 成本分析报告，182 组件略胜一筹！	71
N 型 TOPCon 电池与组件如何发展？	76
中国光伏多项指标世界第一！	77
海洋能、水能	78
抽水蓄能产业筹划两个翻番	78
抽水蓄能迎来大“爆发”未来的路要怎么走？	79
国网武威供电公司：武威黄羊站点正式列入全国抽水蓄能规划“十四五”重点实施项目	80
风能	81
中国连续三年引领全球海上风电增长	81
我国大兆瓦海上风机关键技术取得新突破	82
年等效利用小时数提升 95%，深度技改助老旧风场重塑价值	84
全球海上风电，中国再次领跑！	86
美国能源部称风能呈现创纪录增长	87
分散式风电为什么不能整县推进？	88
中国绿发发布数字化智慧型海上风电新成果	89
我国大兆瓦海上风机关键技术取得新突破	90
全球现存最大浮式风电场在英国建设完成	91



氢能、燃料电池	92
国务院副总理韩正：加快突破关键核心技术 攻克燃料电池技术瓶颈	92
校企联合推动高温气冷堆制氢产业发展	92
垃圾制氢 前景可期	93
日本推进多样化氢能战略：燃料电池车和“蓝氢”	94
2030 年中欧和东欧氢走廊输送能力将超 40 太瓦时	95
加州大学洛杉矶分校在细菌中加入银 使微生物燃料电池的功率超过以往两倍	96
我国首套自主知识产权 氢膨胀制冷氢液化系统调试成功	97
北京将建世界一流国际氢能城市	97
喜大普奔！我国首套氢液化系统调试成功！	98
人类梦寐以求的金属氢，还要再等 90 年？	99
西门子能源：碳中和目标下 绿氢引领新一轮能源变革	101
探究绿氢降本之路：可再生能源制氢经济性分析及趋势预测	104
蓝氢的碳排放真的比天然气高吗？英国专家有话说	106
我国首套吨级氢液化系统研制成功	107
多国推进氢能战略实施	108
北京昌平：未来两年推动氢燃料电池成本降低 30%	109
核能	109
“人造太阳”主机安装“第一棒”顺利跑完	109

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

协同推进减污降碳势在必行

近日召开的中央全面深化改革委员会第二十一次会议强调，要从生态系统整体性出发，更加注重综合治理、系统治理、源头治理，加快构建减污降碳一体谋划、一体部署、一体推进、一体考核的制度机制。

温室气体排放与大气污染物排放具有同根、同源、同过程的特点。“十四五”时期，我国生态文明建设进入了以降碳为重点战略方向、推动减污降碳协同增效、促进经济社会发展全面绿色转型、实现生态环境质量改善由量变到质变的关键时期。但目前，全面绿色转型的基础依然薄弱，结构性、根源性、趋势性压力尚未得到根本缓解。如何实施“协同”？在“美丽中国百人论坛 2021 年会”上，中国工程院院士、生态环境部环境规划院院长王金南权威作答。

“减污”“降碳”缺一不可

不同于发达国家先解决环境污染、再应对气候变化的过程，我国既要减污，实现生态环境质量根本好转，同时又要有效控制碳排放，为实现碳达峰、碳中和目标筑牢基础。协同推进可谓“一箭双雕”。

“近年来，在城市人口、能源消费等数量不断上升的同时，PM2.5 浓度和碳排放强度都在显著下降。背后贡献来源是什么？”王金南说，据中国工程院评估，在 2018-2020 年污染防治三年行动计划期间，贡献最大的措施是工业提标改造、民用能源清洁化，前者对全国和长三角地区 PM2.5 浓度降低的贡献分别为 21%和 30%，后者为京津冀和汾渭平原两大重点区域 PM2.5 浓度下降各贡献了 38%和 26%。同时，三年行动也对二氧化碳减排产生显著效应，全国累计减碳 4.9 亿吨。

“温室气体与传统大气污染物排放具有相同的驱动力、相同的根源，空气质量问题影响着气候变化，极端气象等气候也会影响环境改善。”王金南表示，从必要性和可行性来看，协同推进减污降碳势在必行。“结构性问题突出是实现美丽中国及碳达峰、碳中和目标的共同挑战，协同推进则是打赢污染防治攻坚战、实现降碳目标的根本途径。高度同源性又使得减污降碳的可操作性非常强，能够基于合理手段实现两大目标。”

王金南介绍，预测显示，若能按期实现碳中和愿景，到 2060 年前后，PM2.5 浓度大体可降至 10-15 微克/立方米，达到世界卫生组织推荐值。而据生态环境部通报，2020 年前 11 个月，全国 337 个地级及以上城市 PM2.5 平均浓度达到世卫组织第一阶段 35 微克/立方米的目標，该成绩已非常不易。

年均降碳目标要达到 3 亿吨

在王金南看来，减污降碳仍需持续发力。“在全国整体改善的同时，大气污染形势依然严峻。2015-2020 年，PM2.5 浓度超标城市比例从 68.5%下降到 37.1%，全国依然有约 40%的城市空气质量没有达标，有些省份一个城市都没有达标。”

通过对 70 个已宣布碳达峰目标的城市进行分析，王金南还发现，其中 35 个城市自身 PM2.5 浓度尚未达标。“从碳达峰到碳中和，欧盟大约用了 70 年时间，减排约 40 亿吨，年均减排二氧化碳 0.6 亿吨左右。我们要用 30 年时间，减碳 100 亿吨左右，年均减碳目标要达到 3 亿吨。实现减污降碳的时间紧、任务重，现阶段要以碳中和目标为约束，推动实现高质量的碳达峰。”

王金南进一步指出，碳达峰是指某个地区或行业年度二氧化碳排放量达到历史最高值，然后经历平台期进入持续下降的过程，是二氧化碳排放量由增转降的历史拐点，标志着碳排放与经济发展实现脱钩。达峰目标包括达峰年份和峰值，其早晚与高低将直接影响碳中和实现的时长和难度。“到 2035 年基本实现社会主义现代化远景目标，需要保持经济中高速增长，能源消费刚性增长需求旺盛，将给碳达峰带来巨大压力。”

而据记者了解，部分地区仍在“高碳”轨道上谋发展，认为2030年前还可继续大幅提高化石能源使用量，攀登排放“新高峰”后再考虑下降，这正是没有认识到降碳对各地发展的倒逼要求：“十四五”新建的高碳项目，其排放将延续到2050年前后，还会压缩未来20-30年低碳技术发展空间，对碳中和进程造成影响。

重点关注热点区域

结构性、根源性、趋势性压力还表现在，我国粗钢、水泥产量和煤炭消费量均占世界总量一半以上；能源资源利用效率偏低；局部地区生态破坏问题依然突出，生态资源环境承载能力已经达到或接近上限的状况没有根本改变。如何进一步推动减污降碳？王金南提出目标、空间、对象、措施、政策及平台6个维度的“协同”。

“针对每个主要城市，分成2025年、2030年、2035年等不同阶段，同步提出空气质量达标与碳减排目标。大气污染物与二氧化碳的排放空间高度聚集，重点关注这类‘双高’区域。”王金南说，2017年全国碳排放量排名前5位的网格，合计贡献了全国68%的二氧化碳、60%的氮氧化物及46%的一次颗粒物，这些正是热点区域。

从行业来看，工业、电力、交通及建筑碳排放占到全国排放总量的90%以上。“二氧化碳排放是均质的，北京排放1吨与上海排放1吨差不多，但空气质量区域性差别却很明显。在选择治理对象时，更多要以空气质量改善目标作为依据，识别不同地区的重点部门。”王金南提出，因任务高度一致，减污与降碳的措施也可协同。“例如，大力发展风、光等可再生能源是电力行业降碳的主要措施，这对彻底降低大气污染物排放也非常有效。”

王金南还强调，应创新减污降碳协同政策机制，并建立城市空气质量达标和碳达峰“双达”管理平台。“二氧化碳和大气污染物都是一个‘烟囱’出来的，统计监测应由同一个部门监管。但在一些城市，两套管理体系还是分开的，因此首先要建立城市空气质量与二氧化碳排放协同评估方法，在技术层面予以突破，不能光喊口号。”

本报记者 朱妍 中国能源报 2021-09-20

“两个构建”是能源领域碳中和的根本路径

构建清洁低碳安全高效的能源体系

构建以新能源为主体的新型电力系统

“构建清洁低碳安全高效的能源体系和以新能源为主体的新型电力系统，是我国未来能源转型和实现碳中和目标的重中之重。”在9月23日召开的中国电力规划第八届论坛上，中国科学院院士周孝信说，我国拥有多项降碳技术，如何将其组合起来应用到工程实践中，是未来发展的重点。

那么，在碳达峰和碳中和目标之下，能源转型如何实现？新型电力系统的主要特征、核心指标和关键技术有哪些？会议间隙，记者就上述问题采访了周孝信。

释放数字化转型红利

最新数据显示，2020年我国煤电装机占整个电力系统装机容量的49.1%，年发电量占比保持在60%。预计到2030年，煤电装机占比将下降到32.3%，但发电量占比仍维持在46%左右。

对此，周孝信提出，我国能源转型战略的目标是实现碳达峰和碳中和，而实施路径就是“两个构建”：首先是构建清洁低碳安全高效的能源体系，其次是构建以新能源为主体的新型电力系统。

对于如何落实“两个构建”，周孝信提出了自己的看法：“首先，要大力开发利用可再生能源，发展核能、生物质、地热等非化石能源的综合利用，在电力系统中实现以非化石能源为主的电源结构，这是实现能源转型的关键；其次，要积极推动煤电灵活性转型，为高比例可再生能源电力系统运行提供灵活调节能力，探索煤电资源的综合利用，实现煤电向低碳无碳化转型；再次，要持续推进终端用能的电气化以及加强电力电子和储能等关键技术创新；最后，还要完善各项政策，坚持市场化改革方向，加快完善碳交易市场，助力国家应对气候变化目标的实现。”

周孝信表示，要通过数字化转型，推动新一代输配电网和能源互联网建设，适应高比例可再生能源电力消纳，确保电力系统安全稳定运行。

注重电力系统的整体效率

在周孝信看来，新型电力系统有几大特征属性：高比例可再生能源电力系统、高比例电力电子设备电力系统、多能互补综合能源电力系统、数字化智能化的智慧能源电力系统、低碳零碳的电力系统。

这就意味着，要形成以清洁为主导，以电为中心的能源供应和消费体系，同时新能源要具备主动支撑能力，大电网要做到规模合理，构建安全防御体系。同时，还要做到高度的数字化、智慧化、网络化，实现对海量分散供电对象的智能协调控制，实现“源网荷储”各要素友好协同。

“非化石能源在一次能源消费中的比重、非化石能源发电量在全部发电量中的比重、电能在终端消费中的比重、系统总体能源效率、能源电力系统中二氧化碳的总排放量，是考核新型电力系统是否合格的核心指标。”周孝信表示。

周孝信解释称，在以电力为核心的能源系统中，非化石能源占一次能源消费的比重，体现了其对电力系统的贡献；电能在终端消费中的比重，决定了终端消费中到底有多少能源由电力供应；对于系统总体能源利用效率来说，单纯提高能源的利用效率并非最重要，而是要注重核算电力系统的整体效率。

实现多种关键技术融合发展

无论是构建清洁低碳安全高效的能源体系，还是构建以新能源为主体的新型电力系统，都需要技术“底座”的支撑。

周孝信认为，对能源电力系统全局产生影响的关键技术包括：高效低成本的电网支持型新能源发电和综合利用技术、高可靠性低损耗率新型电力电子元器件装置和系统技术、新型综合电力系统规划运行和控制保护技术、清洁高效低成本氢能生产储运转化和应用技术、安全高效低成本寿命新型储能技术、数字化智能化和能源互联网技术、新型输电和超导综合输能技术、综合能源电力市场技术等。

这些关键技术如何共融发展，形成合力？对此，周孝信提出了综合能源生产单元（IEPU）解决方案，即利用燃煤电厂或者燃煤混烧生物质电厂进行二氧化碳捕集，利用火电或者新能源电力进行电解水制氢，利用生产出来的二氧化碳和氢合成甲烷或甲醇，从而解决氢气储运安全性的难题。

“综合能源生产单元解决方案具有高灵活调节能力，可作为火电低碳零碳转型的一种路径，助力构建零碳电力系统，支撑高渗透可再生能源电力系统安全可靠运行。”周孝信说，“综合能源生产单元解决方案与数字化智能化技术相结合，可构成未来能源基地的智慧型基本单元，这将对电网的灵活性及调度模式产生重要影响。”

本报记者 韩逸飞 中国能源报 2021-09-27

碳达峰碳中和是中国经济高质量发展的综合引擎

能源系统的碳排放占比约 80%，是实现碳达峰、碳中和目标的主战场。电力行业的碳排放占整个能源行业碳排放的 40%以上，可以说，电力行业是实现碳达峰、碳中和目标的主力军。

着眼碳达峰、碳中和目标，其实就是聚焦 4 个“何处去”、4 个“中国怎么办”，即面对全球气候变化的人类共同挑战，地球生态何处去、中国怎么办；面对全球量化宽松政策的货币超发挑战，超发货币何处去？中国怎么办；面对全球市场竞争规则的重大变化，长期国家竞争力何处去、中国怎么办；面对不同社会制度选择的制度竞争，不同国家的制度自信何处去、中国怎么办。

碳达峰、碳中和这一国家战略决策具有定位全局性、方向长期性、政策基本性、挑战综合性、问题复杂性、进程不确定性等特征，是中国经济高质量发展的综合引擎。

首先，它可以改变社会生产函数。倒逼各行各业实现根本性转变，推动技术实现跨越式升级。

其次，它可以改变行业竞争态势和格局。通过内生成本压力和外生的市场竞争格局，加速产业升级，同时助推我国实现高水平的科技自立自强。

我国经济的高质量发展之路是一条经济自主、均衡、包容、绿色的可持续发展之路。我国经济的可持续发展将对能源高质量发展提出新要求。因为各行业技术进步、产业升级都将直接影响用能方式的转变，低碳化、鼓励可再生能源的新用能方式将更符合经济高质量发展的要求。

再次，经济的高质量发展将直接带动能源效率提升，能源系统低成本、高质量建设，灵活性资源的发展需求，也必然导致以电力为载体的能源系统的发展。

所以，各行业技术的跨越式进步，产业跨越式、压缩式的升级，催生了如今的碳达峰、碳中和战略目标，中国经济高质量发展和中国能源高质量发展催生了以新能源为主体的新型电力系统的发展。

以新能源为主体的新型电力系统可着眼多维度描述。其既能够大力推动和友好消纳超低成本新能源发展，也能够高经济性地解决新增系统平衡成本指数级增长难题；既能够与各行各业技术跨越式进步，产业跃升性升级实现高质量协同，也是电力流、碳流、稀缺性灵活性资源流的高度耦合。

新型电力系统的计量无处不在，交易无处不在，创新无处不在、人人都可参与。它是一个持续创造新技术、新装备、新业态、新模式、新产业、新经济的系统，也是一个融合计量基础设施、交易基础设施、类货币基础设施、制度基础设施，以及融合基础设施（能源、数字、安全、应急）的综合能源系统；具有显著中国特色，能够灵活适应我国节能降碳不同发展阶段需要，满足生态文明建设和共同富裕要求和能源安全新战略的系统。

（本文为国网（苏州）城市能源研究院院长李伟阳近日在“第五届可再生能源并网技术与政策论坛”上的发言摘编）

李伟阳 中国能源报 2021-09-27

全国一盘棋，中国有望在 2028 年前碳达峰

中国气候变化事务特使解振华近日公开表示，作为世界上最大的发展中国家，碳达峰、碳中和目标意味着，中国将完成全球最高的碳排放强度降幅，用全球历史上最短的时间实现从碳达峰到碳中和。

宏伟目标的实现意味着艰苦卓绝的努力。中国该如何迈好步？从现在开始到 2030 年碳达峰无疑是爬坡迈坎的关键期。谈及这一话题，能源基金会首席执行官兼中国区总裁邹骥在接受本报记者专访时指出，全国一盘棋、重绘能源版图，是当下中国在顶层设计层面的当务之急。

“‘达峰’时间越早、峰值水平越低，就能为‘中和’争取更多时间、创造更好条件。”邹骥结合自己团队的研究进一步认为，中国现在正以渐弱的排放增长率整体步入准达峰的平台期，“中国将在 2028 年之前，甚至更早实现碳达峰。”

补齐认识短板

重绘中国能源版图是当务之急

中国城市能源周刊：不久前召开的中央政治局会议提出，要纠正近期各地出现的“运动式减碳”之风，您如何解读这一政策指示？

邹骥：虽然时下各地对于碳达峰、碳中和的路径规划还在设计布局过程中，但由于认识不到位，“一刀切”的思维是存在的，很可能出现“运动式减碳”。从这个角度看，中央政治局会议的指示是非常及时的。反观当前实际，各方仍需要加强学习，补齐认识短板。

从另一个角度理解，碳达峰、碳中和的时间跨度为 10 年和 40 年，其中包括实现我国第二个百年目标的 30 年时间。因此，要避免运动式、一刀切和简单化的节能降碳做法，强有力的指导必不可少，这就对决策者、管理机构和智库提出顶层设计层面的更高要求。要在正视新技术从开发到应用客观规律的基础之上，立足当下、着眼长远、系统谋划、循序渐进，既不冒进又不懈怠，瞄定方向，

向碳达峰、碳中和稳步迈进。

中国城市能源周刊：在您看来，要如期实现碳达峰、碳中和目标，我国在能源领域的顶层设计层面，需要遵循什么原则，当务之急是什么？

邹骥：今年3月召开的中央财经委员会第九次会议在部署实现碳达峰、碳中和的基本思路和主要举措时提出，要构建清洁低碳安全高效的能源体系，构建以新能源为主体的新型电力系统。那么，具体怎么落地？

以风光为例，去年底我国宣布，到2030年实现碳达峰既定目标之时，风电、太阳能发电总装机容量将达到12亿千瓦以上。截至2020年底，全国风电、光伏累计装机分别达到2.81亿千瓦、2.53亿千瓦，二者合计5.34亿千瓦，也就是说要实现上述目标，未来10年风光装机增长要超过6亿千瓦，年均超过6000万千瓦。根据目前态势，有可能超额实现这一装机目标。

要实现这一目标，我认为不仅要做好时间轴的节奏部署，还要立足各地资源禀赋，做好地理空间的供需配置与协同。以此为指引，改变传统思维，全国一盘棋，重绘中国能源版图应该是当下我国在顶层设计层面需要着力解决的重要问题。只有基于空间分布的定量评估，才有可能真正避免运动式的节能降碳。

借助绿电跨区协同

构建能源经济大循环新格局

中国城市能源周刊：在您看来，构建以新能源为主体的新型电力系统对我国能源版图的重新规划提出了怎样的新指引？

邹骥：能源基金会近期已启动这方面工作，基本思路是基于对中国960万平方公里不同地区气候条件、风光资源情况和区位、发展水平的全面评估，重新定义中国的能源资源禀赋。

众所周知，我国地势“西高东低”，被誉为“中华水塔”的重要水源地——三江源区就位于青海南部，这意味着我国水能资源分布自西向东传递；而风光资源则主要分布在东北、华北、西北“三北”地区，如内蒙古、冀北、新疆、青海、甘肃、宁夏等地区都拥有大量的风光资源。尤其在西北地区，戈壁滩、沙漠等土地空间资源广袤，拥有大规模、经济性开发风光资源的天然禀赋，在这些地区完全有条件通过构建风光水互补集成能源系统，将区位优势和资源转化成具备技术经济性的能源经济优势是可期的。

比如青海就已经在技术上实现了包括龙羊峡水电站在内的黄河上游水电站与风光资源的匹配，满足电网平稳供电要求的同时，对用户而言供电质量也更好，对储能的诉求也会相对降低。金沙江沿岸也具备这一风光水互补的资源禀赋，加之中国已经拥有成熟领先的特高压长途输电技术，东西能源经济大循环的格局即可形成。

同时，东部沿海密集用能地区发展海上风电、分布式可再生能源也大有可为。

基于这一思想重新绘制中国能源版图，未来新能源项目在哪，融资方向在哪，投资回报如何等也就一一勾画出来了。

中国城市能源周刊：各地在践行碳达峰、碳中和目标行动时，应如何处理节能和能源结构转型的优先级关系，如何统筹兼顾发展、减排与能源安全？

邹骥：不同的地区资源禀赋、产业结构、能耗水平等千差万别。就某一地区或者某一城市而言，通过节能和能效提升尽可能降低碳排放是第一位的；第二才是能源结构的优化，或最大限度挖掘本地可再生能源，或直接引入绿电；第三则是利用碳交易、碳汇、CCUS、碳税等各种近远期手段尽可能移除二氧化碳。

其中，跨区的绿电协同输送将是非常重要的举措。设想一下，如果让经济发达的东部地区到可再生能源丰富但经济欠发达的西部、北部地区大规模投资绿电项目，然后通过特高压输电大通道实现绿电调入，改善自身能源结构，如此全国一盘棋，会出现怎样的新变化？

借助能源市场的调节剂，无疑将形成在市场经济条件下的东部发达地区通过大量购买绿电反哺西部、北部欠发达地区的发展格局，而西部、北部欠发达地区则利用自身的可再生能源优势满足东

部发达地区的节能降碳需要，从而实现在不增加国家财政负担的情况下，缩短东西部地区的经济不平衡差距，真正兼顾减排和发展。

籍此，中国的能源版图和经济版图也会发生巨大的变化，一个新的大循环格局将由此而诞生。我们测算，以到 2030 年我国风电、太阳能发电总装机容量要达到 12 亿千瓦以上为目标，仅绿电跨区交易一项所产生的现金流就可望占到西部、北部相对不发达省份 GDP 的近 10%，非常可观。加之东部地区的大量投资，以及新增就业机会等，现金流可能还会翻倍。

平台期已至，中国有潜力在

“十四五”末或“十五五”初碳达峰

中国城市能源周刊：中央在分解任务目标，以及各地在制定碳达峰、碳中和路线图时要如何兼顾区域间以及城市间发展的不平衡？如何体现因地制宜？

邹骥：中国在分解任务目标时：首先，要坚持“全国一盘棋”思路。评价标准就是要费用效果最优，即在成本最小的前提下实现既定目标；

其次，要坚持比较优势原则。即分解任务目标时要着眼于不同地区的经济发展水平、资源禀赋、文化和政治意愿，以及营商环境等的比较优势统筹考量。

最终有些地方需要领先实现碳达峰、碳中和，甚至负碳排放，而有些地方只需将碳排放降到最低即可。也就是说，要注重系统最优，而不是每个个体都要碳中和。

中国城市能源周刊：有专家提出我国半数以上省市应在“十四五”期间实现碳达峰，从而为“十五五”期间全国碳达峰创造条件，对此您如何看？

邹骥：我们判断，中国已开始进入到碳达峰平台期，或者说已非常接近碳达峰状态。换句话说，中国的碳排放可能还在微量上升，但大幅度上升的条件已不具备。

据测算，中国有 13 个省市的碳排放约占当前排放量的 40%，已大体实现碳达峰；还有 10 个省市的碳排放约占当前排放量的 40%，接近碳达峰；只有 7 个省市的碳排放还在继续增长，约占当前排放量的 20%。

在未来五年，中国的经济增长率如能保持在 6%左右，我们认为到“十四五”末或“十五五”初，中国有实现全国碳排放达峰的潜在可能性。当然，现实中一些不可抗力虽无法预测，但即便如此，在 2027 年、2028 年中国大概率可以提前实现碳达峰目标。

本报记者 仝晓波 中国能源报 2021-09-27

碳边境调节机制将推动世界经贸格局重构

7 月 14 日，欧盟委员会通过了“Fit for 55”应对气候变化一揽子计划，涉及能源、交通、建筑、农业和税收等领域，旨在实现“到 2030 年欧盟温室气体净排放量与 1990 年的水平相比至少减少 55%，到 2050 年实现碳中和”的目标。其中，碳边境调节机制（CBAM）方案要求部分高碳行业的进口产品以向欧盟购买配额证书的方式支付自身碳排放费用，从而达到防止碳泄露和保护本土产业竞争力的目的。

欧盟碳边境调节机制落地实施后，将对国际贸易格局产生深远影响。同时，欧盟作为我国第二大贸易伙伴，这一机制的实施也将对我国出口贸易及相关行业发展等产生重大影响，需及早谋划应对。

01、欧盟碳边境调节机制出台背景

为减少二氧化碳和其他温室气体排放，欧盟于 2005 年起实施碳排放交易体系（EU-ETS），以“总量控制+排放交易”的方式，强制要求能源密集行业监测和报告其排放量，并按期提交足够的排放配额。这是全球首个温室气体排放配额交易市场，也是欧盟最主要的减排政策工具。EU-ETS 覆盖了超过 11500 家企业的排放，涉及电力、工业、航空等多个部门，约占欧盟温室气体总排放量的 40%。

为实现减排目标，EU-ETS 的配额总量和配额免费分配基准持续收紧，助推碳配额价格上涨，引

发欧盟境内企业关于其竞争力和碳泄漏的担忧。

为解决这一问题，欧盟委员会在 2019 年底发布的《欧洲绿色新政》(European Green Deal) 中提出，实施碳边境调节机制，要求欧盟进口商为其进口商品的含碳量付费，从而减少欧盟境内外企业在碳排放成本上的不对称，以保护内部企业的竞争力、避免碳泄漏。

在此背景下，欧盟委员会在“Fit for 55”应对气候变化一揽子计划中，公布了碳边境调节机制设计方案（以下简称“方案”），并正式启动相关立法程序。

02、欧盟碳边境调节机制核心内容

1.初始覆盖范围为钢铁、铝、水泥、化肥和发电行业

根据方案，碳边境调节机制初始覆盖行业为钢铁、铝、水泥、化肥和发电 5 个行业，与 EU-ETS 涵盖行业相比，未纳入造纸、玻璃、石化、航空等行业。主要原因包括两点：一是这 5 个初始覆盖行业排放水平较高且碳排放量相对容易测算；二是这 5 个行业进口整体大于出口。未来，碳边境调节机制还将考虑纳入其他具有碳泄露风险的重点行业，如化工、陶瓷等。

2.以配额证书的形式要求进口企业承担与欧盟企业相同的碳排放成本

方案在对比包括碳关税、消费税和配额证书 3 种形式共 6 种具体方案的实施效果和影响后，推荐采用配额证书的形式，要求进口企业为进口产品的碳排放量购买同等额度的电子证书。其中，产品碳排放量根据实际排放量确定，证书价格与欧盟碳价挂钩，为每周欧盟碳排放额度拍卖的平均价格。

3.允许扣除进口产品在本国已承担的碳排放成本，以避免双重收费

方案规定，对于进口产品已经在生产国以碳税或配额等方式付出的碳排放成本，可在其应缴的碳边境调节机制电子证书中进行扣减，从而避免对同一产品的碳排放进行重复收费。

4.过渡阶段进口产品只需履行申报义务，不用承担碳排放费用

方案提出，2023—2025 年为试点阶段，免费配额 100%足额发放，碳边境调节机制所涵盖领域的产品仅需履行排放报告义务，每季度报告其上一季度进口量所含碳排放量，并详细说明直接排放量、中间产品排放量以及已付出的碳减排成本，但无需向欧盟支付费用。2025 年之后正式收取费用，并逐步削减免费配额。预计在 2030 年减少到 50%，最早在 2035 年减少到 0%。

5.碳边境调节机制计划于 2023 年实施，但能否按期推行仍存在变数

按照欧盟立法程序，该方案需经过欧洲议会和欧盟理事会讨论通过才能实施。根据近 5 年的情况，法案一读通过平均耗时 18 个月（二读通过平均耗时 40 个月）。若欧盟碳边境调节机制能在一读中按平均所需时长通过，则可于 2023 年正式实施。考虑目前欧盟各国发展水平差异较大，在实施碳边境调节机制与《关税与贸易总协定》的兼容性、不同国家碳排放成本的可比性等方面均存在争议。预计围绕新规则的谈判和博弈将十分激烈，碳边境调节机制能否按期实施仍存在变数。

03、欧盟碳边境调节机制实施影响

碳边境调节机制实施后将对国际贸易产生深远影响，很可能成为推动未来世界经贸格局重构的又一个“布雷顿森林体系”(Bretton Woods system)[1]。为应对全球气候变化问题，当前世界主要经济体均相继发布了碳中和战略，加快经济绿色低碳发展成为大势所趋。比较而言，发达经济体在能源供给结构、绿色低碳技术积累等方面都具备优势，已在全球碳减排赛道上处于先发位置。碳边境调节机制则为发达经济体将碳排放领先优势转变为产业竞争优势，提供了切实可行且占据国际舆论制高点的转化途径。欧盟委员会最新通过的“Fit for 55”和美国拜登政府在今年初颁布的应对气候危机行政令等，都将碳边境调节机制作为推动全球碳减排的重要机制，势必会在未来助推该机制成为影响国际贸易的基础规则，将对世界贸易格局形成深远影响。

碳边境调节机制初期将主要影响中欧铝、钢铁贸易，长远可能对我国相关产业国际竞争优势形成重大影响。欧盟碳边境调节机制首批清单涉及到我国 4 个行业，相关产品约占对欧盟出口总额的 17%，主要为铝和钢铁行业。考虑到铝在生产过程中产生的全氟化碳（PFCs）和耗电量对应的温室气体，我国每吨铝合计将产生约 12.5 吨温室气体；钢材生产包括长流程及电炉炼钢，每吨钢产生约

2 吨温室气体。在完全取消免费配额的情景下，当前，欧盟碳交易价约 55 欧元/吨（约合人民币 419 元/吨），我国碳价约 50 元/吨。参照当前中欧碳价水平差异，实施碳边境调节机制后，预计我国出口钢材将支付约 700 元/吨的碳排放费用，比国内吨钢利润水平高约 4 成，出口铝将支付约 4600 元/吨的碳排放费用，比国内吨铝利润水平高 15 个百分点，铝和钢材出口竞争的价格优势将被完全颠覆。目前，我国对欧盟出口的主要产品包括汽车、太阳能光伏板、机电产品、服装等，若未来相关产品被纳入碳边境调节机制覆盖范围，势必将对中欧贸易形成更大影响。

04、应对建议

1.加强碳关税机制研究，积极争取国际规则话语权

随着欧美等国家地区相继跟进，未来碳关税纳入国际贸易框架体系是大概率事件，但当前，碳关税落地机制仍处于众说纷纭阶段，比如不同于欧盟方案，国际货币基金组织就提出应实行国际最低碳价协议，根据各国经济发展水平，建立阶梯型最低碳价体系，促使各国承担“共同而有区别”的责任等。由此可见，碳关税机制仍存有博弈空间，加强前瞻研究，积极争取未来国际贸易规则的话语权，是我国推动构建新发展格局，实现国际市场循环畅通运转的关键。

2.加快构建完善的碳认证体系，助力“双碳”目标实现，争取国际竞争主动

建立完善的碳核查、碳认证管理体系，是碳减排政策落地实施的必备基础。目前，全国碳排放权交易市场已正式运行，并将发电行业率先纳入市场，未来，覆盖排放行业将进一步扩大。建设覆盖范围全面、体系完整、严谨科学的碳核查认证机制，既是保障国内碳市场有效运作、助力我国“双碳”目标实现的内在发展需要，也是主动应对欧美等碳关税机制，争取出口贸易竞争主动的外部形势要求。

3.树立长周期发展思维，从国家战略高度推行循环经济

循环经济通过对资源的高效利用和循环利用，以尽量减少资源依赖，实现经济可持续发展，是我国进入新发展阶段后经济转型发展的必然方向。虽然长周期视角下，循环经济发展路径选择无人质疑，但出于短期快速发展考量，地方产业经济发展决策中的传统模式依赖现象仍屡见不鲜，比如“两高”项目屡禁不止等。贯彻落实习近平生态文明思想，需要树立长周期发展思维，进一步完善配套政策机制，强化循环经济发展路径选择引导和激励。

4.加强减碳零碳负碳技术创新攻关，推动我国在碳减排国际竞争中取得优势

即使从全球视野看，实现碳中和目标目前仍存在诸多技术难点需要攻克，相关减碳、零碳、负碳技术还亟需研发。加强碳减排技术的创新攻关，既是落实我国碳达峰碳中和战略部署要求，也是主动应对碳关税机制，获取国际竞争优势的重要依托。需要进一步完善配套政策，发挥新型举国体制优势，激发微观主体创新活力，强化减碳、零碳、负碳等技术创新攻关。

(本文作者系南方电网能源发展研究院能源战略与政策研究所所长)

注：[1]布雷顿森林体系指第二次世界大战后以美元为中心的国际货币体系协定。布雷顿森林体系是该协定对各国对货币的兑换、国际收支的调节、国际储备资产的构成等问题共同作出的安排所确定的规则、采取的措施及相应的组织机构形式的总和。

陈政 中国能源网 2021-09-22

减排降碳多管齐下探新路 新技术助力能源更清洁更低碳

碳中和，是指人类活动排放的二氧化碳被人为作用和自然过程所吸收。研究显示，当前全球每年排放约 400 亿吨二氧化碳，其中 14%来自土地利用，86%源于化石燃料利用。这意味着，实现碳中和，必须变革以化石能源为主导的能源体系，构建以风、光、水、核等为主体的非碳能源新结构。

碳中和硬约束下，并非摒弃化石能源。为降低化石能源使用过程中的碳排放，科研人员正在探索清洁化利用技术。同时，在交通、工业等领域，研究用氢能、电能等替代化石能源，多管齐下，支撑减排降碳。

化石能源清洁利用

既获得化学品，又尽量少排放二氧化碳

据统计，我国一次能源消费中，非碳能源只占 15%，另外 85%主要是煤、油、气。其中，煤炭在一次能源消费中占比接近 60%。

近年来，煤炭占我国一次能源消费的比重持续下降，但未来一段时间内，煤炭在能源结构中依旧重要。在此情况下，有必要研究煤炭清洁利用，减少二氧化碳排放，煤化工被认为是一条路径。

中科院院士、中国科技大学校长包信和介绍，现阶段，我国煤炭有两种主流利用方式，一是大量作为能源，直接燃烧发电；二是作为原料，通过煤化工等手段，制备化学品。我国对化学品需求量很大，又不可能像国外一样，完全依赖石油化工来生产，因此，利用煤炭转化制备化学品比较现实、可靠。

以煤为原料制备化学品，离不开碳、氢、氧三个元素的反应变换。因此，煤的结构及反应过程，决定其燃烧一定会产生二氧化碳。据测算，燃烧 1 吨煤大约排放 3 吨二氧化碳，且煤化工项目往往又是用水大户，煤气化、合成及后续产品纯化、分离等环节，均离不开水。

有没有一种方法，既能实现煤转化的目的，又不用排放大量二氧化碳？朝着这个方向，科学家正在探索新的化学反应方式。

包信和解释，石油化工通过催化、蒸馏、裂解等方式，把大分子变成小分子，从而得到烯烃、芳烃等产品。这一过程就不需要很多水，也不会过多排放二氧化碳，即可将油分子“吃干榨净”。从分子式结构来看，煤和油的差别不大，区别主要在反应过程。如果能换一种方式实现煤转化，即将煤中的大分子像石油炼制一样直接“剪开”，也可以在少用水、少排放碳的同时，拿到所需的产品。

化石能源对一个国家来说，是珍贵的资源，但直接燃烧，二氧化碳的排放量比较大。科学家正在努力，把化石能源更多当原材料来利用，从而加工成产品。

比如，“吃干榨净”石油，科研人员创新了比较精准的炼油方法，一些“分子炼油”技术大大提高了石油资源的利用效率。有专家设想，未来 80%的原油可以变成烯烃、芳烃，进而生产合成塑料、橡胶、纤维等材料，作为工业生产化学原料，减少石油的直接燃烧。

推动氢能规模应用

研究高效、便利、低成本获取“绿氢”的途径

“精准剪接”煤分子，完成煤炭清洁利用，实现这一构想离不开先进、高效的催化剂，同时还要摒弃传统的氧助气化过程，有“绿氢”的帮助才能做到。

氢气在自然界不存在，需要人工获取，还要储存、转换和应用。所谓“绿氢”，是指通过风能、太阳能等可再生能源发电，再用清洁的电力分解水制备出的氢气。这被认为是未来获取氢能的主要方式。但电解水制氢的成本比较高，全球每年消耗的 5000 万吨左右氢气中，仅有 4%来自电解水，而且所用电量也非全部来自可再生能源。大多数氢气来自化石能源，其中又以煤制氢价格最便宜。但以煤制氢，又免不了排放二氧化碳。

科研人员正在开发高效、便利、低成本获取“绿氢”的途径。比如，发展大规模、低能耗、高稳定性的电解水制氢新技术，通过材料和过程的创新降低能耗和成本等。专家认为，如果人们能够比较经济地获得“绿氢”，未来就能形成一条比较完善的氢能产业链，推动氢能在各个行业的应用，最终甚至会形成一套独立于石油天然气和电力的新体系。

氢气的价值远不止助力煤炭清洁利用。包信和认为，氢能利用效率高、无污染，还能与多种能源耦合，可以说是实现碳中和目标的关键。当今能源体系是由化石能源产生电力、液体燃料，再到达最终用户。在未来能源构架中，氢能将与电力一起居于核心位置，为终端用户供能。

在能量释放效率上，氢燃料电池技术比内燃机更高，氢气有潜力取代汽油，在交通领域有广阔的应用前景。又如，传统的炼钢方式，主要通过焦炭燃烧提供还原反应所需要的热量，并产生还原剂一氧化碳，将铁矿石还原得到铁，再把铁炼成钢，整个过程会产生大量的二氧化碳；氢能炼钢则利用氢气替代一氧化碳做还原剂，其还原产物为水，从而极大降低炼钢的二氧化碳排放。“以氢代煤”

有望引领钢铁行业绿色转型。

氢能要想大规模使用，除了需降低制备成本外，储存和输运也是必须克服的难题。针对这一痛点，我国科研人员探索“液态阳光甲醇”技术路线，即将“绿氢”与二氧化碳结合制成液态甲醇。将太阳能等可再生能源储存在甲醇中，提供了一条可再生能源储存和输运的新模式。这样不仅可以解决氢气储运问题，还能中和二氧化碳。此外，甲醇使用后分解得到的二氧化碳和水，又是下一轮循环的载体。

中科院院士、中国科学院大连化学物理研究所太阳能研究部部长李灿介绍，经过多年攻关，我国完成了全球首套直接利用太阳能“液态阳光甲醇”合成技术的规模化示范工程，正在推广 10 万吨级“液态阳光甲醇”合成技术的工业化应用。

支撑可再生能源并网

探索大容量、安全、稳定的储能技术

我国太阳能资源十分丰富。据专家测算，在我国有条件的农村屋顶都装上光伏，初步估计将有 20 亿千瓦的安装容量。这意味着一年能发电 3 万亿千瓦时，占到未来全国总电力需求的 20% 左右。

实现碳中和，必须构建以风、光、水等为主体的非碳能源新结构。然而，风、光等为代表的可再生能源，有发电波动性和间歇性等短板，如果规模化并网，会影响电网稳定运行。为支撑大规模并网，可再生能源必须与有效的储能结合起来。作为能源存储转换的关键，储能系统能够提高多元能源系统的安全性、灵活性和可调性。

专家介绍，在电源侧，储能技术可联合火电机组调峰调频、平抑新能源出力波动；在电网侧，储能技术可支撑电网调峰调频，在系统发生故障或异常时，保障电网运行安全；在用户侧，储能技术可实现用户冷热电气等方面综合供应。

目前，大规模储能技术也存在一些缺陷。除了成本比较高之外，安全也是储能产业的瓶颈。针对这些痛点，科技界和产业界正在探索大容量、安全、稳定的储能技术。比如，在储能材料上，朝着低成本、高储能密度、高循环稳定性、长周期存储的方向发展；在储能装置上，正从关注单体设备效率、成本，转向满足差异性需求的高品质供电、储用协调方向。

业内专家表示，近年来，各种新型储能技术不断有突破，且尝试了一些场景实现示范应用，包括氢储能技术、电磁储能和飞轮储能等等。储能技术路线不同，适合的场景也不一样，未来还需进一步研究，综合考虑技术成熟度与场景匹配度。

中国工程院院士杜祥琬表示，从碳达峰走向碳中和，发达国家一般要用 45 年至 70 年，我国仅预留了 30 年时间，困难更大，富有挑战性，但也是一个发展的机遇。

“碳中和”将是一次经济社会的大转型，是一场涉及广泛领域的大变革，谁在技术上走在前面，谁将在未来国际竞争中取得优势。”中科院院士丁仲礼表示，我国需要积极研究与谋划，谋定而动，系统布局，力争以技术上的先进性获得产业上的主导权。

喻思南 吴月辉 人民日报 2021-09-27

坚持全国一盘棋 找出碳达峰碳中和的科技“最优解”

“表面看，碳达峰碳中和与能源有关系，我国的能源结构不理想，但由于能源跟国民经济的各个行业都有关系，所以碳达峰碳中和是一个综合性的跨行业、跨领域的事情，是国家层面的涉及各个方面的大事情。”9月26日，在2021中关村论坛碳达峰碳中和科技论坛上，中国工程院院士刘中民说道。

碳中和是2021中关村论坛的核心议题之一。碳达峰碳中和科技论坛聚焦碳中和科技创新路径，旨在理清双碳目标下我国未来经济社会发展需求和科技路线布局，实现跨领域综合交叉，突破技术瓶颈。论坛上多位院士专家从科学技术、产业转型出发，结合具体国情为双碳目标建言献策。

碳达峰碳中和要发挥科技创新的支撑作用

在论坛致辞中，中国科学院院长、党组书记侯建国指出，实现双碳目标需要经济社会发展的全面绿色转型，涉及能源结构、工业交通、生态建设等各领域，迫切需要发挥科技创新在其中的引领和支撑作用。

刘中民也持有类似的看法。“我们要坚持全国一盘棋，调动各方面积极性，打破行业壁垒来实现碳达峰碳中和。科技创新对实现碳达峰碳中和至关重要。”刘中民说，没有科技创新，碳达峰碳中和很难实现，必须要有新技术来支撑碳达峰碳中和。

“碳达峰碳中和，对我们国家确实是一个极大的挑战。”刘中民坦言。但是，挑战里也有机遇。实现碳达峰、碳中和，是我国新一轮产业结构升级的机会。

“如果我们抓住机遇，把我国的能源结构和工业结构调整到位，我相信我们将比西方发达国家的工业结构更先进更合理。”刘中民强调。

因此，侯建国强调，要拿出一张路线图，解决碳达峰碳中和的实现路径问题；提出一批新理论，突破降碳固碳的原理问题；攻克一批新技术，解决减排增汇的工艺和装备问题；记好一本收支账，解决碳源碳汇的监测核算问题。

在刘中民看来，在实现碳中和、碳达峰的过程中，必须重视一些具有战略意义的新技术发展，比如人工智能、信息技术和数字技术等。

同时，刘中民认为，我国需要大力发展储能和氢能技术。“发展储能平台，以汇聚不稳定的可再生能源，如果能够建立起国家级的储能平台，让可再生能源平稳地进入国家电网系统，这将在很大程度上帮助可再生能源的发展。”刘中民说，我国也需要发展产氢和用氢的氢能平台，氢与能源产业链上游产生二氧化碳的环节进行耦合，可以实现碳减排；直接与二氧化碳反应，可以生产能源产品或载能产品。

“一盘棋式”组织全国研发力量

在主旨报告中，中科院院士丁仲礼指出，碳中和目标对科技界提出了新考验。实现碳中和，要从能源生产、能源消费和固碳“三端发力”，“技术为王”是鲜明特征；要从“引进、吸收、再创新”的传统创新模式向原始创新、颠覆性创新转变，勇于针对未来需求，主动开展有较高失败风险的探索。

丁仲礼表示，要“一盘棋式”组织全国研发力量，建立技术联盟，明确责任体系，开展技术攻关，支撑产业先进性，形成强大的国家竞争力。同时，要与乡村振兴、美丽中国等国家战略相结合，通过生态建设提升我国固碳能力；要深入研究碳排放相关的核心科学问题，争取“固碳量”和“碳中和”的话语权；要关注并算清全球以及各国的“收支账”，为我国在全球气候变化的国际合作和谈判提供有力支撑。

中国科学技术协会党组书记、分管日常工作副主席、书记处第一书记张玉卓在致辞中指出，在碳达峰碳中和进程中，工业转型是关键，需要实现能源和产业结构系统性变革。一是要有序减碳，确定碳排放的顶点和峰值，从国家层面研究能源结构；二是要大力发展 CCUS 技术，促进二氧化碳的资源化利用；三是树立全民低碳意识，汇聚建设美丽中国的强大合力；四是要推进全球气候治理科技合作，主动参与制定国际标准，发起国际科技合作，共促世界可持续繁荣。

论坛上，中国工程院院士杜祥琬从构建以新能源为主体的新型电力系统的角度，为碳达峰碳中和出谋划策。

杜祥琬认为，构建以新能源为主体的新型电力系统是完全可能的。“概括起来说，纵向的发、输、配、用和源、网、荷、储协调规划，横向多能互补，发展多种类型的商业化的储能技术，调动各种灵活性资源，建设新能源为主体的新型电力系统是完全可能的。”杜祥琬说，它的目的在于安全、可靠、灵活的供电，在极端情况下，包括极端天气情况下，要保证供电的安全，在常态下确保我们经济社会的正常运行。

陆成宽 科技日报 2021-09-27

北京加大可再生能源开发利用 消费比重 2025 年增至约 14%

北京将持续加大可再生能源开发利用，坚持“宜建尽建、应用尽用”，推动北京城市副中心、大兴国际机场及临空经济区等重点功能区绿色能源示范区建设，并提升能源智慧高效水平。到 2025 年，北京可再生能源消费比重达到 14% 左右。

今天，2021 年全球能源转型论坛在位于北京市昌平区的未来科学城“能源谷”开幕，以“创新引领能源低碳转型 助力碳达峰碳中和”为主题，旨在促进全球能源低碳转型，推动中国能源生产和消费革命向纵深发展，率先探索能源技术革命和碳中和实现路径，助推碳达峰、碳中和目标如期实现。

作为本届论坛的承办单位之一，北京市发改委相关负责人介绍，能源是现代经济社会发展的动力之源，加速能源结构调整优化，系统推进能源绿色低碳转型是北京实现碳达峰、碳中和目标的重要举措。“十三五”以来，北京系统谋划、持续推进能源结构调整，提升能源供应保障能力，加快可再生能源开发利用，基本形成多源多向、清洁高效、覆盖城乡的现代能源体系，有力服务保障了首都城市功能优化和经济社会平稳健康发展，居民用能获得感、幸福感、安全感显著提升。

2020 年煤炭消费量占比降至 1.5%

北京能源消费结构更优。“十三五”时期，全市电厂、锅炉房、工业和民用煤炭总量大幅压减，平原地区基本实现无煤化。全市煤炭消费量占全市能源消费比重由 2015 年的 13.1% 下降至 2020 年的 1.5%，优质能源比重由 86.9% 提高到 98.5%，在全国 31 个省(自治区、直辖市)处于领先水平。据专业研究机构分析，压煤措施对 PM2.5 直接减排量贡献占五成以上，北京的天更蓝了。

北京清洁能源保障能力更强。城乡供电能力大幅提升，居民“停电无感”进一步升级。多源多向燃气供应体系更加完善，形成“三种气源、七大通道”外送格局，并构建“集中供热+区域热网”清洁供热体系，约 124 万户农村居民通过“煤改电”“煤改气”等方式实现清洁取暖，生活环境更加清洁便利安全。

北京可再生能源利用水平更高，且区域能源合作范围更广。制定实施京津冀能源协同发展行动计划，推动建成张家口-北京柔性直流输电示范工程、唐山 LNG 应急储备工程等一批跨区域电力、燃气等重点项目。与内蒙古、山西等省市多层次能源交流合作取得新进展。区域能源合作水平的提升，扩大了清洁能源进京规模，进一步促进了北京能源结构的绿色低碳转型。

2025 年可再生能源消费比重达约 14%

负责人指出，能源是支撑经济社会发展和民生改善的重要基础，“十四五”时期，北京将继续推进能源结构调整，提升绿色能源利用比例，加快构建坚强韧性、绿色低碳、智慧高效的现代能源体系，打造能源革命“北京样板”。

其中，北京将制订首都能源综合保障方案，构建央地协同、区域联动的能源安全保障综合协调机制。加强京津冀能源一体化发展，深化推动京蒙、京晋等能源资源开发合作。加强风险预警、预防机制和应急能力建设，提升重大突发事件应急响应和处置能力。

北京将构建坚强韧性能源体系。提高能源基础设施韧性是推动能源高质量发展的重要支撑。北京将加快建设坚强智慧城市电网，外送通道输电能力增加到 4300 万千瓦，全市供电可靠率达到 99.996%。提高天然气供应保障能力，建成“三种气源、八大通道、10 兆帕大环”的多源多向天然气供应体系，提升天然气应急储备能力。优化清洁供热布局和绿色供热体系，完成剩余山区和浅山区农村采暖散煤清洁替代，基本实现本市供热“无煤化”。

北京将加大可再生能源开发利用。强化可再生能源优先理念，坚持“宜建尽建、应用尽用”，推动城市副中心、大兴机场及临空经济区等重点功能区绿色能源示范区建设，推进可再生能源技术规模化应用。加大绿色电力调入力度，加快构建以新能源为主体的新型电力系统。到 2025 年，全市可再生能源消费比重达到 14% 左右。

北京还将提升能源智慧高效水平。能源科技创新是实现能源绿色低碳转型的动能所在。发挥北京市国际科技创新中心智能作用，依托在京科研院所、高校、央企创新优势，支持新型电力系统、

氢能及氢燃料电池、新型储能技术、智芯半导体电力芯片等能源领域关键核心技术创新突破，开展跨学科、全链条创新攻关。推进能源新技术与智慧城市融合发展，培育能源新技术、新业态、新模式，提升科技成果转化应用，全面提升能源全产业链数字化、智能化水平。

杜燕 中国新闻网 2021-09-26

“中国倡议”引领世界能源变革与可持续发展

9月26日，首个由中国发起成立的能源领域国际组织——全球能源互联网发展合作组织（以下简称“合作组织”）在京举办全球能源互联网“中国倡议”六周年报告会。会议深入学习“中国倡议”重大价值和时代意义，回顾六年时间，全球能源互联网从倡议转变为行动，从理念走向实践，成为“一带一路”和人类命运共同体建设的重要载体，形成了全球协同共建、加快实施的崭新格局。会议同时发布《全球碳中和之路》《生物多样性与能源电力革命》两部专著。

合作组织主席、瑞典皇家工程科学院院士、英国皇家工程院院士、德国国家工程院院士刘振亚在致辞中指出，我国提出全球能源互联网“中国倡议”，是基于我国能源电力领域创新实践、为促进人类可持续发展贡献的中国方案，是极具战略性、科学性、系统性的重要思想。实践证明，“中国倡议”指明了世界能源发展方向，符合互联互通与全球合作时代潮流，能够以更快速度、更低成本、更优路径实现全球碳中和，能够全面促进生态环境和生物多样性保护、助力打造地球生命共同体，能够以能源为载体推动经济社会环境协调发展。

刘振亚表示，合作组织成立以来，面向联合国、各国政府、国际组织、企业、机构等各方广泛深入宣介“中国倡议”，推动全球能源互联网纳入联合国多个领域工作框架和多项政府间重要合作机制，完成了涵盖规划、项目、技术、市场等领域的全球能源互联网顶层设计，推动了一批清洁能源和电网互联重大项目，初步建成具有全球话语权、影响力和行动力的一流国际组织。“合作组织用五年多时间走过了很多国际组织需要十几年甚至几十年才能走完的历程，综合素质和实力大幅提升，成为推动国际能源合作与绿色低碳发展的中国力量。”刘振亚强调。刘振亚提出，当今时代，人类休戚与共、命运相连，只有团结起来，秉持合作共赢原则，共同应对挑战，才能实现可持续发展。同时，每个人都需要增强思想自觉和行动自律，从我做起、人人有责，改变牺牲人类长远利益和整体利益的短视和自私行为。只有坚持合作与自律相统一，人类才能破解资源、环境、气候等重大危机，走向可持续发展的光明未来。国家电网有限公司总经理张智刚在致辞中指出，全球能源互联网重大倡议为破解气候变化、环境污染、资源短缺等世纪性难题提供了可行路径，体现了中国对全球能源转型发展趋势的深刻洞察力和非凡预见性。六年来这一倡议在全球范围内不断深化影响，共识持续凝聚，加快能源基础设施互联互通、推动清洁低碳转型已经成为世界各国的共同选择。合作组织围绕“中国倡议”在全球的传播和落地，开展了大量富有成效的工作，在理论研究、规划、项目等方面取得了一系列突破性和创新性成果。

张智刚表示，当前，为应对气候变化、实现经济绿色复苏，能源转型在全球范围内呈现加快趋势。作为全球最大的公用事业企业，国家电网公司始终以赋能美好生活、推动能源革命为己任，结合国情、企情、网情，全力推进电网向能源互联网升级，助推能源清洁低碳转型。目前，国家电网已经成为全球能源配置能力最强、新能源装机规模最大的电网，国家电网公司积极建设具有中国特色国际领先的能源互联网企业，制定发布了碳达峰、碳中和行动方案 and 构建新型电力系统行动方案，争当能源清洁低碳转型的推动者、引领者、先行者。面向未来，国家电网公司将与合作组织一道，把“中国倡议”传播好、实践好，为建设美丽中国和人类美好地球家园不断做出新的更大贡献。

《全球能源互联网发展合作组织创新实践报告》指出，合作组织走出了一条具有中国特色的国际组织创新发展道路，成为全球能源电力领域具有重要影响力的国际组织。全球能源互联网“中国倡议”提出六年来，合作组织事业发展成果丰硕，形成了先进的理论体系和系统全面的顶层设计，建成了开放高效的全球工作体系和具有国际影响力的会议体系，打造了遍布全球的交流合作平台和共建

共享的项目发展平台，组建了能源电力领域高端智库，培养了一支高素质的人才队伍，据统计，合作组织会员总数达到 1230 家、覆盖 134 个国家，在全球设立 7 个区域办公室和 65 个国家代表处，建成 6 个区域委员会和 16 个国家委员会，建成汇聚全球数百个大型项目、数千家单位、百万条资讯的“能联全球”数字平台，组织开展 200 余项课题研究，面向全球发布 80 多项创新成果，出版发行 50 多本中、英文专著和报告，创办《全球能源互联网》中、英文期刊，英文期刊收录入中国科技核心期刊和 EI 数据库。

报告提出，面向未来，合作组织将积极推动“中国倡议”在世界范围加快落地，促进各国政府、国际组织、行业企业、社会团体、研究机构在政策、资金、技术、标准等方面加强合作，加快清洁能源开发和跨国电力互联，助力“一带一路”走深走实，在推动世界能源变革和可持续发展中发挥带动作用。

联合国全球契约组织亚太区首席代表刘萌表示，在当前国际大环境下，互联与合作显得尤为重要，应当成为每一个国家、每一个组织、每一家企业的“主旋律”。合作组织的诞生与发展壮大，向我们展示了一种可能，那就是来自中国的非政府组织可以通过连接全球、加强对话与合作在世界各地稳步扎根，中国智慧和方案可以被更多的国家和相关方接受。联合国全球契约组织期待与合作组织在理念引领、实践创新、治理完善三个领域加强合作，推进务实成果造福全球。

华北电力大学校长杨勇平表示，华北电力大学近年来积极响应全球能源互联网“中国倡议”，创建能源互联网等交叉学科专业，开设全球能源互联网人才培养特色课程，积极与“一带一路”沿线国家和知名高校开展战略合作，不断融入全球能源互联网建设大格局。合作组织在我国和全球能源低碳转型和“双碳”目标实践中必将发挥更重要作用，希望政、产、学、研、用各方结合自身创新发展进一步合作，共同推动全球能源互联网在更深层次、更广领域、更高水平上取得新突破。

中国长江三峡集团有限公司副总经理吕庭彦表示，合作组织成立以来实现了跨越式发展，已经成为我国参与世界能源治理、推进能源变革的响亮名片。三峡集团以实际行动坚定支持“中国倡议”，聚焦清洁能源开发主业，积极推动国际化经营、开展国际合作，努力为全球能源互联网发展搭建更多平台，为实现构建全球能源互联网三步走的战略目标积累经验、提供样板，希望与合作组织携手推动“以清洁和绿色方式满足全球电力需求”的重要行动，为构建清洁美丽的新世界贡献更多力量。

会议同时发布了《全球碳中和之路》《生物多样性与能源电力革命》两部专著，旨在为实现全球碳中和、促进生物多样性治理提供全面、高效的解决方案。

全球能源互联网发展合作组织经济技术研究院院长周原冰在发布会上表示，《全球碳中和之路》深入分析全球气候变化的严峻形势，深刻揭示各国推进碳减排中存在的现实困难，系统阐述以全球能源互联网实现碳中和的发展思路、行动路线、重点举措和综合价值，为实现《巴黎协定》温控目标提供了技术先进、经济高效、合作共赢的系统解决方案。

全球能源互联网发展合作组织秘书局副局长陈葛松在发布会上表示，《生物多样性与能源电力革命》系统分析生物多样性保护的重大意义和严峻形势，剖析了导致生物多样性危机的主要驱动因素，深刻揭示了以化石能源为主的不合理能源发展方式是导致生物多样性丧失的重要根源，提出以全球能源互联网推动能源电力革命、保护生物多样性的新思路、新方案和行动路线图。

李文华 中国能源网 2021-09-27

全球气候治理的缺口有哪些？

“气候变化是 21 世纪人类面临的巨大挑战，直接影响包括中国在内的发展中国家的现代化进程。应对气候变化，国际合作是必不可少的途径与保障。”湖北经济学院低碳经济学院常务副院长、碳排放权交易湖北省协同创新中心常务副主任孙永平表示。

在孙永平看来，全球应对气候变化将引发全球发展观念、发展模式、发展路径和社会文明形态的根本性变革，并在很大程度上重塑世界政治、经济和科技竞争格局。全球气候治理面临哪些挑战？

还有哪些缺口？孙永平就此接受了记者的采访。

关注点一：领导力缺口，利益诉求不同导致治理意愿不同

气候变化是全球面临的共同挑战，但各国气候治理的意愿并不相同。

“随着发展中国家碳排放量的逐渐增加和国力的日益增强，参与全球气候治理的意愿和能力显著提升。”在孙永平看来，各国参与全球气候治理的意愿与本国利益的一致性高度相关。

孙永平解释说，作为倡导者的欧盟，其诉求是维持全球气候治理中的影响力，保持绿色低碳相关产业和技术方面的优势。除了欧盟，由美国、加拿大、澳大利亚、新西兰、哈萨克斯坦、挪威、俄罗斯、乌克兰及日本等非欧盟发达国家组成的伞形国家集团也是应对气候变化不可忽视的力量。

同样作为参与者的 77 国集团，其参与的内生动力是能源结构和产业结构转型，治理环境污染，以促进可持续发展。

此外，全球气候治理中还有积极参与的小岛屿国家联盟（AOSIS）和被动的参与者——最不发达国家联盟（LDCs）。

其中，AOSIS 的诉求是更有力度的温控目标、提升气候变化适应能

力和国土安全性，而 LDCs 的诉求更多则是资金和技术援助，提高气候变化适应能力和减少贫困。

“全球气候治理中责任义务的分担和各方利益诉求的差异，将影响国家间权力的博弈和竞争格局。”孙永平说。

关注点二：减排缺口，实现《巴黎协定》的 2030 年目标难度很大

按照《巴黎协定》温控目标，全球温室气体排放需要在 2030 年之前减少一半，在 2050 年左右达到零排放。

“但从联合国环境规划署发布的报告来看，2017 年到 2020 年全球实现气候变化目标的缺口并没有缩小。”孙永平说。

“按照测算，到 2030 年，实现将温升控制在 2°C 的目标的减排缺口是 13.5 GtCO₂”孙永平进一步解释，在这样的背景下，即使国家自主减排贡献方案全面实施，到 2100 年，全球气温升幅仍将达到 2.6°C-3.1°C，很难实现《巴黎协定》提出的 2°C 的温控目标。

另一个需要关注的问题，是经济复苏带来的挑战。

孙永平表示，尽管新冠肺炎疫情减缓了全球排放，但是并未扭转总体排放趋势。所以绿色复苏对于全球气候治理极为关键。

按照国际能源署（IEA）的估算，全球仅 2% 的政府支出被分配给清洁能源转型。5% 的电力消费增长中，50% 由化石能源满足。

“所以应对气候变化，在减排方面还需付出更大的努力，为了避免未来的高碳锁定，各国必须坚持绿色复苏。”孙永平说。

关注点三：资金技术缺口，发达国家应承担更多责任

“应对气候变化，资金必不可少。从目前的情况看，全球投入的资金规模为 225 亿美元，距离需要的 560 亿美元-730 亿美元资金规模还有很大缺口。”孙永平说。

《巴黎协定》第九条第一款明确提出，“发达国家缔约方应为协助发展中国家缔约方减缓和适应两方面提供资金”。

根据历史排放量等指标核算，美国本该是最大的资金来源国，但美国的态度反复变化，影响了其他发达国家继续提供资金的动力。新冠肺炎疫情使得各国经济雪上加霜，发达国家履行资金承诺的可能性进一步下降。

“发达国家承担应有的责任，才能弥补目前在资金方面的缺口。”孙永平表示。除了资金的投入，发达国家还应分享掌握的低碳及碳减排方面的技术。

在孙永平看来，人类已拥有的低碳及碳减排技术与人类提出的碳中和目标之间具有很大的差距，现有节能的减排技术部分还不能达到大规模商业应用的要求。

而成熟的技术往往掌握在发达国家手中，受到知识产权保护，很难通过援助的形式从发达国家流向发展中国家。由于一些发达国家的反对，《巴黎协定》对气候有益技术转让条款也作了模糊化处理，并无明确的共识和实施规则。

“如何利用现有知识产权国际保护与合作机制，提高发达国家向发展中国家进行气候有益技术转让的实质效果，帮助发展中国家实现减排目标，将成为未来全球气候变化知识产权问题谈判的关键。”孙永平说。

童克难 中国环境报 2021-09-17

热能、动力工程

电力碳排放核算与监测体系亟待升级

7月16日，全国碳排放权交易市场正式启动，标志着我国碳达峰、碳中和目标落实进入新阶段。目前，首批纳入全国碳排放权交易市场的2000多家企业均为发电企业，电力作为我国碳排放占比最大的单一行业，减排效果对实现碳达峰、碳中和目标至关重要。2020年电力行业碳排放总量约36亿吨，预计未来将达45亿-50亿吨，在碳达峰、碳中和目标下，需要更有效地推进可再生能源对化石能源的替代，降低电力行业碳排放。其中，电网是连接发电侧与用电侧的枢纽，在推动新型电力系统建设和电力行业低碳转型中将发挥越来越重要的作用。

可分别从发电侧、电网侧、用电侧降碳

发电侧碳减排。过去10年，单位火电发电量二氧化碳排放强度约下降至838克/千瓦时，可再生能源装机占比达40%左右，发电行业低碳转型成果显著，但减排潜力仍很大。为此，一是通过化石能源节能减排创新技术开发与应用实现降碳减排；二是通过提升对可再生能源的消纳，推动可再生能源对化石能源的替代。据统计，2020年南方电网通过可再生能源发电增量与节能发电调度产生的环境效益相当于减排二氧化碳约2.2亿吨，未来可通过新型电力系统建设更有效地推进可再生能源对化石能源的替代，进一步挖掘发电侧减排潜力。

电网侧碳减排。电网企业自身碳排放主要来自于两方面：一是广泛应用于断路器、电流互感器等开关设备的六氟化硫，其温室效应相当于二氧化碳的23900倍，现阶段主要通过建设六氟化硫气体回收和净化设施进行回收处理，作为替代的氟酮混合气体也正在部分电气设备中推广；二是电能输送产生的线路损耗，这是电网碳排放的主要来源，也是电网企业自身低碳转型的重点。

目前南方电网线损率为5.59%，2020年通过降低线损率实现二氧化碳减排约1050万吨。此外，电网企业在低碳智慧园区、低碳节能建筑、低碳数据中心等方面的探索和实践，也能促进自身碳减排。

用电侧碳减排。构建清洁低碳、安全高效的能源消费体系，是推动能源系统低碳转型发展的重要内容。我国终端能源消费中化石能源占比高，清洁低碳转型压力大，因此，需高度重视能源的高效利用，充分发挥电力在能源转换利用、传输分配和高效配置中的关键作用，通过“以电代气”“以电代油”等方式大力提升能源消费侧电气化水平和节能降耗水平，促进终端用户消费的可再生能源替代和以电为中心的能源系统转型。

前提是做好电力碳排放核算与监测

由此可见，电力行业低碳转型是一项具有宏观性、全局性的战略工作。要顺利推进能源低碳转型与电力碳减排，前提是扎实做好电力碳排放核算与监测，主要包括以下内容：

选用适合实际情况的电网碳排放因子。电网碳排放因子是指电网覆盖区域单位电量的碳排放水平。显然，区域内的火电比例越高，碳排放因子越大；可再生能源比例越高，碳排放因子越小。

目前我国采用的区域电网因子，是由国家发改委应对气候变化司组织国家应对气候变化战略研

究和国际合作中心根据 2012 年的发电量、发电燃料消费量及发电燃料平均低位发热值等数据加权测算得到的，经过“十三五”期间可再生能源的大幅增长与传统火电企业的降碳改造，该数值与实际情况已有较大差异。如南方电网的非化石能源装机量占比从 2017 年的 50.2%提升到 2020 年的 55.6%，2018-2020 年通过西电东送累计减少超过 1.6 亿吨标煤燃烧，平均每年减少约 1.4 亿吨二氧化碳排放。如何选用适合实际情况的碳排放因子，以尽可能及时、准确、客观评估电力行业碳排放水平，是亟待解决的问题。

科学评估电网碳减排成效。根据《中国电网企业温室气体排放核算办法与报告指南（试行）》，电网企业碳排放主要在于六氟化硫排放和输电线损。实际上，电网企业的六氟化硫回收和循环利用效率不断提升，可进一步挖潜的空间有限；电网线损率已接近甚至达国际领先水平，且随着我国工业化、城镇化进一步发展，全社会用电量将进一步提升，通过技术和管理手段降低线损的难度也越来越大。

同时，电网在消纳可再生能源方面发挥着不可替代的作用，对风电、光伏发电等出力具有随机性、波动性、间歇性的新能源而言，电网需配套建设送出工程、提升智能化水平和运行灵活性及配置储能等灵活性调节资源。在这种情况下，如何在电网碳排放的核算边界中明确由此产生的减排成效，值得进一步探讨。

电网碳减排方法学的适用性。随着全国碳市场启动，与电网企业相关的 CCER(核证自愿减排量)方法学再度受到关注。现有的 CCER 方法学大部分源于《京都议定书》中引入的清洁发展机制，与国内实际情况存在一定差距。以可再生能源并网发电的 CCER 方法学(CM-001-V02)为例，一方面，该方法学形成的减排碳资产全部归属于可再生能源发电端，没有考虑电网在输电中发挥的作用；另一方面，由于风电、光伏发电的成本大幅降低，可再生能源发电项目将产生一定收益，导致 CCER 项目的额外性论证存在困难。因此，需选用更科学、适用的方法学，开展电网碳减排核算，以利于电网企业通过全国碳排放权交易市场提升碳资产的管理和运营能力，进而推进电网对可再生能源的消纳。

需充分发挥电网的平台、网络效应

由此可见，电网企业降碳减排将对整个电力行业低碳转型产生显著的综合作用，有必要优化当前电网的碳排放核算体系，充分发挥电网在电力行业低碳转型过程中的平台效应与网络效应，以提高可再生能源消纳、推动绿色生产生活方式作为电力行业实现碳达峰、碳中和的路径与抓手。具体应从以下三个方面入手：

构建适用于电力碳排放的核算标准与方法学。新的核算标准与方法学应聚焦三个方面：一是充分体现电网对发电侧可再生能源消纳的贡献，以及对用电侧电能替代的引导效果，合理划分电力碳资产的核算边界；二是基于可再生能源装机容量的实际情况，重新测算区域电网碳排放因子，并逐步精确到省、市，以便为各地方政府制定更加科学的碳减排规划提供依据；三是改良 CCER 方法学中的额外性认定，减少项目可行性与额外性的论证矛盾，使 CCER 项目更符合电网实际。

发挥电网大数据优势，构建电力碳监测与追踪平台。电力碳排放核算是一项系统工程，基础在于准确掌握电力系统实时的碳排放数据，因此需通过大数据、云计算、物联网、人工智能等数字技术赋能电网，对风、光、水、火、气等不同能源发电、输电、用电全环节的碳排放数据精准进行监测与追踪，以实现电力系统碳排放趋势的预测、碳达峰路径的评估。目前，南网电网已启动该项工作，将在电力碳足迹的数字化平台建设方面率先突破。

探索建立碳排放权交易市场、可再生能源绿证交易市场、电力交易市场的联动机制。从欧美国家节能减排发展历程来看，可再生能源配额与碳配额、绿证市场与碳市场应形成相辅相成的联动机制。目前国内可再生能源绿证交易市场尚未完全形成，电网对可再生能源的超额消纳不能直接核算为电网企业的碳资产，可再生能源配额与碳配额可能会对发电企业形成重复约束。未来应着力探索上述市场的联动机制，使发电企业、电网企业的碳资产核算更合理、碳配额与 CCER 的交易价格更准确，并通过多个市场的联动促进可再生能源并网消纳，进而推动整个电力行业低碳转型。

（马溪原系南方电网数字电网研究院绿色能源团队负责人；陈彬系南方电网公司数字化部大数据管理处负责人；盘和林系中南财经政法大学数字经济研究院执行院长、教授；黄彦璐系南方电网数字电网研究院绿色能源团队研究员）

马溪原 陈彬 盘和林 黄彦璐 中国能源报 2021-09-20

全球最大空气 CCS 项目投运引关注

近日，由从事碳捕捉技术应用的瑞士 Climeworks 公司和冰岛 Carbfix 公司共同设计建设的二氧化碳捕捉设备正式投入使用。根据项目设计，该装置预计每年能够从空气中吸收 4000 吨二氧化碳，是目前全球规模最大的、直接从空气中捕捉二氧化碳并进行封存的碳捕捉及封存（CCS）项目。

变二氧化碳为“石头”

综合《卫报》等外媒报道，此次投运的 CCS 项目名为“Orca”，位于冰岛西南部地区 Hellisheidi 地热电站附近。

据该项目设计方介绍，这套 CCS 设备利用风扇将空气吸入装有过滤材料的收集器，当过滤材料“吸饱”二氧化碳后，设备将进行升温，最终将从空气中“吸取”的二氧化碳注入到地下 1000 多米处，在高压下二氧化碳能够在两年内转化为石头状固体，在地下实现永久封存。

据了解，Orca 项目始建于 2020 年 5 月，总投资额在 1000 万至 1500 万美元之间，经过了长达 15 个月的建设和调试。

实际上，Climeworks 公司已在欧洲全境安装了 16 个类似的 CCS 设备，根据 Climeworks 公司发布的计划，该公司将在 2030 年前实现每年吸收 50 万吨二氧化碳的目标。Climeworks 公司的创始人之一 Jan Wurzbacher 透露：“未来三年内，公司将继续扩大 CCS 项目规模，将二氧化碳吸收产能扩大到当前的 10 倍以上。”

脱碳目标下 CCS 项目需求巨大

联合国政府间气候变化专门委员会在其发布的报告中指出，面对全球气候变化，CCS 将是一种起到重要作用的脱碳技术。如果要达成全球温升不超过 1.5°C 的气候目标，各国不仅需要尽力达成减排目标，更需要每年至少捕捉并封存数十亿吨二氧化碳。

市场研究机构伍德麦肯兹公布的数据显示，截至今年 5 月，全球 CCS 项目的总产能约为 4100 万吨/年，其中约有一半位于北美地区。据了解，目前美国、英国、中国、阿联酋等国家也都有在规划、在建或已建成的 CCS 项目。

伍德麦肯兹研究人员 Zoe Sutherland 预测认为，全球碳捕捉、封存与利用市场有巨大的发展潜力，各国政府部门出台的监管政策、碳交易市场以及可抵消的碳交易业务都可能为这一领域带来巨大的投资。

值得注意的是，目前，全球绝大多数 CCS 项目都被应用于发电、天然气处理、钢铁业等高排放领域，直接从空气中吸取二氧化碳的 CCS 项目数量屈指可数。与动辄每年吸收上百万吨二氧化碳的油气行业配套 CCS 项目相比，直接从空气吸取二氧化碳的项目规模也相对较小。

据了解，今年 7 月，美国工程公司 Black&Veatch 宣布，获得了来自美国能源部的 250 万美元投资，并将与 Global Thermostat 公司合作，建立年捕捉量达 10 万吨的 CCS 项目。另一从事空气捕捉二氧化碳的公司 Carbon Engineering 也宣布，将在 2025 年完成 100 万吨二氧化碳吸收产能，该项目预计将在美国西南部地区付诸实施。

成本高、争议大

虽然 CCS 项目需求巨大，也有多元的应用场景，但多家市场研究机构也指出，目前 CCS 技术在实际应用方面还存在诸多瓶颈，包括成本高昂、缺乏政策指导及监管、二氧化碳运输基础设施匮乏等。

以 Orca 项目为例，有外媒对 Orca 项目成本进行了简单测算，目前该项目每吸收一吨二氧化碳

至少需要花费 1200 美元，按照这一成本计算，Orca 项目很难实现大规模应用。同时，CCS 项目也需要消耗大量的电力。据悉，Orca 项目所消耗的电力大多来自于邻近的地热电站，在电力方面并没有引发更高排放，但在业内看来，对于其他国家的 CCS 项目来说，如果未能使用可再生能源电力进行供电，CCS 项目很可能失去其绿色价值。

另有数据显示，2014 年至 2016 年间，全球范围内公布的 CCS 项目，仅有 4% 顺利实现了投产，CCS 技术本身也远未达到成熟阶段。

不仅如此，部分 CCS 项目的开发初衷也引发了业内人士质疑。据欧洲媒体 Euractiv 报道，部分 CCS 技术反对者认为，不论是应用于高排放的工业界，还是从空气中直接捕捉，CCS 项目都很可能变成化石能源等高排放公司的“洗绿”工具。

标普全球普氏援引美国能源部化石能源与碳管理部门官员 Jennifer Wilcox 的话称，目前市面上存在的 CCS 技术确实能够让化石燃料尽可能地减少排放，但需要注意的是，要避免让 CCS 技术被用作肆意使用化石燃料而不顾碳排放的借口。“CCS 技术的应用仍需要一定的策略，航空、农业、海运等减排脱碳难度较高的产业应该率先使用 CCS 技术。”

本报记者 李丽旻 中国能源报 2021-09-20

新型电力系统构建之路该怎么走？

“构建新能源为主体的新型电力系统是走向碳中和的一个关键举措，需要纵向源网荷储协调规划、横向多能互补，调动各种灵活性资源，实现安全、可靠、灵活供电。”9 月 11 日，在第五届以“构建新型电力系统的探索”为主题的可再生能源并网技术与政策论坛上，中国工程院院士杜祥琬表示。

新型电力系统究竟是什么样？又该如何构建新型电力系统？目前，业内基本的共识是，新型电力系统是以骨干电网为支撑，具有多源协同互补、多网柔性互联、源网荷储智慧互动等特征的新型系统，但在其构建方式和具体技术细节方面，仍处于探讨和探索的阶段。

技术路径仍处于探讨阶段

中信证券研究院分析师认为，未来，新型电力系统建设可能面临一系列挑战，或出现电网投资波动、行业竞争加剧、特高压推进不及预期、智能终端渗透不及预期、国产化替代进展缓慢以及综合能源服务推广缓慢等问题。其主要原因在于，对新型电力系统下电网的建设应该采用何种技术路线，目前还没有定论。

国家电网公司一级顾问、中国工程院院士郭剑波曾表示，对于构建新型电力系统来说，第一步要讨论清楚系统是不是同步交流。“现在有很多不同的声音，有提出直流，有提出交直流，我个人认为，综合考虑发展的渐进过程和最终目标，新型电力系统的主网应以同步交流为主。”

“为了适应高比例清洁能源发电的特性，新型电力系统技术上要突出灵活性和柔性化。灵活的发电方式需要灵活的电力系统作为支撑。”基于此，中国工程院院士汤广福认为，新型电力系统更适宜采用柔性直流。

汤广福表示，电力系统的柔性化需要广泛运用以柔性直流输电为代表的柔性输电方式来实现。柔性直流就像一个完全可控的水泵，能够精准控制水流的方向、速度和流量，通过对电力系统的柔性化改造，可以让调控更加灵活，在大规模接入清洁能源时确保电网安全稳定运行。

储能需成为规模化灵活调节电源

杜祥琬认为，建设新能源为主体的新型电力系统，其目的在于实现安全、可靠、灵活的供电，在常态下确保经济、社会正常运转，在极端情况下也能保障供电安全。

郭剑波表示，这就需要考虑电网电量充裕性问题。“从最近几年的新能源运行情况来看，某些地区的省级电网出现连续 8 天风电出力低于 10%，超过 4 天光伏出力低于 10%。因此，现阶段想要维持电量稳定，储能无疑是支撑新型电力系统的关键技术。”

“但是，如果对储能的并网条件和技术规范不进行深入研究，储能对电网的安全保障作用会大打

折扣。”郭剑波认为，“现阶段，我国同步机组的能力是正常额定电流的 7-8 倍，未来，电网如果仍以交流同步技术为主，需要强大的无功电压支撑能力。当前，储能种类繁多，电池特性各不相同，对于超高电流，逆变器仅能提供正常电流的 1.2 倍左右的容量。”

汤广福认为，近年来，电化学储能在清洁能源开发的带动下，以及各类政策的倾斜下迎来飞速发展。但由于技术不成熟、经济成本高等因素，在相当长一段时间内，仍无法成为规模化灵活调节电源，不能完全满足新型电力系统对于储能的需求。

“建设新型电力系统不是一蹴而就，在储能成为大规模灵活电源之前，应采用柔性输电等技术，发挥电力系统时空互补和多能互补的间接储能作用，实现电能稳定输出。”汤广福称。

源网荷储协同是破题关键

在业内人士看来，构建新型电力系统是一项极具开创性、挑战性的系统工程，坚强智能电网是基础，源网荷储协同是关键。

一位不愿透露姓名的电网专家表示，构建新型电力系统，需要传统电网向能源互联网转型。在调度运行模式上，以大电源大电网为主要控制对象、源随荷动的调度模式，向源网荷储协调控制、输配微网多级协同的调度模式转变；在技术创新模式上，由以企业自主开发为主，向跨行业跨领域合作开发转变。

“首先，纵向从发、输、配、用及源、网、荷、储协调规划，横向采用多能互补进行平衡；其次，要发展多种类型的商业化储能技术，不再单一集中于电化学储能电池；最后，要调动各种灵活性资源，加强需求侧管理。”杜祥琬在阐述新型电力系统构建思路时说，“预计到 2025 年，我国需求侧响应将达到 7000 万千瓦，占电网最大负荷的 4%，长期来看，需求侧响应有望突破 20%。”

杜祥琬同时表示，在电网发展方式上，要以大电网为主，向大电网、微电网、局部直流电网融合发展转变，实现新形态电网与大电网的协同发展；在电源发展方式上，推动新能源发电向集中式与分布式开发并举转变，将分布式电源与储能及数字化管理结合，建成一批“微网”和“虚拟电厂”，既可以独立运行，也可以与大电网互动。

本报记者 韩逸飞 中国能源报 2021-09-20

降碳要充分考虑成本约束

“‘十四五’时期，我国生态文明建设进入了以降碳为重点战略方向、推动减污降碳协同增效、促进经济社会发展全面绿色转型、实现生态环境质量改善、由量变到质变的关键时期。但当前我国全面绿色转型的基础依然薄弱，结构性、根源性、趋势性的压力尚未得到根本缓解，生态环境质量改善离人民群众对美好生活的期盼、离建设美丽中国的目标仍有较大差距。”在近日召开的美丽中国百人论坛 2021 年会上，生态环境部副部长赵英民表示。

多位与会人士指出，在当前碳达峰、碳中和目标背景下，我国实现全面绿色低碳转型面临着多重压力，应充分考虑各种成本，选择合适路径。

坚定不移推动煤炭消费量尽早达峰

中国气候变化事务特使解振华指出，从我国落实自主贡献的实践看，与 2005 年相比，2020 年单位 GDP 碳强度下降了 48.4%，相当于减少二氧化碳排放约 57.9 亿吨，既超额完成对外承诺的应对气候变化行动目标，又很好地实现了气候行动与经济社会的协同发展。

不过，解振华同时表示：“我国仍然是一个发展中国家，产业结构偏重、能源结构偏煤、科技及基础能力偏弱，全面绿色低碳转型面临巨大挑战，实现碳达峰、碳中和目标需要付出艰巨的努力。”

在国家应对气候变化战略研究与国际合作中心原主任李俊峰看来，碳达峰、碳中和目标对能源转型是挑战也是机遇。“从全球范围内来看，能源转型的路径大体一致。首先是节省煤炭，所以全球的煤炭占比从上世纪 90 年代的 30% 下降到 16% 以下，其中美国的煤炭占比已经减少到 10% 左右。其次是控制煤电，实现电力系统的近零排放。我国最近几年煤炭占比和煤电占比也在不断下降，煤

炭占比从 2013 年的 70%左右下降到现在 56%左右，燃煤发电从近 80%下降到 63%左右，都是由于我们制定了逐步摆脱煤炭为主的战略方针，降碳目标已经成为我们彻底解决以煤为主的能源结构的重要机遇。”

因此，李俊峰建议：“要尽快完成从控制能源消费总量到控制化石能源消费总量的政策转变，坚定不移地推动煤炭消费量尽早达峰，合理控制煤电发展节奏，同时合理控制非化石能源发电，特别是风力发电的节奏，既不能太快，也不能太慢。”

处理好降碳与成本之间的关系

多位与会专家指出，全面绿色低碳转型需要处理好降碳与成本之间的关系。

“中国经济体量巨大，转型成本高昂，其中有可预见的成本，更多的是不可预见的成本。这些成本分摊在政府、企业、居民身上，以及各个地区的城乡之间。绿色低碳转型过程中的这些成本如何消解，是我们能否实现减污降碳目标的根本性因素。”中国财政科学研究院院长刘尚希说。

刘尚希指出：“当前，减污降碳离不开政策体系、技术体系以及核算统计体系支撑，这些体系的建立都面临着成本问题。”以政策体系为例，能耗双控措施下，一些不达标的项目就得停产，哪怕这个项目已经投了上百亿元甚至千亿元。这都会带来巨额的成本。在资源富集的地方，此类压力更大。实现高质量发展和降碳目标的核心，就是成本问题。

“所以，把握好转型的节奏、步伐，要考虑成本约束。如果不顾成本约束，只考虑目标，以‘运动式’的方式来推动降碳，可能将是一场灾难。要充分考虑改革、政策、技术创新中不确定性带来的成本。这其中有些不确定性是可以降低的，比如政策出台的节奏、力度是可控的，但有些是不可预见的，比如国际环境的变化或者出现一些颠覆性的技术，这些带来的不确定性成本是难以充分考虑的。我们只有充分考虑成本约束才能行稳致远，因此应更进一步拓展现有的成本风险评估框架。”刘尚希说。

从资源依赖转向技术依赖

国际能源署（IEA）于今年 6 月发布的《全球能源行业 2050 净零排放路线图》指出，到 2050 年，全球近 90%的发电将来自可再生能源，风能和太阳能光伏发电合计占近 70%，其余大部分来自核电。届时，风能、太阳能、生物能、地热能和水能将占能源供应总量的 2/3。

在李俊峰看来，全面实现能源转型，需要从资源依赖走向技术依赖。“技术创新是能源转型的最大推手。技术的进步是可以叠加积累的，且永远不会退步。所以随着技术进步，能源发展的内容可以不断更新，发展的成本可以不断下降。因此能源转型的第一个逻辑就是从资源依赖走向技术依赖。第二个逻辑，就是成本的降低。随着技术的不断进步，能源转型方向也改变了，过去是煤炭替代生物质，接着油气替代煤炭，都是从低成本走向高成本的方向。现在可再生能源取代化石能源，再将能源成本由高成本走向低成本，甚至走向零成本。”

“技术依赖促使形成能源系统，重塑国际关系。能源供给不再是少数国家的专长，能源技术的突破使每一个国家都有可能实现真正的能源独立和安全。美国的页岩油、页岩气技术革命已使油气开采成本大幅度下降，为全球的油气价格划了一条红线，高油价时代已经一去不返。中国光伏发电的成本为未来的发电价格划了一条红线，电力价格只有下降。电动汽车的出现与发展给石油资源国的行为划了一条红线，他们不能再以断供相要挟了。”李俊峰说。

本报记者 李玲 中国能源报 2021-09-20

现代煤化工降碳需多点发力

绿色低碳发展既是现代煤化工面临的战略选择，也是产业追求的发展目标。在落实碳达峰、碳中和总体部署时，现代煤化工行业要认真谋划，在积极推进煤炭消耗由能源型向能源型和原料型并举，不断降低能源型煤炭比例的同时，积极采用节能提效、优化工艺、与清洁能源耦合、推进 CO₂ 捕集、利用与封存等多种措施，努力走出一条高碳产业低碳排放、CO₂ 循环利用的新路子。笔者建

议重点做好以下工作：

尽快淘汰落后产能，通过优化生产工艺提高能效，大幅减少 CO₂ 排放。当前，提高能效水平是实现碳减排的重点，2019 年我国万元 GDP 能耗是世界平均能耗的 1.5 倍，如果我国的能耗水平达到世界平均水平，在现有 GDP 不增加的情况下，每年可减排 30 亿吨 CO₂，因此通过提高能效实现碳减排的空间很大。首先，要尽快淘汰低端、落后产能，为高端、低碳项目腾出发展空间；其次，由于现代煤化工项目大多属于示范项目，系统优化集成不够，主体化工装置与环保设施之间、各单元化工装置之间匹配度不够，低位热能、灰渣等资源综合利用水平有待提高，其节能增效空间很大，要通过流程优化和关键部件提升，对主要耗能工序进行流程再造，达到减排、降耗目的。最后，大力推广实施能量梯级利用、余热发电、余热回收等节能技术，提高装置的能源转化效率。通过一系列措施，从而大幅降低煤化工项目单位增加值的能耗。

新建项目要采用先进工艺技术，推动行业绿色低碳转型。降碳目标成为现代煤化工行业产业升级的重要推手，新建项目要选取具有国际领先或国际先进水平的技术推动行业低碳发展。比如，在煤气化技术方面，由清华大学山西清洁能源研究院等单位合作开发的水煤浆水冷壁废锅气化炉技术，蒸汽产量在半热回收流程基础上能够再增加 20%-30%，进一步提高气化系统的热效率，能量利用高，节能减排效果明显。在甲醇制烯烃技术方面，中科院大连化学物理研究所开发的“第三代甲醇制烯烃（DMTO-III）技术”在甲醇转化率、乙烯丙烯选择性、吨烯烃甲醇单耗等方面优势明显，吨烯烃（乙烯+丙烯）甲醇单耗显著降低。在煤间接液化技术方面，国家能源集团与中国科学院大连化学物理研究所合作开发的甲醇与石脑油耦合制低碳烯烃技术，已完成吨级产品小试，即将开展千吨级中试，其单位 GDP 能耗低，综合能耗大幅降低、CO₂ 减排显著。在煤制乙二醇技术方面，中科院福建物质结构研究所第一代煤制乙二醇技术实现产业化后，成功开发了新一代煤制乙二醇技术，各项技术指标均优于第一代。新建项目要积极采用以上先进技术工艺，大幅降低单位产品能源消耗。

积极发展高端化、高附加值产品，增强竞争力。现代煤化工行业在降碳目标下，要走高端化发展道路。一方面，现有现代煤化工项目要不断向下游延伸产业链、提高产品附加值。煤制油要重点开发煤直接液化制超清洁油品和特种油品技术，为航天航空等军事领域提供特种燃料，同时加快向下游化工产品延伸，多元化发展；煤间接液化应重点开发 α -烯烃、高品质润滑油基础油、煤基高端蜡等高端产品，不断拓宽延伸应用领域。煤制烯烃在生产大宗烯烃产品的同时，适当开发差异化、高端化聚烯烃牌号。煤制乙二醇要不断提升乙二醇产品质量，降低资源消耗，在开发长纤聚酯用、高档聚酯用产品的同时，积极利用中间产品发展聚乙醇酸、生物可降解材料等高附加值产品。低阶煤分级分质利用，要将下游产品延伸到降解塑料、特色碳材料、高密度航空煤油、聚碳酸酯多元醇等领域，提升经济效益。另一方面，要开发短流程和颠覆性技术，提高原料利用率。如煤炭中 C 原子利用率进一步提高，能量效率更高的超大型废锅流程加压气化技术将成为主流。未来还可以通过设计更有效的氧原子走向，调控产品碳链结构，实现 C-O 活化与定向转化的合成气催化转化新过程。

推进现代煤化工与传统产业及清洁能源耦合，实现多元、绿色发展。现代煤化工要积极与石油化工、冶金、化纤、电力等传统产业耦合，走多元化发展之路。同时要积极与清洁能源耦合，实现绿色发展。煤制合成气存在氢气不足的现状，需要经合成气变换来调变氢碳比，以满足下游甲醇制烯烃和费托合成工艺需求，过程中不仅造成碳资源的浪费，而且会造成大量的 CO₂ 排放。以风电、光伏发电和水电等不能上网的电量电解水制氢，并与传统的煤制氢技术耦合，将成为未来发展趋势。宁夏宝丰能源“国家级太阳能电解水制氢综合示范项目”就是现代煤化工与绿氢及清洁能源多能互补应用的一个成功案例。与此同时，以风能、水能、光伏、核能、太阳光能等新能源生产清洁电源，建分布式电网，替代燃煤等为煤化工提供电能和热源，可以更大限度地减少 CO₂ 排放。

积极开展二氧化碳捕集、利用与封存技术（CCUS）研究，为碳达峰提供技术储备。煤化工装置排放的尾气中 CO₂ 具有排放集中、量大、成分相对单一及 CO₂ 浓度高等特点，可将其捕集、封存、驱油或与绿氢合成制取化学品，实现资源化利用。CCUS 是我国未来减少 CO₂ 排放、保障能源安全和实现可持续发展的重要手段，也是行业实现碳中和的终极手段。我国有多家单位开展了 CO₂ 捕集、

封存与利用技术研究并取得积极进展。在二氧化碳资源化利用研究方面，我国也一直走在世界前列，在 CO₂ 制芳烃、甲醇、甲酸、乙醇、乙二醇、汽油、烯烃、碳酸酯、橡胶、DMF、生物基化学品以及 CO₂ 加氢甲烷化技术等各种前瞻技术方面均开展了研究，并取得积极进展，展现了很好的发展前景。

胡迁林 中国能源报 2021-09-27

火电等五行业纳入碳监测评估试点

本报讯 记者朱妍报道：9月23日，记者从生态环境部9月例行新闻发布会上获悉，为支撑减污降碳协同增效，《碳监测评估试点工作方案》（下称《方案》）于近日发布，旨在对碳监测评估试点工作进行部署。在行业层面，选择火电、钢铁、石油天然气开采、煤炭开采和废弃物处理五类重点行业，国家能源集团、中国宝武、中国石油、中国石化、光大环境等11个集团公司开展温室气体试点监测。

除了重点行业，《方案》还聚焦区域、城市两个层面。基于现有国家环境空气质量监测网背景站及地基遥感站，结合卫星遥感手段，进一步完善监测网络，开展区域大气温室气体浓度天地一体监测、典型区域土地利用年度变化监测和生态系统固碳监测。综合考虑城市的能源结构、产业结构、城市化水平、人口规模、区域分布等因素，选取唐山、太原、上海、杭州、盘锦、南通等16个城市，分基础试点、综合试点和海洋试点三类，开展大气温室气体及海洋碳汇监测试点。

据了解，生态环境部在碳监测方面具有一定工作基础。一是环境浓度监测。从2008年起，国家陆续建成16个大气背景值监测站，其中部分站点能够实时监测二氧化碳和甲烷，部分省份还开展了城市尺度温室气体试点监测。二是点源排放监测。电力等重点行业骨干企业，在现有废气连续自动监测系统的基础上，开展了温室气体排放监测试点，与核算结果进行比对。三是遥感监测。针对温室气体，初步形成不同尺度温室气体空间分布、碳排放反演等业务化遥感监测评估能力。

据介绍，生态环境部将加强对试点工作的统一组织协调，指导有序开展试点，组织做好试点工作的经验交流和成果应用。到2022年底，探索建立碳监测评估技术方法体系，发挥示范效应，为应对气候变化工作提供监测支撑。

中国能源报 2021-09-27

污水源热泵为城市零碳清洁供暖“开药方”

今年7月，国家发改委发布《“十四五”循环经济发展规划》，提出到2025年，循环型生产方式全面推行，绿色设计和清洁生产普遍推广，资源综合利用能力显著提升，资源循环型产业体系基本建立。

政策力推下，建设绿色低碳城市成不可逆方向，城市污水资源综合利用也逐渐走进公众视野。

相关数据显示，近年来，我国污水年排放量持续增加。2018年，我国城市污水量已突破500亿立方米，2019年增至554.65亿立方米，同比增长6.4%。

当前，我国污水处理行业碳排放量占全社会碳排放总量1-2%。且随着城市污水量的持续攀升，其造成的碳减排也将进一步承压。

对此，国务院发展研究中心资源与环境政策研究所副所长常纪文表示，市政污水处理行业是耗能大户，但同时污水中亦含有丰富的热能，可用来冬季采暖、夏季制冷，其低碳发展的综合潜力也是巨大的。

“水源热泵技术就是实现污水中热能回收再利用的最有效途径，其可对城市污水资源进行综合有效利用，缓解我国水资源短缺现状，推动循环产业发展，也将进一步助推我国低碳绿色的能源结构转型。”中国人民大学低碳水环境技术研究中心主任王洪臣说。

联美量子股份有限公司（下称“联美控股”）总工程师武海滨介绍，水源热泵技术可实现从污水中高效提取热量，为居民提供稳定供热、供冷，降低用电量，实现污水热能的开发利用。

“水源热泵技术与蒸汽余热联合供热方式属国内首创的清洁供热方式，其供热循环水系统总热利用率大于 100%，节煤效果显著、余热利用率高且无排放污染，具有良好的社会与环境和经济效益。”武海滨说。

记者了解到，截至今年 6 月，我国内已建成多个污水源热泵系统。

如位于沈阳于洪新城的中水源热泵供热项目，利用热泵技术从沈阳仙女河污水处理厂处理后的中水中提取热量，并输送到热网为用户供热。

该项目由联美控股旗下国惠环保公司建设。目前该公司正在原有项目基础上扩建一座设计能力不低于 35 兆瓦的中水源热泵热源站，将于 2021-2022 年度供暖季投入运行，项目总供热能力将超过 120 兆瓦。

国惠环保公司总经理边福忠介绍，新一期中水源热泵热源站仍将利用沈阳仙女河污水处理厂处理后的中水，但整体技术性能将更加优异，制热效率更高。据测算，项目顺利建成后，每天将新增中水用量 16.8 万吨，增加约 90 万平方米的供热能力，每年可减少标煤 1.3 万吨，减少二氧化碳排放量 3.5 万吨，节能、减碳效果将十分显著。

“待新的中水源热泵热源站正式运行后，将与原有中水源热泵供热项目并网联通。该中水源热泵热源站或将成为国内规模最大的中水源热泵供热项目，为城市污水综合利用和零碳清洁供暖提供参考示范‘样板’。”武海滨说。

本报记者 张金梦 中国能源报 2021-09-27

赋能城市节能降碳，分布式能源“风”正足

以可再生能源和新能源为主体的“近零”碳排放能源体系的构建为分布式能源带来发展良机。这在今年上半年已显端倪。

以分布式光伏为例，相关数据显示，1-6 月，我国光伏发电新增装机达到 13.01GW，同比增长 13.1%，其中分布式新增装机同比增幅高达 72.7%，集中式新增装机则同比下降 24.2%。户用新增装机首超集中式，占比达到 42%，成为上半年光伏新增装机主要来源。

记者近日从由国网（苏州）城市能源研究院在京组织召开“城市能源转型与分布式新能源论坛”上了解到，今年以来，伴随着分布式光伏电站整县开发等利好政策的有力推进，不仅推动了分布式光伏装机的快速增长，与之相伴生的微能源网、储能、智慧能源管理，以及电热协同、跨网互济等一系列关乎城市能源转型的分布式能源解决方案在各类应用场景的落地活跃度亦与日俱增。碳达峰、碳中和愿景下，分布式能源再次坐上发展“风口”。

鲁浙冀领跑

户用光伏新增装机首超集中式

碳达峰、碳中和愿景为分布式能源带来的发展机遇在光伏市场的表现尤为突出。

来自中国光伏行业协会数据显示，随着分布式光伏装机规模的持续攀升，上半年，我国光伏新增装机中，包括户用、工商业在内的分布式光伏新增装机占比高达 59%。其中户用光伏占比最多，为 49%，工商业分布式光伏占比为 14%。

“这是近几年来，户用新增光伏装机规模首次超过集中式新增光伏装机规模，意味着分布式光伏将成为未来光伏市场新增装机的主要来源。”中国光伏行业协会宣传与对外联络部主任戴思源说。

来自中国光伏行业协会统计数据，截至 2021 年 6 月，我国分布式光伏发电累计装机为 87.05GW，总装机占比达 32.6%，其中，位居前八名的分别为山东、浙江、河北、江苏、河南、安徽、广东和江西，总规模占比达到约 70%。位居前三的山东、浙江、河北总规模合计占比超过 43%。

值得注意的是，近两年，北京、上海、福建三地对分布式光伏的青睐更呈现出明显的倾向性。

虽然三地光伏总装机规模总体较小，但截至今年6月，三地分布式光伏装机占比均超过80%，分别达到92%、84%、82%，以“前三把交椅”的姿态跑在全国前列。

戴思源预测，“十四五”期间，我国年均光伏新增规模将达到70—90GW，预计到2021年，新增光伏装机规模将达到55—65GW。“分布式光伏在‘整县’推进的政策支持下，将有望快速发展。户用光伏有望再创历史新高。”戴思源指出。

记者了解到，截至目前，已有浙江、河南、湖北、江苏、广东、陕西、安徽等22个省区提交了试点方案。据保守估计，目前已上报的22个省区中，将有超过400个县参与此次分布式光伏整县推进试点工作。预计最终将有超过200GW的分布式光伏项目落地。

微能源网助力

分布式能源获推崇

“以新能源为主体的新型能源体系构建，离不开在中国能源消费层面对产业地理结构进行高瞻远瞩的布局和调整，通过顶层设计和阶段性政策实施，逐步在富能地区发展分布式可再生能源。否则，仅依赖已有能源架构发展集中式可再生能源，碳达峰、碳中和目标有可能难以实现。”中科院电工研究所储能技术研究组组长陈永翀指出。

在国网（北京）综合能源规划设计研究院院长徐杰彦看来，伴随分布式光伏的发展，未来，将有更多分布式的各类资源参与到其中，促进分布式光伏与其他分布式能源的协同、融合发展。

记者从会上了解到，当前，包括户用/工商业分布式光伏、光伏+、BIPV（光伏建筑一体化）建筑、光储存一体化等在内的分布式智慧能源管理解决方案、微电网，以及融合多种能源形式的微能源网已有诸多卓有成效的实践。

徐杰彦指出，微能源网作为实现分布式新能源就地消纳和局部区域集成优化供需资源的重要手段，将通过整合各种不同形式的分布式能源资源，以及冷、热、沼气、储氢、电动汽车等多种供用能设施，实现以更低碳、更经济、更高效的城市能源供给，降低全社会用能成本。

“未来，立足于服务分布式能源就地消纳及用户能效提升，在国家机关体育场馆、办公建筑、商业综合体等地试点开展单元微能源网建设，在数据中心、大型医院、工业园区等地开展局部园区微电网建设，以及在文旅地产、特色小镇、小型岛屿、村镇社区等地实施开展微能源网群建设，将成为实现碳达峰、碳中和目标和构建新型电力系统的重要实践。”徐杰彦说。

掣肘凸显

仍需加强制度建设与模式创新

多位与会专家同时指出，分布式能源在快速推进的过程中，因其分布广泛、资源分散、单体规模小、开发建设协调工作量大等特点，导致的标准体系建设不完善、质量差次不齐、安全管理风险增加等一系列发展掣肘无疑也将愈发凸显。

以分布式光伏为例，“目前，我国分布式光伏发展仍存在项目选址不当、设备选型不合理、从业人员专业能力不足、施工建设及运营维护不到位，以及缺乏第三方监管和验收与安全教育培训，安全风险难以规避……等一系列困扰可持续发展的难题。”戴思源直言。

对此戴思源建议，未来，分布式光伏产业发展应进一步明确行业强制标准及规范要求，因地制宜制定符合本区域分布式光伏发展的相关标准和规范，建立完善分布式光伏安全管理体系和保障体系，可考虑建立安全验收制度和施工质量验收制度，加强分布式光伏安全教育和专业人才培养，增加从业人员的专业素质和业务能力。

而就微能源网而言，徐杰彦亦建议，建立健全微网顶层设计、管理规范及相关技术标准体系制定，推动微网关键技术创新，引导合理布局；创新商务模式、强化产业协同，提升微网运营水平；以及结合综合能源项目典型场景开展微网示范项目建设，打造可复制推广的微网试点示范，探索市场化建设和运行机制。

本报记者 张金梦 中国能源报 2021-09-27

不再新建境外煤电项目，中国要下怎样一盘棋？

世界上最大的两个经济体和最大的碳排放国分别宣布了针对气候变化的融资政策。

当地时间 9 月 21 日，中国国家主席在北京以视频方式出席第七十六届联合国大会一般性辩论时表示，“中国将力争 2030 年前实现碳达峰、2060 年前实现碳中和，这需要付出艰苦努力，但我们会全力以赴。中国将大力支持发展中国家能源绿色低碳发展，不再新建境外煤电项目。”

中国海外煤电投资持续下降 我国是全球煤电装机容量第一大国，煤电装机容量和发电量均占全球总量的一半以上，中国也是境外最大的燃煤电厂融资方之一。

不过，情况正在发生变化。今年上半年，“一带一路”没有为任何煤炭项目提供资金，是该倡议提出以来头一次出现这种情况。

中央财经大学绿色金融国际研究院院长王遥在接受 21 世纪经济报道记者采访时指出，事实上，在此之前，中国已经逐步退出海外煤电投资。例如，2021 年 2 月，中国驻孟加拉国大使表示，中国将不再考虑继续在孟加拉国投资煤炭开采、燃煤电站等项目。

在实践层面，中国的海外煤电投资在过去几年持续下降，可再生能源投资则不断增加。2020 年，包括太阳能、风能与水电在内的中国海外可再生能源投资，占海外能源总投资的比例已达 57%，远超煤电投资。

对于中方做出的承诺，联合国秘书长古特雷斯表示，逐步在电力行业中淘汰煤炭是实现将升温幅度控制在 1.5°C 之内的最重要一步。“如果所有计划中的煤电厂都投入运行，不是将明显高于 1.5°C 的目标——而是将远远高于 2°C。这样的话，《巴黎协定》的目标将化为乌有。”

同一天，美国也宣布了新的气候融资政策。美国总统拜登承诺将美国对较贫穷国家的财政援助增加一倍，以帮助它们转向更清洁的能源并应对气候变化的“无情”影响。这意味着将援助增加到每年约 114 亿美元。不过，这一计划能否在国会顺利通过还有很大的不确定性。

王遥说，中美是两个排放最多的国家，两国碳排放相加约为全球排放总量的 40%，中美的承诺与行动将对全球气候行动造成显著影响。此前，2021 年 4 月，中美两国共同发布的《中美应对气候联合声明》第六条就提出，中美双方将合作推动 COP26 会议取得成功。中美两国此次同时做出有利于全球应对气候变化进程的承诺，将为 COP26 的顺利开展提供保障，对 COP26 大会形成一致决议有重大积极意义。

在中国之前，欧盟、英国、美国、日本、韩国等国已正式宣布停止对海外煤炭能源项目融资。作为今年联合国气候大会的主席国，英国多次表示，希望今年的大会有助于将“煤电载入历史”。

国内外煤电政策一脉相承 国家气候战略中心战略规划部主任柴麒敏在接受 21 世纪经济报道记者采访时指出，在中国提出“双碳”目标一周年之际，中方在联合国重申完成“双碳”目标的决心，展现了中方对于构建人类命运共同体的坚定信念。同时，作为最大的发展中国家，中方还表示要支持其他发展中国家绿色低碳行动，体现了中国对全球气候行动的支持。

柴麒敏强调，中国不再新建境外煤电项目，是一个极为重要的政策信号。“过去，很多西方国家要求中国的公共资金（如国开行、口行等政策性银行）从煤电项目上退出，而这次中国的表态很坚决，在‘不再新建境外煤电项目’前没有加任何限定词，不分公共项目，还是私营项目，应该说这是超出国际预期的。”

既在意料之外，也在情理之中。柴麒敏说，总书记在今年 4 月的“领导人气候峰会”上宣布，中国将严控煤电项目，“十四五”时期严控煤炭消费增长、“十五五”时期逐步减少。这句话的意思就是，中国会争取煤炭消费尽早达峰，“十五五”时期就要开始进入下降通道，说明中国政府已对国内煤炭消费制定了一个大框架。这次总书记专门提出不再新建境外煤电项目，与国内相关政策保持一致。

柴麒敏指出，过去，中国企业在海外参与的煤电项目并非政府主导的，而更多的是市场行为，大多是应东道国要求而参与的。很多境外煤电项目并非由中国企业投资，而是由中国企业承建。与欧美国家相比，中国在煤电项目的装备制造上更有优势。欧美国家一直鼓吹退煤，某种程度上也是

出于经济利益的考量，希望在这些地方推广它们擅长的天然气发电。“对中国来说，不再新建境外煤电项目，实际上是让渡了我们在海外的一部分商业利益和市场利益。”

“今天早上，很多煤电行业人士在朋友圈说，可能未来还是有损失的。总体来讲，随着全球经济复苏对能源需求的提振，对煤炭的需求是客观存在的，中国煤炭企业在海外市场也是有机会的。中国的煤电装备总体上来说效率很高、成本很低，可靠性、稳定性、先进性也有优势，在国际市场上是很受青睐的。”柴麒敏说。

不过，柴麒敏强调，这对中国来说也并不一定是坏事。现阶段，除了煤炭装备优势之外，中国在核电、可再生能源的装备制造上也具有优势。全球 130 多个国家以各种方式提出了碳中和目标，可见减排已经成为大势所趋，继续在其他国家投资煤电项目可能面临资产搁置等风险。因此，尽管从短期看，煤炭的需求仍在，但从中长期来看，它将逐步转向非化石能源的发展。

“面对海外市场正在悄然发生的转变，中国在这个时候主动提出不再新建境外煤电项目，不仅是给中国非化石能源装备更多走出去的机会，也是对发展中国家绿色低碳转型的大力支持，给它们提供更多成本相对较低的综合解决方案。”柴麒敏指出，像中国电建、三峡集团这样的企业已在新能源领域早早布局，在新能源装备制造方面也具备了一定优势。

中国社会科学院世界经济与政治研究所研究员李东燕在接受 21 世纪经济报道记者采访时指出，如果大国之间不能建立良好的合作关系，如果大国之间的竞争和对抗加剧，无疑将把世界引入一个分化和对抗的时代。在这种背景下，全球气候议程目标的推进显然也会大打折扣，尤其在加强全球伙伴关系和更有效的全球气候治理机制建设方面。

李东燕指出，在本次气候大会上，中美都做出了新的气候融资承诺，这对全球减排行动会有积极作用，但推进全球气候治理需要更大的全球共识与合作，包括更有效的南北合作、南南合作。“一个积极合作的中美关系对全球气候治理的贡献更大，而中美关系的继续紧张和对立无疑将增加全球气候治理及实现既定议程目标的困境和不确定性。”

在李东燕看来，在联合国平台上，中国领导人旗帜鲜明地向国际社会做出应对气候变化的承诺，不仅展现出中国在全球气候治理领域正在发挥重要的促进和引领作用，也体现出中国重视联合国在全球气候治理中的角色，以及对联合国框架下多边合作的支持。

郑青亭 21 世纪经济报道 2021-09-23

探索以碳排放指标替换能耗指标，发挥市场作用灵活调控双控目标

明明（中信证券首席 FICC 分析师）

能耗双控指的是对能源消费强度和总量进行控制的制度性安排。一直以来，能源消费强度都是国民经济发展规划的重要约束性指标，按照“十四五”规划的要求，“十四五”期间我国单位 GDP 能耗要下降 13.5%，部分省区也提出了明确的降低能耗的目标。能耗双控是推进生态文明建设，解决资源环境约束，推进高质量发展，实现碳达峰和碳中和的重要政策抓手。

近期，随着限产、限电以及部分商品价格的大幅上涨，能耗双控成为市场讨论的热点话题。8 月 17 日，国家发改委印发《2021 年上半年各地区能耗双控目标完成情况晴雨表》，点名青海、宁夏、广西等 9 个省（区）上半年能耗强度不降反升；在能源消费总量控制方面，也对 8 个省（区）提出一级预警。广西、新疆、宁夏等省份随即就“双控”予以表态，江苏、云南多地也开始陆续出台限电、停产等相关措施。在能耗双控压力下，高能耗工业品短期供给紧张的预期在市场上有所蔓延，电解铝、PVC、乙二醇、纯碱、焦炭及相关产品价格呈现快速上涨的局面。

当然，大宗商品涨价并非仅仅源于能耗双控对供给侧的约束，海外市场也起到了推波助澜的作用。一方面，发达经济体在疫情爆发后通过货币和财政政策大水漫灌，导致全球商品需求异常旺盛；另一方面，随着东南亚疫情加剧，东盟制造业 PMI 持续三个月萎缩，发达市场和新兴经济体的疫情落差导致供需缺口进一步拉大。海外的供需错配导致国内出口需求大增，进而推升了能耗——今

年 1-8 月我国规模以上工业增加值同比增长 13.1%，全社会用电量同比增长 13.8%。同时，缺能少电的问题不仅仅在中国出现，受天然气产能下降、极端天气等因素影响，欧美电价也持续上涨，欧盟主要经济体电价较一年前高出一倍有余。

能耗双控措施短期内会对经济产生一些直接或间接的负面冲击。首先，能耗双控会直接约束高耗能行业的产值，8 月上游采矿业与部分中游制造业工业增加值增速和部分工业品产量显著下滑。以钢铁水泥为例，8 月钢材产量同比下降 10.1%，水泥下降 5.2%。其次，“开三停四”、阶段性供电等措施，一定程度上会影响到企业的正常生产及市民生活秩序，进而降低实体经济的需求。考虑到冬季将迎来能源需求的高峰，能源约束对经济的负面影响可能会在短期有所放大。再次，能耗双控导致上游大宗商品价格大幅抬升，但终端需求不足制约下游产品和服务涨价，PPI-CPI 剪刀差持续走阔。在这种情况下，中下游行业的企业盈利空间将有所压缩，部分中下游制造业、服务业企业经营压力上升，这一冲击尤其体现在资金链和成本控制能力较弱的中小企业。

低碳转型是长期趋势，能耗双控也是重要的抓手。但是从短期的数据表现上看，企业的成本压力、经济的下行压力有所加剧。对于能源消费强度和总量的控制，在保供稳价、保民生、稳增长的要求下，方式可以更加灵活、更加市场化：

第一，政府多次强调不搞运动式减碳，要全面地、长远地看待低碳转型。7 月 30 日的中央政治局会议提出，纠正运动式“减碳”，针对目前各地出现的将“双碳”短期化、片面化看待“双碳”问题、以一刀切的方式落实“双碳”等问题进行纠偏。9 月 22 日召开的国常会也提到，要“更多运用市场化办法稳定大宗商品价格，保障冬季电力、天然气等供给”，在遵循市场规律的前提下保证低碳转型与高质量发展。

第二，政策制定预留软约束，给予能耗双控更多的灵活空间。国家发改委 9 月 16 日印发的《完善能源消费强度和总量双控制度方案》中，针对国家层面的预留总量目标、能耗降低达标与超额完成能耗降低目标省份的考核优惠等作出了相应规定，提前预留未来发展需要的产能，为超额完成的省份提供政策支持与鼓励，完善保供稳价的措施体系，对提升能耗双减政策执行积极性起到促进作用。

第三，双控指标的选择和制度上的革新是可选的方向。由于各省市的资源禀赋不同，实现能耗双控的难度也不尽相同，而且政府的宏观调控很多时候难以把握具体企业、行业的实际情况，在进行总量与强度控制时会有所偏差。因此，依托于碳排放交易市场的基础设施，探索以碳排放指标替换能耗指标作为双控目标，更能够发挥市场的作用。在减碳逐渐推行到全行业的大背景下，应当用市场化指标灵活调控能源投入与碳、污排放的总量与强度，合理利用“看不见的手”对经济进行自我调节。

总结来说，能耗双控政策或对经济形成一定的短期冲击。但是，我们也应当看到，在纠正运动式“减碳”，能耗双控的空间更加灵活以及一系列更加具体的保供稳价措施陆续落地之后，部分商品价格的无序上涨势头有望得到遏制，企业生产、居民生活将得到应有的保障。长期来看，低碳转型和能耗双控是正确的方向，而与之相关的一系列目标和制度则有待进一步完善和优化。

21 世纪经济报道 2021-09-26

国网山东电科院自主研发网源平台火电-储能联合调频功能

日前，国网山东电科院技术人员完成了网源平台火电-储能联合调频功能的自主研发工作，实现了储能容量配置优化、控制策略优化等功能。

为加快推动山东省储能发展，提升电力系统调节能力，促进新能源消纳和能源结构优化调整，根据国家《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》等文件精神，山东省发改委、山东省能源局、山东能监办下发了《关于开展储能示范应用的实施意见》。实施意见指出：通过开展试点示范，促进新型储能技术研究和创新应用。其中，联合火电机组调频项目单体功率不低于 0.3 万

千瓦，综合性能指标 $Kpd \geq 3.2$ 的按储能容量每月给予 20 万千瓦时/兆瓦调频奖励优先发电量计划， Kpd 值每提高 0.1 增加 5 万千瓦时/兆瓦调频奖励优先发电量计划。第一批华电莱城、大唐临清 9MW/4.5MWh 项目获批，计划年内完成施工。

该院网源协调技术室专家基于电化学储能运行机理、火电机组 AGC 及一次调频响应特性的运行大数据，分别构建储能及火电机组调频特性的数字孪生仿真模型。基于火电储能联合调频的数字孪生，针对提升火电机组 AGC 及一次调频不同指标的控制策略、储能容量最优匹配以及需要提前对机组 CCS 系统进行优化调整以实现指标最优等进行了仿真模拟，为火电储能联合调频中储能容量配置、联合调频控制策略的制定提供有力理论及数据支撑。

下一步，国网山东电科院将加大专业人员储能技术与政策研究，跟进省内各发电集团储能调频项目，促进储能技术在山东电网的应用，为山东电网安稳运行提供技术保障。

石硕 李军 中国能源网 2021-09-30

马永生院士：“双碳”目标下油气行业的四大绿色发展路径

降碳无疑是当下最热门的话题。对传统能源企业来说，如何在实现碳达峰、碳中和目标的背景下，探寻新的发展路径是一个新的挑战。

9 月 16 日，在清华大学举办的“碳中和经济”全球论坛上，中国工程院院士、中国石化集团公司总经理马永生表示，“双碳”目标下能源低碳化转型将显著加快，油气行业发展路径渐趋清晰，加快打造绿色油气田、绿色炼化产业、绿色储运体系、绿色技术支撑将成为油气行业迈向绿色低碳发展的重要路径。

作为能源消费大国，在“双碳”目标提出后，我国能源转型进程进一步加快，预计到 2040 年非化石能源需求占一次能源比重将达到 42% 左右。而油气行业作为我国国民经济的支柱产业，在“双碳”目标新要求 and 能源转型大趋势推动下，面临的减排减碳、绿色发展压力增大。

马永生说，从保障国家能源安全角度看，未来需要持续加大勘探开发力度、不断提升油气供给能力。在这一过程中，打造绿色油气田，加大控碳减碳降碳力度，全力推进绿色发展。大力提升勘探开发技术和装备水平，通过节能提效、降低能耗实现减碳；通过减少并最终避免甲烷等温室气体排放实现降碳；积极开发分布式风电、光伏和地热资源，以减少使用高碳化石燃料和高碳电力实现控碳。

对于炼化产业，马永生指出，在推进碳中和过程中，我国炼化产业将面临更加严格的碳约束，需要打造绿色炼化产业，加快培育绿色低碳核心竞争力。加快提升炼化行业集中度，推进大型化、一体化、基地化、集约化产能建设，严格行业能耗和排放标准，坚决淘汰落后产能；提高能源资源梯次利用和循环利用水平，建设智慧炼厂，实现智慧化管控和节能增效；加速炼化产业用能结构调整，推动“气代煤”、电动化，加强绿氢供应，推进减排降碳；加强石化产品循环利用体系构建，加大塑料等石化产品的回收利用。

储运是油气产业链上的重要一环。马永生强调，国内外大型油气储运企业针对天然气管输过程中甲烷逃逸，已普遍建立起有效的一体化管控体系，天然气管输损耗得以有效控制。随着我国“双碳”目标深入推进，打造绿色储运体系的重要性将更加凸显。在未来发展过程中，应积极优化油气储运设施布局、加强智慧管网建设、完善储运设施建设标准、推进储运核心技术攻关，进一步减少油气储运过程中的甲烷逃逸。

马永生还表示，随着化石能源需求峰值点的前移，油气行业转型升级压力加大，应大力开发推广先进适用的低碳零碳负碳技术，打造绿色技术支撑，建立绿色低碳竞争力。加大节能技术研发；研究氢能制运储销全产业链技术，重点解决好可再生能源制绿氢的成本问题，尽快找到可行的商业模式；加强低成本二氧化碳捕集技术研发，推进以二氧化碳为原料生产化工产品和高端材料的技术研发。

据马永生介绍，面对“双碳”目标，中国石化将大力实施绿色洁净发展战略，积极推进化石能源洁净化、洁净能源规模化、生产过程低碳化，坚定不移迈向净零排放，把新能源业务摆在更加突出位置。

吴莉 中国能源网 2021-09-17

河北探索钢铁碳排放基准值测算分析

河北省生态环境厅加快推动降碳产品价值有效转化工作，由河北省排污权交易中心承担探索开展钢铁行业碳排放基准值测算分析工作，这是降碳产品价值实现机制中的重要基础性工作。

据了解，钢铁行业碳排放基准值测算分析工作在国内尚无成熟经验可供借鉴，创新性和突破性较大。为了尽快形成“符合企业实际、激励节能降碳”的钢铁行业碳排放基准值，河北省排污权交易中心承担任务后，成立了工作专班，与相关业务处室对接，通过对河北省 2019 年钢铁行业重点排放单位碳核查数据进行统计分析，参考钢铁行业系列清洁生产评价指标体系、《粗钢生产主要工序单位产品能源消耗限额》，进行比较研究，初步测算出了河北省钢铁行业分工序吨产品二氧化碳排放基准值，完成了《河北省钢铁行业碳排放基准值测算分析报告（咨询版）》。

为了提高测算结果的科学性、合理性、可行性，近日，河北省排污权交易中心在石家庄市组织召开了河北省钢铁行业碳排放基准值测算分析专家咨询会，邀请河北省钢铁行业协会、环境影响评价、节能低碳研究等方面 5 名专家组成专家组，进行质询和讨论。与会专家一致认为，河北省钢铁行业碳排放基准值测算分析报告测算方法基本合理，报告内容较齐全，数据较详实，经修改完善后，可为钢铁行业二氧化碳排放量“可核算、可管理”提供技术保障。

下一步，河北省排污权交易中心将结合全省 2020 年钢铁行业重点排放单位碳核查结果，对本次提出的钢铁行业碳排放基准值进行修订完善；同时结合实际，谋划开展焦化行业碳排放基准值测算工作，为推动降碳产品价值有效转化提供技术保障。

张铭贤 中国能源网 2021-09-17

首份共享骑行减污降碳报告发布：西安美团单车用户一年减碳 9798.3 吨

9 月 17 日世界骑行日，生态环境部环境发展中心与中环联合认证中心发布《共享骑行减污降碳报告》（以下简称“报告”），首次解读运营以来，美团单车用户的减污降碳贡献。生态环境部宣教中心为骑行减污降碳成绩前 100 名的美团单车用户颁发首批“减污降碳达人”证书，认可共享单车用户骑行减碳的贡献，予以鼓励。

报告显示，运营以来美团单车用户累计减少二氧化碳排放量 118.7 万吨，相当于减少了 27 万辆私家车行驶 1 年的二氧化碳排放量。同时，累计减污量 7777.4 吨（包括一氧化碳、碳氢化合物、氮氧化合物、细颗粒物等）。

“十四五”时期，我国生态环境保护将进入减污降碳协同治理新阶段。越来越多的人选择骑行作为主要出行方式。此外，更多城市引入共享电单车减少私家车等高碳出行，绿色出行正在引领生活方式新风尚，助力减污降碳协同增效。

90 后成为西安共享单车骑行主力军

数据显示，过去一年，美团单车西安用户减少二氧化碳排放量 9798.3 吨。用户的骑行高峰集中在早上 8 点，骑行上下班通勤，既减污降碳，还能健身，节省出行时间与花费，成为市民最便捷的出行选择。西安美团单车骑行用户男生较多，90 后用户近半数，是西安低碳出行的主力。西安骑行用户单次骑行平均里程约 1.85 公里，单次骑行平均时间约 15.7 分钟。

报告也反映了城市出行的“生物钟”。数据显示，即使到了夜间，共享骑行仍然是低碳用户的首选。深圳、上海、成都、广州等城市因 21 点至凌晨 3 点骑行热度不减而被称为“不夜城”；而北京、

天津、武汉等城市则因凌晨 4 点到 7 点骑行活跃成为“早鸟城”。

多个城市引入共享电单车提升绿色出行率

根据生态环境部发布的《中国移动源环境管理年报（2021）》，汽车是污染物排放总量的主要贡献者。共享单车及电单车成为打造低碳高效交通体系、降低城市污染物排放的新兴方式。报告显示，随着越来越多城市创造条件鼓励骑行，引入新兴出行交通方式，使用高碳出行的用户纷纷加入低碳出行行列。

共享单车企业在提供便民、低碳的出行服务同时，也在持续践行车辆的全生命周期环保，推动实现行业的净零排放。据统计，小汽车的碳排放量是共享电单车的 16 倍。在共享电单车的出行中，有超过 31% 的出行替代了以小汽车为主的高碳出行，加之共享单车企业践行的车辆全生命周期环保管理，以美团单车为例，企业贯彻车辆从设计、生产、运营、回收等环节的全生命周期环保。如将退役轮胎回收后再生利用，投入建设环保塑胶球场的公益捐赠项目。

西安一美团单车用户获颁“减污降碳达人”证书

为进一步提升全社会绿色低碳意识，推动生活方式全面绿色化，中华环保联合会绿色循环普惠专委会绿普惠云平台帮助美团骑行用户量化和记录了减排量。美团减污降碳成绩前 100 名用户将获得由生态环境部宣传教育中心颁发的首批“减污降碳达人”证书以及一张由美团单车提供的全年免费骑行卡。

来自西安的雷先生就是此次获颁“减污降碳达人”达人之一，过去一年他骑行了 2096 次，累计骑行减碳达 626 千克，相当于替代了一辆小汽车 2843 公里的出行，积极践行低碳出行理念。据了解，美团单车在世界骑行日期间，首次发布个人骑行减碳成绩单，用户只需打开美团进入骑行频道，即可查收个人减碳成绩单，了解自己贡献的绿色能量和相关内容。

共享单车和电单车出行的减排效益，有助于完善城市绿色交通，实现城市交通向绿色、低碳转变。《共享骑行减污降碳报告》的发布，能够明确共享单车及电单车对碳达峰和碳中和的作用，为各地发展绿色出行提供参考。

生态环境部宣传教育中心一直致力于推动生活方式绿色化，并在今年启动“生活方式绿色化”系列宣传实践项目，联合社会各界通过多种多样的宣传教育活动，推动全社会形成绿色低碳的氛围，倡导个人、团体、社企践行绿色低碳的生活方式，力争每个人在生活的衣食住行等消费领域中都做到绿色低碳，助力减污降碳。今年该项目以“绿色骑行”为核心活动，倡导自主交通出行，号召市民积极参与绿色骑行，以实际行动践行绿色低碳健康生活方式，为早日实现碳达峰和碳中和作出积极贡献。

支控奇 秦选红 中国能源网 2021-09-17

全球最大“吸碳”机器在冰岛启动

综合英国《每日邮报》和《卫报》近日报道，一款名为 Orca 的“直接空气捕集器”在冰岛的 Hellisheiei 地热发电站投放市场。

这款号称是减缓气候变化的工具由瑞士和冰岛的两家公司建造，耗资 1500 万美元，在满负荷运转时，每年将捕获 4000 吨二氧化碳。

Orca 由一堆金属“空气洗涤器”组成，内部是化学过滤材料，这些空气洗涤器用风扇从周围空气中吸入二氧化碳，然后用化学过滤器将其抽走。过滤器一旦二氧化碳饱和，收集器就会关闭，将没有更多的空气进入。

接下来，发电站的电力将会对收集器的内部以及捕获的二氧化碳进行加热。这会从过滤器中释放出二氧化碳并以浓缩形式将其提取出来。

与水进行混合后，二氧化碳可以被永久储存在深层地质层中，以用于制造燃料、化学品、建筑材料和其他产品。据报道，通过自然矿化，二氧化碳会与玄武岩反应并在几年内变成石头。

参与建设的瑞士 Climeworks 公司联合首席执行官兼联合创始人詹·伍兹巴赫表示，Orca 是直接空气捕获行业的里程碑。“实现全球净零排放还有很长的路要走，但我们相信就 Orca 而言，已经向实现这一目标迈出了重要的一步。”

碳捕获和储存的支持者认为，这项技术可以成为应对气候变化的重要工具。然而，批评人士认为，该技术仍然非常昂贵，可能需要数十年才能大规模运行。

张佳欣 科技日报 2021-09-17

安徽推出“碳指数”助力规上工业企业节能降碳

从安徽省统计局获悉，为引导企业绿色发展，安徽省统计局近日推出“碳指数”，为规模以上工业企业提供节能降碳诊断服务，促进经济社会发展绿色转型。

“工业是安徽碳排放的重要来源，约占 70%，推进工业绿色低碳发展是实现‘双碳’目标的重中之重。”安徽省统计局能源统计处处长王维说，安徽省统计局以规模以上工业企业为突破口，在企业统计联网直报平台上建立节能降碳信息系统。

该系统围绕企业煤、电、油、气消费四大维度计算碳排放指数，通过“碳指数环”展示企业各类能源消耗的碳排放水平，利用柱状图展示企业每月能耗和碳指数趋势，红色柱状图表示能耗和碳指数同比增长，绿色则表示下降。该系统使用翔实数据帮企业摸清节能降碳家底，通过及时预警提醒企业节能降碳。企业通过这一张“体检图”，可以及时掌握自身能耗、碳排放现状和趋势，对存在问题做到“早发现”“早诊断”“早治疗”。

程士华 新华网 2021-09-17

全球碳排放最大单一机构“被抓”，是美军！

瑞士军队值得尊重，不一定是因为战斗力，而是因为它在应对气候危机中所发挥的表率作用。

瑞士刚刚决定，该国军队计划在 2050 年达到碳中和。为此，瑞军购买升级版的电动汽车，在建筑物上安装光伏设备，在 2030 年前拆除所有旧的燃油加热器，提倡坦克和飞机更多使用昂贵但可持续的燃料，军方也有义务将射击场改造成濒危动植物物种的庇护所。

可是，哪个国家愿意效仿瑞士？

在 11 月初举行的格拉斯哥全球气候峰会上，世界各国将确定更具雄心和约束力的气候目标。

许多环境专家呼吁，应该为军队引入更严格的二氧化碳排放标准。武装部队对全球气候造成的损害通常无须按照气候协议的要求承担责任。这也是美国早在 1997 年《京都议定书》的谈判中就提出的要求，并贯彻执行至今。

德军的“豹 2”主战坦克运行 100 公里需要消耗 530 升柴油。超现代的“F-35”隐形战斗机每小时燃烧 6000 升煤油，远超许多早期战机的能耗。

美国空军“B-52”远程轰炸机曾在越南造成死亡和毁灭性破坏，目前仍在服役，它的油耗更是“F-35”的两倍。

美国军队是迄今世界上最烧钱、最强大的军队，也是二氧化碳排放量最大的单一机构。据学者统计，仅 2017 年，五角大楼不得不为美军所有的舰艇、运输机、坦克，尤其是数千架飞机的油箱，购买 4300 万升燃油。请注意，是每天。

现役军人约 140 万人的美军如果是一个国家，那么它在气候危害国榜单的排名为第 55 位，高于人口远超 140 万的瑞士、瑞典或丹麦等工业国家。

波士顿大学政治学者内塔·克劳福德曾对美军 2001 年至 2017 年期间在阿富汗、伊拉克和叙利亚的二氧化碳排放量进行估算。

结果显示，通过这些战争美国不仅未能使世界变得更加安全，反而向大气排放超过 4 亿吨二氧

化碳。

据官方报道，德国联邦国防军因军事活动每年排放的二氧化碳远远少于 100 万吨。但专家表示怀疑。英国环保机构“冲突与环境观察”（CEOBS）的研究表明，德国军队每年至少产生 450 万吨的二氧化碳排放。虽然德军也推行一些绿色的示范项目，但依旧杯水车薪。

据联合国政府间气候变化专门委员会预测，如果国际社会要在本世纪中叶将全球变暖限制在 1.5 摄氏度，那么二氧化碳的排放量就必须大幅减少，即在 2030 年之前的短短 9 年内减少一半左右。

这需要各方面的努力，包括军队。据斯德哥尔摩国际和平研究所数据，世界各国 2020 年在包括新式武器在内的军事上的花费达到近 2 万亿美元。但全球对可再生能源和电动交通工具的投资仅为这一数额的 1/4。

有一些迹象可以理解为转机的开始。在阿富汗和伊拉克，美军已经意识到必须减少对石油燃料的依赖，原因是数千人死于对油罐车队的袭击。近年来，许多美军部队已经成功地将驻地能源供应更换为太阳能，减少对燃油发电机的依赖。

理论上，人们可以期待新的、甚至是气候中性燃料，比如由废油制成的可持续航空燃料（SAF）。另一种是“电子燃料”，这是一种将氢经过复杂化学过程转化而来的合成燃料，燃烧时不会释放任何二氧化碳。

然而，这些并非没有缺点。生产“电子燃料”会消耗大量能量，SAF 和“电子燃料”的成本通常高于化石燃料很多。除非出现工业奇迹，否则未来几十年可能无法大范围推广，更无法成为军队摆脱气候危机的出路。

接下来该怎么办？

不确定。今年 6 月，北约委托其秘书长斯托尔滕贝格促成有关 2050 年碳中和的可行性分析。

然而，这需要时间。北约成员国领导人希望在未来以统一的方式确定军队的减排标准。但成效难以保证，因为成员国制定的减排措施都不是强制性的，而是自愿的。这就降低了将军队碳排放议题纳入格拉斯哥全球气候峰会的机会。

西方军队一致认为，气候变化对世界安全构成极大威胁：洪水、火灾和干旱常常会引发难民潮，破坏国家稳定，并导致新的资源分配冲突。

与此同时，气候变化已经危及许多军事设施的使用。由于海平面的显著上升，世界上最大的海军基地、美国大西洋舰队的所在地——诺福克海军基地，被洪水淹没得越来越频繁。

马尔科·埃弗斯 环球时报 2021-09-26

12 家油气巨头承诺实现净零排放目标

据《石油世界期刊》9 月 21 日伦敦报道，9 月 20 日，12 家世界最大的油气巨头承诺在其控制下的业务实现净零排放(范围 1, 2)，并更新了降低上游作业甲烷和碳排放强度的目标。

石油和天然气气候倡议组织（OGCI）表示，支持《巴黎协定》将全球升温幅度控制在远低于 2°C 的目标，并认识到“采取行动的真正紧迫性”。

但 OGCI 表示，净零排放目标缺乏具体的时间框架，要达到《巴黎协定》的目标，还需要更多的“答案”。

OGCI 称，OGCI 所有成员公司的目标是在其控制下的业务实现净零排放，并利用其影响力在《巴黎协定》规定的时间框架内实现非经营性资产的净排放，认识到我们有许多，但仍然不是所有，实现这一目标所需的答案。

成立于 2014 年，致力于开发降低油气行业的能源强度和排放方法的 OGCI 组织，包括英国石油、雪佛龙、CNPC、埃尼、Equinor、埃克森美孚、西方石油、巴西石油、雷普索尔、沙特阿美、壳牌和道达尔。该集团约占全球油气生产的 30%，2016 年承诺将在十年内投资 10 亿美元开发新的低排放技术。

去年，OGCI 表示，其将专注于减少该集团范围 1 和 2 的排放 2100 万吨二氧化碳当量。据该集团称，全球油气行业每年的直接排放总量估计约为 40 亿吨二氧化碳当量。

OGCI 还表示，其已经更新了 2025 年的碳和甲烷排放强度目标，每年可能额外节省约 5000 万吨温室气体。

中国石化新闻网 2021-09-24

生态环境部开展碳监测评估试点 选择五类重点行业

9 月 23 日，生态环境部新闻发言人刘友宾在新闻发布会上介绍，生态环境部近日发布《碳监测评估试点工作方案》，对碳监测评估试点工作进行部署，并选取唐山等 16 个城市，开展大气温室气体及海洋碳汇监测试点。

刘友宾介绍，《方案》聚焦区域、城市和重点行业三个层面，开展碳监测评估试点，到 2022 年底，探索建立碳监测评估技术方法体系，发挥示范效应，为应对气候变化工作提供监测支撑。

在区域层面，《方案》明确基于现有国家环境空气质量监测网背景站及地基遥感站，结合卫星遥感手段，进一步完善监测网络，开展区域大气温室气体浓度天地一体监测、典型区域土地利用年度变化监测和生态系统固碳监测。

在城市层面，综合考虑城市的能源结构、产业结构、城市化水平、人口规模、区域分布等因素，选取唐山、太原、上海、杭州、盘锦、南通等 16 个城市，分基础试点、综合试点和海洋试点三类，开展大气温室气体及海洋碳汇监测试点。

在重点行业层面，选择火电、钢铁、石油天然气开采、煤炭开采和废弃物处理五类重点行业，国家能源集团、中国宝武、中国石油、中国石化、光大环境等 11 个集团公司开展温室气体试点监测。

刘杨 中国证券报·中证网 2021-09-24

新技术助力能源更清洁更低碳

碳中和，是指人类活动排放的二氧化碳被人为作用和自然过程所吸收。研究显示，当前全球每年排放约 400 亿吨二氧化碳，其中 14% 来自土地利用，86% 源于化石燃料利用。这意味着，实现碳中和，必须变革以化石能源为主导的能源体系，构建以风、光、水、核等为主体的非碳能源新结构。

碳中和硬约束下，并非摒弃化石能源。为降低化石能源使用过程中的碳排放，科研人员正在探索清洁化利用技术。同时，在交通、工业等领域，研究用氢能、电能等替代化石能源，多管齐下，支撑减排降碳。

化石能源清洁利用

既获得化学品，又尽量少排放二氧化碳

据统计，我国一次能源消费中，非碳能源只占 15%，另外 85% 主要是煤、油、气。其中，煤炭在一次能源消费中占比接近 60%。

近年来，煤炭占我国一次能源消费的比重持续下降，但未来一段时间内，煤炭在能源结构中依旧重要。在此情况下，有必要研究煤炭清洁利用，减少二氧化碳排放，煤化工被认为是一条路径。

中科院院士、中国科技大学校长包信和介绍，现阶段，我国煤炭有两种主流利用方式，一是大量作为能源，直接燃烧发电；二是作为原料，通过煤化工等手段，制备化学品。我国对化学品需求量很大，又不可能像国外一样，完全依赖石油化工来生产，因此，利用煤炭转化制备化学品比较现实、可靠。

以煤为原料制备化学品，离不开碳、氢、氧三个元素的反应变换。因此，煤的结构及反应过程，决定其燃烧一定会产生二氧化碳。据测算，燃烧 1 吨煤大约排放 3 吨二氧化碳，且煤化工项目往往又是用水大户，煤气化、合成及后续产品纯化、分离等环节，均离不开水。

有没有一种方法，既能实现煤转化的目的，又不用排放大量二氧化碳？朝着这个方向，科学家正在探索新的化学反应方式。

包信和解释，石油化工通过催化、蒸馏、裂解等方式，把大分子变成小分子，从而得到烯烃、芳烃等产品。这一过程就不需要很多水，也不会过多排放二氧化碳，即可将油分子“吃干榨净”。从分子式结构来看，煤和油的差别不大，区别主要在反应过程。如果能换一种方式实现煤转化，即将煤中的大分子像石油炼制一样直接“剪开”，也可以在少用水、少排放碳的同时，拿到所需的产品。

化石能源对一个国家来说，是珍贵的资源，但直接燃烧，二氧化碳的排放量比较大。科学家正在努力，把化石能源更多当原材料来利用，从而加工成产品。

比如，“吃干榨净”石油，科研人员创新了比较精准的炼油方法，一些“分子炼油”技术大大提高了石油资源的利用效率。有专家设想，未来 80%的原油可以变成烯烃、芳烃，进而生产合成塑料、橡胶、纤维等材料，作为工业生产化学原料，减少石油的直接燃烧。

推动氢能规模应用

研究高效、便利、低成本获取“绿氢”的途径

“精准剪接”煤分子，完成煤炭清洁利用，实现这一构想离不开先进、高效的催化剂，同时还要摒弃传统的氧助气化过程，有“绿氢”的帮助才能做到。

氢气在自然界不存在，需要人工获取，还要储存、转换和应用。所谓“绿氢”，是指通过风能、光能等可再生能源发电，再用清洁的电力分解水制备出的氢气。这被认为是未来获取氢能的主要方式。但电解水制氢的成本比较高，全球每年消耗的 5000 万吨左右氢气中，仅有 4%来自电解水，而且所用电量也非全部来自可再生能源。大多数氢气来自化石能源，其中又以煤制氢价格最便宜。但以煤制氢，又免不了排放二氧化碳。

科研人员正在开发高效、便利、低成本获取“绿氢”的途径。比如，发展大规模、低能耗、高稳定性的电解水制氢新技术，通过材料和过程的创新降低能耗和成本等。专家认为，如果人们能够比较经济地获得“绿氢”，未来就能形成一条比较完善的氢能产业链，推动氢能各个行业的应用，最终甚至会形成一套独立于石油天然气和电力的新体系。

氢气的价值远不止助力煤炭清洁利用。包信和认为，氢能利用效率高、无污染，还能与多种能源耦合，可以说是实现碳中和目标的关键。当今能源体系是由化石能源产生电力、液体燃料，再到达最终用户。在未来能源构架中，氢能将与电力一起居于核心位置，为终端用户供能。

在能量释放效率上，氢燃料电池技术比内燃机更高，氢气有潜力取代汽油，在交通领域有广阔的应用前景。又如，传统的炼钢方式，主要通过焦炭燃烧提供还原反应所需要的热量，并产生还原剂一氧化碳，将铁矿石还原得到铁，再把铁炼成钢，整个过程会产生大量的二氧化碳；氢能炼钢则利用氢气替代一氧化碳做还原剂，其还原产物为水，从而极大降低炼钢的二氧化碳排放。“以氢代煤”有望引领钢铁行业绿色转型。

氢能要想大规模使用，除了需降低制备成本外，储存和输运也是必须克服的难题。针对这一痛点，我国科研人员探索“液态阳光甲醇”技术路线，即将“绿氢”与二氧化碳结合制成液态甲醇。将太阳能等可再生能源储存在甲醇中，提供了一条可再生能源储存和输运的新模式。这样不仅可以解决氢气储运问题，还能中和二氧化碳。此外，甲醇使用后分解得到的二氧化碳和水，又是下一轮循环的载体。

中科院院士、中国科学院大连化学物理研究所太阳能研究部部长李灿介绍，经过多年攻关，我国完成了全球首套直接利用太阳能“液态阳光甲醇”合成技术的规模化示范工程，正在推广 10 万吨级“液态阳光甲醇”合成技术的工业化应用。

支撑可再生能源并网

探索大容量、安全、稳定的储能技术

我国太阳能资源十分丰富。据专家测算，在我国有条件的农村屋顶都装上光伏，初步估计将有 20 亿千瓦的安装容量。这意味着一年能发电 3 万亿千瓦时，占到未来全国总电力需求的 20%左右。

实现碳中和，必须构建以风、光、水等为主体的非碳能源新结构。然而，风、光等为代表的可再生能源，有发电波动性和间歇性等短板，如果规模化并网，会影响电网稳定运行。为支撑大规模并网，可再生能源必须与有效的储能结合起来。作为能源存储转换的关键，储能系统能够提高多元能源系统的安全性、灵活性和可调性。

专家介绍，在电源侧，储能技术可联合火电机组调峰调频、平抑新能源出力波动；在电网侧，储能技术可支撑电网调峰调频，在系统发生故障或异常时，保障电网运行安全；在用户侧，储能技术可实现用户冷热电气等方面综合供应。

目前，大规模储能技术也存在一些缺陷。除了成本比较高之外，安全也是储能产业的瓶颈。针对这些痛点，科技界和产业界正在探索大容量、安全、稳定的储能技术。比如，在储能材料上，朝着低成本、高储能密度、高循环稳定性、长周期存储的方向发展；在储能装置上，正从关注单体设备效率、成本，转向满足差异性需求的高品质供电、储用协调方向。

业内专家表示，近年来，各种新型储能技术不断有突破，且尝试了一些场景实现示范应用，包括氢储能技术、电磁储能和飞轮储能等等。储能技术路线不同，适合的场景也不一样，未来还需进一步研究，综合考虑技术成熟度与场景匹配度。

中国工程院院士杜祥琬表示，从碳达峰走向碳中和，发达国家一般要用 45 年至 70 年，我国仅预留了 30 年时间，困难更大，富有挑战性，但也是一个发展的机遇。

“‘碳中和’将是一次经济社会的大转型，是一场涉及广泛领域的大变革，谁在技术上走在前面，谁将在未来国际竞争中取得优势。”中科院院士丁仲礼表示，我国需要积极研究与谋划，谋定而动，系统布局，力争以技术上的先进性获得产业上的主导权。

人民日报 2021-09-27

大气污染物控排改“算”为“测”对控碳数据工作的启示

“双碳”目标下，对于碳排放，我们要做到“心中有数”。然而，面对千行百业庞大繁杂的数据，现有的控碳统计方法已显示出诸多不足。多年来，我国对大气污染物排放数据统计的演化过程，或许对碳排放数据的收集具有借鉴作用。

7月14日，生态环境部副部长赵英民在国务院政策例行吹风会上明确，数据真实准确是全国碳市场建设工作的重中之重。然而，根据《碳排放权交易管理办法（试行）》，碳排放报告由企业根据指南文件自行编制，生态环境主管部门负责核查监管。在此模式下，一些企业可能会铤而走险篡改数据。同时，全国碳排放权交易市场启动后，纳入控排名单的企业，其超额碳排放量须从碳市场购买。按照目前碳市场碳价约为 50 元/吨计算，一家年碳排放量 1000 万吨的企业，若能通过操纵数据将排放量降低 10%—30%，则其当年可减少 0.5 亿—1.5 亿元支出——这是一个巨大的诱惑。具有如此碳排放规模的内蒙古鄂尔多斯高新材料有限公司，就未能抵御住这个诱惑，因篡改碳排放报告，被群众举报查实，成为全国碳市场公开披露的首例碳排放数据造假企业。但是，随着全国碳市场启动和将来覆盖范围不断扩大，所涉及的碳排放数据会十分巨大，这种仅依靠抽查或群众举报的方式难以完成大面积监管工作。

表面上看，碳市场交易的是碳排放权，而实质上，各企业上线交易的只是以“核算”的排放量而确定的碳排放权，也就是说，赵英民在吹风会上所指的数据真实准确的落脚点还是“核算”。“核算”与会计工作相似，具有效率低和人为因素大的特点，能否确保数据的真实性和准确性，支撑全球最大碳市场的公平交易，仍值得讨论。

开展碳排放权交易的最终目的，是控制二氧化碳等温室气体的排放量。这一点与控制大气污染物排放工作基本相同。二者最大的区别在于二氧化碳等温室气体不属于“污染物”范畴，而硫化物、氮氧化物等是列入法律的强制性控排污染物。但是，所有气体控排工作的基础都是排放量数据的真实准确。8月18日，生态环境部部长黄润秋在国新办举行的全面建成小康社会系列“建设人与自然和

谐共生的美丽中国”新闻发布会上表示，即便把新冠肺炎疫情影响的因素扣除，我国仍然圆满完成了“十三五”空气质量改善约束性指标，生态环境大气环境质量的改善是实实在在的。他山之石可以攻玉，保证大气污染物排放量数据真实准确的做法值得碳市场建设工作借鉴和参考。

早期，硫化物也曾采用核算法来确定排放量。国家环保总局等四部委在 1998 年 4 月发出的《关于在酸雨控制区和二氧化硫污染控制区开展征收二氧化硫排污费扩大试点的通知》中规定，二氧化硫的排放量（G）可以按实际监测或物料衡算法计算。由于火力发电厂烟气监测装置的应用并没有普及，因此大多采用物料平衡方法进行计算，具体公式为： $G=2\times B\times F\times S\times(1-\eta)$ 。此核算方法涉及燃煤量（B）、含硫量（S）和锅炉的型式（F）及其脱硫效率（ η ）等量值的计算，其中 B、S、 η 的准确性均由排放企业把握，尤其是 S、 η 完全取决于排放企业的常规检测，F 对应的炉型运行实际情况根本不在核算方法的考虑之列。因此，这就造成了同一个燃煤电厂的二氧化硫排放量由两个不同的人员核算，结果偏差往往在 30% 上下，甚至相差倍数。

二氧化硫物料平衡核算不仅效率十分低下，最关键的劣势在于其可追溯性也极差，核算数据的准确率无法保证，发现数据错误后根本无法修正。据了解，2012 年之前，每年省级单位的年中、年度污染物总量核算工作都各需耗时一个多月（即每年至少需要两个月的时间），工作内容基本上是主管部门与被监管单位在数据计量、系数选取方面进行举证商议，真正以核算数据查处企业的情况十分罕见，被处罚企业基本是现场检查发现环保措施造假而间接得出其污染物排放总量超标，也就是所谓的被抓典型。2010 年 9 月 16 日，环保部、国家发改委发布 2010 年第 67 号公告，曝光了 8 家电厂违法超排二氧化硫的行为。公告提到，违规电厂违反大气污染防治设施必须保持正常使用的法律要求和有关技术规范，脱硫设施长期不正常运行，不按操作规程添加足量脱硫剂，监测系统中脱硫剂消耗量、烟气入口和出口二氧化硫浓度数值人为作假，致使烟气在线监测数据失真，二氧化硫长期超标排放……

可见，核算机制下，认定企业超排的依据是“脱硫设施长期不正常运行，不按操作规程添加足量脱硫剂，监测系统中脱硫剂消耗量、烟气入口和出口二氧化硫浓度数值人为作假”这些现场检查的情况。而煤炭消耗量、平均硫分、脱硫设施全年投运率、综合脱硫效率和二氧化硫排放量等数据反而成了辅助，一些专业人士甚至认为这些数据经不起推敲，如果没有被抓现行，以核算数据认定企业硫排放超标很难。

同样，从我国碳市场试点工作来看，碳排放和减碳量的核算也存在同样问题。从 2014 年陆续发布 24 个行业的温室气体核算指南，以及 2018 年全国实施电力、钢铁、化工、水泥、有色金属等八个重点排放行业的碳核查以来，主管部门均委托第三方机构，人工进行文件评审企业生产数据记录和相关数据凭证，现场调查企业排放设施、计量方式等情况的真实性。因此，对于碳交易至关重要的数据基础，很大程度上取决于碳核查员的判断，其个人对于重点排放行业生产活动中碳排放核算的理解和对行业核算指南的熟悉程度直接影响企业的碳排放结果。由此可见，现有的碳排放核查无法从根本上杜绝人为数据造假，企业碳排放数据的真实准确无法得到保障。

2012 年后，硫化物在线监测在我国大规模推广，随着烟气在线监测技术以及运行维护水平的提高，在线监测数据确定硫化物排放量逐渐取代了核算法。与核算法相比，在线监测数据具有结果导向的优点，企业一旦超排，执法部门便有据可依，企业被罚无可辩驳。这将引导企业将控排重心放在日常运行的过程中，而不是核算规则漏洞的研究上。当前，在线监测已逐渐成为我国大气污染物控排的主要手段，基于在线监测数据的环境监管与执法也成为圆满完成“十三五”空气质量改善目标的重要抓手。

目前，烟气在线监测系统 CEMS 在发电等重点排放行业已普遍安装。2020 年，垃圾焚烧发电行业实现了在线监测数据环境执法工作。2021 年 9 月 1 日，生态环境部公示了《生活垃圾焚烧发电、火电、水泥、钢铁行业烟气排放关键工况参数联网监控技术指南（征求意见稿）》。种种迹象表明，在线环境监管与执法将成为趋势，将为我国在线监测二氧化碳等温室气体的排放强度和排放量打下坚实的基础，也将为碳排放数据真实准确核算提供一种更好的操作方式。

(本文作者郭云高供职于中华环保联合会能源环境专委会，孙成永供职于北京国成环境技术有限公司)

郭云高 孙成永 能源高质量发展 2021-09-27

专家称企业有序减碳需多方合力推进

“碳中和”是 2021 中关村论坛重要关键词之一。在 9 月 26 日召开的 2021 中关村论坛之“碳达峰碳中和科技论坛”上，中国科学技术协会党组书记、分管日常工作副主席张玉卓强调，“运动式”碳中和的负面效应已经明显显现，应该秉持“有序减碳”的方案。中国科学院院长侯建国认为，实现“双碳”目标需要在新能源、新材料等领域催生变革创新，迫切需要通过跨学科、综合交叉和前沿研究探索，解决一些最根本的科学问题，搞清楚其中的过程机理与调控机制，为技术变革提供坚实理论基础。

中金公司固定收益部执行总经理黄达飞在接受中国证券报记者采访时表示，当前我国绿色金融的成分单一，大部分份额还只是债类项目，未来绿色金融发展需要进一步多元化发展，以满足不同企业不同阶段低碳发展的资金需求。

秉持“有序减碳”方案

中国科学院院士丁仲礼在论坛上表示，电力和工业（包括化工、冶金、建材等行业）是我国实现“双碳”目标的重中之重。根据碳吸收的逻辑，“碳中和”需从电力结构性改革、能源消费部门节能减排和碳捕获、利用与封存技术（CCUS）三端共同发力。

张玉卓强调，“运动式”碳中和的负面效应已经明显显现，应该秉持“有序减碳”的方案。他认为，2025 年之前煤炭的使用量可能仍会增长，煤炭用量增长的部分应该多用在煤的清洁转化上。

中国工程院院士、全球能源互联网研究院院长汤广福表示，我国的能源结构是以煤炭为主导，要完成煤炭到可再生能源的变革，难度巨大。他指出，电力系统是能源转型的核心，是主战场、主力军。电力能源清洁化、电力系统柔性化、电力系统数字化和电力系统电子化是新型电力系统的内在发展规律。

新型电力系统正在规划当中。中国工程院院士、中国工程院原副院长杜祥琬提出，电力行业需构建以风电、水电、核电、光伏、储能等为主体的新型电力系统。“纵向的要‘发、输、配、用’和‘源、网、荷、储’协调规划，横向的要多能互补，发展多种类型的商业化储能技术，调动资源灵活性。”

企业需早做准备

当前，我国社会经济发展正处于全面绿色转型阶段。“实现‘双碳’战略涉及到能源结构、工业交通、生态建设等各个领域，已经成为各行业、各部门的工作重点。”侯建国指出，科技创新在实现‘双碳’目标过程中发挥引领和支撑作用，需要充分利用材料、能源、信息、化学化工、生态等领域的科研成果，对电力、交通、建筑、化工等产业进行绿色再造。

中国工程院院士、中国科学院大连化学物理研究所所长刘中民指出，石油化工、钢铁、水泥、有色冶金等高能耗工业领域承担了重要的节能减排任务。冶金工业规划研究院低碳发展研究中心主任李冰在 9 月 25 日的“碳中和与绿色金融”论坛上介绍，钢铁行业节能减排在技术创新方面面临很大挑战，中国宝武、首钢等头部钢铁企业正在进行一些技术尝试，但也只是初步的示范过程，距离规模化运用仍有较大空间。

黄达飞表示，从国内来看，由于“双碳”目标的约束以及近年来日益趋严的环保监管，高耗能企业受到较大影响。除了首批被纳入全国碳交易市场的电力行业外，明年还将有石化、化工、建材、钢铁、有色金属、造纸、航空七大行业被纳入到碳排放交易市场，这些行业企业都应做好准备，化被动为主动。

针对降碳的成本问题，华能碳资产经营有限公司总裁助理兼总法律顾问钟青认为，碳市场初期给电力行业，特别是火电企业带来约束，会持续性增加企业的生产成本，但“双碳”是必须达成的既定目标，碳市场也给了控排企业明确的路径信号，未来需要通过更专业化精细化的管理降低履约成

本。

绿色金融助力

绿色金融体系在助力企业实现“双碳”目标过程中大有可为。北京绿色交易所董事、总经理助理、研究发展部主任綦久竝介绍，中国碳市场发展至今经历了三个阶段，第一个阶段是 2012 年启动的 CCEI 交易体系；第二阶段是 2013 年启动的七城市碳交易试点；第三阶段是今年 7 月 16 日启动的碳配额交易市场。“全国碳市场开市交易后，我国已经一举超过欧盟成为全球控排规模最大的碳市场。”

北京市地方金融监管局党组成员、副局长赵维久表示，截至今年 6 月末，北京市绿色信贷余额为 1.27 万亿元，约占全国 10%，居全国首位。北京地区非金融发行绿色债券为 948 亿元，占全国发行量的一半。“当前北京市正在申请创建国家绿色金融改革创新实验区，加速绿色金融国际中心的建设，为‘双碳’目标贡献首都金融力量。”

金融机构也在着力创新金融工具助力企业低碳转型。“过去一两年，国内外碳中和共识取得了突飞猛进的发展，国际上出现了新型的金融工具，比如碳转型债，就适用于高耗能企业的转型。我国也有了碳中和债，随着碳市场的完善，日后还会催生更多的融资工具，如碳挂钩债，投资者一方面可以助力实现碳中和目标落地，一方面也可以通过该金融产品获取投资收益。”黄达飞表示，“不过，相比国际，国内绿色金融体系建设仍处于早期阶段。当前我国绿色金融的成分单一，大部分份额还只是债类项目，未来绿色金融发展需要进一步多元化发展，以满足不同企业不同阶段低碳发展的资金需求。碳排放权交易市场的启动也带来了新的碳金融工具。”

杨洁 彭思雨 中国证券报 2021-09-27

欧盟市场的高碳价如何炼成

从今年年初的 32.72 欧元/吨起步，欧盟碳市场的碳交易价格逐月攀高，目前已突破 60 欧元/吨的历史最高纪录，上涨近八成。展望后市，欧盟碳价上涨态势还望延续，其中贝伦贝格银行预计至今年年底欧盟碳价将升到 110 欧元/吨，而咨询公司 Energy Aspects 则认为，欧盟碳价至少将在年终突破 100 欧元/吨大关。

碳市场中参与者交易的标的是碳排放权，这一金融品种的总量由政府控制，以碳配额的形式投放到市场，对于碳排企业而言，只有拿到了相应的碳排放权，才可以进行二氧化碳的排放，而且每一个企业碳排放也有总量控制。最初，欧盟碳配额采取免费发放形式，后来又引入碳配额拍卖机制，而且后者的权重占比如今越来越大，与此同时，企业也可以在二级市场从交易对手那里购买碳配额指标。

必须指出的是，欧盟之所以在最初选择碳配额免费赠送方式，主要是考虑为减轻企业的碳排放负担，因此连同一级市场的碳拍卖与二级市场的碳交易，三种方式都共同认定碳配额以及相对应的碳权其实是一种非常稀缺的资源，尤其是在政府严格控制配额总量并且交易者需要付出成本才能取得相关权利的前提下，碳配额的稀缺性就更加凸显。物以稀为贵，既然是稀缺资源，碳配额即碳权就应当拥有应有的价值，否则，稀缺资源对应低廉价格，那一定是市场扭曲，需要矫正。

在全球所有控排与减排工具中，碳市场是最重要的力量，而碳价格又是碳市场的核心风向标，并且实际过程中碳价格的走高意义非常重大。高碳价意味着企业碳排放的高成本，那些重排大户要想超标排放就必须化大价钱从市场上购买到碳配额，而不是想排多少就排多少，由此便可倒逼更多企业更好地进行自我减排，比如增加内部碳减排的设施投资等，因为只有这样，企业的最终所得方可大于为购买碳指标的总体所失。同样，那些自我控排与减排做得好的企业由此多出来的碳配额指标因为碳价的走高而大幅增值，乃至通过交易最终获得的收益也可抵消或者超过前期为减排而投入的成本，也就是碳交易可以所得要大于碳设施投资的总体所失。长此以往，就会有更多的企业愿意自觉减排与控排，人类碳中和愿景便可如期实现。

的确，碳价的升降有着自身的市场规律，目前全球已建成的碳交易系统达 24 个，其中欧盟、新

西兰、美国加州和韩国碳四大碳市场运行较为成熟，但即便如此，几乎所有国家和地区碳价格都走得异常艰难与崎岖，直至今日许多市场的碳价还是不温不火。同时，哪怕是做得最成功的欧盟碳市场，碳价的总体运行过程也是一波三折。2005 年上线交易首日，欧盟碳价格为 20 欧元/吨；金融危机时期，碳配额需求急剧萎缩，碳价一路降至只有 7 欧元/吨；新冠肺炎暴发后，欧盟碳价格再次被打到 15 欧元/吨之下。不过，面对碳价格的起落颠簸，欧盟总是以足够的耐心在政策层面做着持续性改进，最终让碳价回升到目前的历史高位，同时也是全球最贵。

首先，多层次交易平台为欧盟碳价上涨提供动力。与全球其他国家与地区只有一个或者为数不多的碳交易平台完全不同，欧盟有由欧洲气候交易所、欧洲能源交易所、Climex 联盟、绿色交易所以及被收购但依然独立运行的 Nord Pool 等五个主要碳交易平台，五大交易所在职能承担上错位发展，同时又互相连接，其中最为重要的是碳配额可以在平台之间自由流动与转让，由此更容易让市场发挥价格发现功能。此外，也正是众多交易平台优质与完善的服务供给，使得欧盟的碳交易量和交易额长期高居全球首位，而踊跃的交易量则是成就价格上行最重要的动力。

其次，多元投资主体制造了碳价上涨的托举力。对于一个功能健全的碳市场来说，仅有交易平台而没有参与者，也只能是一个好看的花架子。另外，让政策框定的企业参与碳市场，某种程度上也只是发挥了碳市场的融资功能，如果没有投资功能，不仅碳市场的结构不完整，整个市场也不会产生较为乐观的交易量与活跃度。正是如此，欧盟碳市场特别注重从融资与投资两端为众多投资参与市场提供支持，由此培育出了多元化的投资主体阵容，其中既有企业交易主体，也有自然人交易主体。不仅有机构组织参与，也有个人参与，众人拾柴火焰高，人潮涌动之下碳价焉有不涨之理？

再次，丰富的交易品种制造了欧盟碳价上涨的牵引力。欧洲碳市场既有现货产品交易，也有标准化减排期货产品，同时还有围绕着碳产品以及各种追踪欧盟排碳配额期货的基金等零售产品，其中目前欧盟碳期货交易成交量成交规模为现货的 30 倍，非常清晰与充分地发挥了引导投资者的市场预期作用。对于一些碳排放企业，除了借助现货市场解决自己碳配额供求问题外，也能通过参与期货市场的做多或者沽空交易来获利，同时实现风险的对冲。对于投资银行、对冲基金、私募基金以及证券公司等金融机构而言，参与碳市场交易不仅可以丰富自己手中的金融产品，开辟了一条新的财源。各路资本人马将碳产品作为理想的投资对象，巨量资金在碳市场集结，碳价不断获得空中加油的力量。

第四，市场稳定储备机制（MSR）制造了欧盟碳价上涨的推动力。为应对需求侧压制和配额过剩对碳价形成的冲击，欧盟每年发布截至上一年度碳市场的累积过剩配额总数，然后将过剩配额总数的 24% 要转存入 MSR，实际操作则是在年度配额拍卖量中减去相应的数额，比如截止到 2020 年底欧盟累积过剩配额总数 14.2 亿吨，那么下一年度配额拍卖将减少 3.4 亿吨，也就是 2021 年的拍卖配额比当年年度配额拍卖总额少了四成，由此向需求方传递出配额递减与稀缺的信号，从而制造出碳价上涨的预期。

第五，“限额与交易”原则制造了欧盟碳价上涨的作用力。“限额与交易”原则是指在污染物排放总量不超过允许上限的前提下，内部各排放源可通过货币交换的方式相互调剂排放量，且该上限会逐年降低，最终实现减排目的。原来欧盟打算碳排放配额年度递减率自 2021 年起由原来的 1.74% 升至 2.2%，但考虑到 2.2% 的年度递减率无法帮助实现 2030 年气候目标，因此限额递减可能会提升至 2.6%，碳配额供给小于需求的格局由此被进一步强化，反映到碳市场上碳价便获得了上行的动力。

第六，碳税制造了碳价上涨的策应力。碳税与碳交易是欧盟碳市场的两个重要支柱，除了覆盖一切二氧化碳的重排放行业外，欧盟的碳税机制还比较健全与完善，部分国家对不同燃料来源的排放实施不同税率，同时超额排放与依规排放的税率也完全不同，而从碳税出台至今欧洲各国碳税整体呈上升趋势。作为欧盟碳排放交易体系的有力政策补充，碳税力度的加大，必然将更多的碳排放企业倒逼到碳市场中来，由此充实碳市场繁荣与碳价走高的微观基础。

最后，调高目标制造了欧盟碳价上涨的刺激力。今年欧委会将 2030 年气候目标从 40% 提高到了 55%，由于碳市场的配额总供给是由欧盟的总减排目标决定的，减排目标的提高必然会提高碳市场

的减排力度和减少配额总供给。据欧盟委员会发布的量化评估报告，在 40%减排目标要求下，碳市场 2030 年减排力度为 43%，而在新的 55%的目标之下，碳市场减排力度大约会提升到 62%-65%，也就意味着配额总供给下降得更多，由此引导碳价走高，而碳价的走高，意味那些超额减排并有富余配额的企业盈利增多，从而更广泛刺激企业参与碳市场交易。

张锐 国际金融报 2021-09-26

锂电池电解液分子结构阐明

日本新潟大学、东京理科大学、山口大学和高能加速器研究机构等组成的研究团队，与山形大学和横滨国立大学的研究团队合作，共同在分子水平上阐明了锂离子电池（LIB）新电解液的浓缩锂盐水溶液结构。

研究团队通过利用拉曼光谱分析锂离子的状态、利用中子和 X 射线做实验以及进行理论模拟，最终在分子水平上明确了浓缩锂盐水溶液的液体结构。由此发现，浓缩锂盐水溶液中会形成阴离子交联 2 个以上锂离子的聚集体，并且与低浓度水溶液不同，相邻水分子之间的氢键非常弱。电极上形成的覆膜对水基 LIB 的驱动非常重要，锂离子与阴离子形成的聚集体被认为与其有关，这是首次通过实验证明形成了这种聚集体。

作为新一代蓄电池，水基 LIB 备受期待，全球展开了开发竞争。此次明确的浓缩锂盐水溶液中的锂离子结构对水基 LIB 驱动的关键——覆膜的形成有很大影响。研究团队计划开发能形成更优质覆膜的浓缩锂盐水溶液，并应用于蓄电池。

陈超 科技日报 2021-09-16

储能产业政策要做到连贯融合

碳达峰、碳中和目标和构建以新能源为主体的新型电力系统的核心之一，是通过储能解决电力供需时间与空间上的极度不平衡。新能源出力具有波动性等特点，要在保证电网可靠、经济的前提下，实现更高比例、更大规模新能源并网消纳，需要促进储能或调峰资源协调发展，这有赖于政策的有效实施与市场机制的完善。

储能产业政策密集出台

7 月 15 日，国家发改委、国家能源局出台了《关于加快推动新型储能发展的指导意见》，明确了加快推进储能产业发展的原则和目标，提出到 2025 年新型储能装机规模达 3000 万千瓦以上，接近当前装机规模的 10 倍，极大提振了行业信心；7 月 29 日，国家发改委发布了《关于进一步完善分时电价机制的通知》，将进一步拉大峰谷电价差，建立健全尖峰电价、季节性电价等机制，为储能设施商业价值的实现提供空间，目前已有广东、江苏等 8 个地区响应，如广东最大峰谷电价差将达 1.1735 元/度；8 月 10 日，国家发改委、国家能源局发布了《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》，鼓励新能源发电企业通过自建或购买的方式配置储能或调峰能力。

同时，电力现货市场已在首批 8 个试点地区深入推进，全部启动结算试运行，第二批 6 个试点也在紧锣密鼓地推进，为储能设施实现商业价值提供了机制平台。

相关政策密集出台，体现了国家大力发展储能产业的决心，但同时，各项政策、机制之间有效协同、提高效率、降低成本成为储能产业健康发展的关键。

“自建或购买调峰能力”有效性低

新型电力系统要逐步实现可再生能源对化石能源的替代。2020 年底，我国并网风电装机容量达 28153 万千瓦，同比增长 34.6%；并网太阳能发电装机容量达 25343 万千瓦，同比增长 24.1%。新能源的快速增长增加了电力系统消纳难度。在此背景下，为保障电力系统安全稳定运行，减少弃风、弃光，有效促进新能源消纳，国家发改委、国家能源局发布了《关于鼓励可再生能源发电企业自建

或购买调峰能力增加并网规模的通知》，规定新能源发电企业通过自建、合建或购买服务等方式配置储能或调峰资源后，由电网企业予以并网，要求挂钩比例达功率的 15%（4 小时以上），挂钩比例达 20% 以上的新能源项目优先并网。

《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》调动了新能源发电企业配置储能或调峰资源的积极性，并向储能产业释放出利好信号，也为电网调度保障供给安全、消纳新能源提供了更多空间，但政策的有效性值得商榷：

加重了新能源发电企业的负担。在尚未建立容量电价补偿机制的情况下，要求 4 小时的储能能力，显著提高了新能源发电企业配置储能设施或调峰资源的固定成本，且该成本缺少回收途径。单个新能源发电企业配置的储能或调峰设施规模较小，在运营过程中难以产生规模效应，将出现运营成本高、效率低等问题。

按照与单个新能源发电企业并网功率挂钩的方式配置储能或调峰能力，缺乏对全网的统筹优化，效率较低。事实上，不同新能源发电企业的出力曲线因地域分布、能源类型而异，其波动性可在一定程度上相互抵消。全网对新能源发电出力聚合后所需的储能或调峰资源，远小于单个新能源发电企业所需储能或调峰资源的简单叠加，因此后者的储能或调峰资源配置规模将远大于前者，降低了投资的经济性。

分散配置储能或调峰资源将增加电网调度成本和难度。电网调度需与多个分散的储能或调峰设施分别建立调度通信通道、开展安装和调试等工作，物资和人力成本较高；需在较短时间内完成多个分散设施的调度，实际操作复杂、难度大；并网规模较小的新能源发电企业按照挂钩比例配置的储能或调峰设施，可能尚未达到电网调度门槛，储能的运行不能与系统配合，只能简单地削峰填谷。

储能设施充放电量安排与新能源发电企业实际利益密切相关，电网调度在峰谷电价机制下对储能设施进行调度，除考虑电网安全等因素外，还需兼顾公平性，实际操作难度较大。这一政策本质是管制微观投资行为，无形中降低了政策的有效性。

“分时电价新政”引导储能配置更有效

相比之下，《关于进一步完善分时电价机制的通知》比《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》更有效，尽管采用了政府直接定价的方式，但不是微观管制，而是价格引导，向市场化方向迈出了重要一步。

通过峰谷电价、尖峰电价等价格信号，激励市场成员自发配置储能或调峰资源，将是更有效的资源配置方式。新能源发电企业可根据价格信号，将储能或调峰设施与原有发电出力整合，形成新的出力曲线参与竞价。综合考虑投资、运营成本，在有利润的情况下，新能源发电企业将自发配置储能或调峰设施。

同时，在价格信号引导和利益驱动下，第三方将自发建设大型储能或调峰设施，并根据市场价格信号充放电获利。在这种方式下，市场成员由经济利益驱动，自发实现了分散和集中相互协同的储能设施配置方案，保障了新能源企业的利益，降低了电网调度成本和难度，发挥了储能设施的规模效应，提高了集中与分散储能或调峰资源配置的有效性。

但值得注意的是，在信息不对称的情况下，由政府定价配置资源的效率远低于市场方式：峰平谷电价对应的时段不固定，将随着不同时段供需平衡的情况应时而变；各时段的价格没有体现供需双方的意愿。

事实上，只有电力现货市场才能精细刻画每一时段的电能价值。日前市场分时的价格信号能够激励储能、需求侧响应、调峰资源交易，同时，激励电化学储能平抑新能源发电短时间尺度的波动性；实时市场的尖峰电价能够激励储能套利行为和需求侧动态响应；调频市场的价格信号能够激励储能以更快速的方式确保电力在更细的时间尺度内供需平衡，这将有效解决高比例新能源电力系统惯性下降的问题。由此可见，电力现货市场能够通过不同类型、更细时间尺度的价格信号引导储能、调峰资源优化配置。

《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》《关于进一步完善分时电价机制的通知》和电力现货市场建设均是国家有关部门出台的政策与市场机制。或许是电力现货市场不尽如人意，只能依靠计划手段配置资源，但政策应充分协同，以提升有效性。此外，还应加快电力现货市场建设，对储能等新型市场主体参与交易进行深入研究，才能推动储能产业健康有序发展。

夏清 武丹琛 陈雨果 中国能源网 2021-09-18

始于绿色和安全，碳中和目标下，飞轮储能将堪大任

在碳中和目标驱动下，构建以新能源为主体的新型电力系统已成为必然之选。但新能源发电的波动性、消纳困境以及弃风弃光问题仍然存在，而储能将在发电侧、输配电侧和用电侧击破以上新能源行业痛点，被认为会形成一个“万亿级”的市场风口。

9月16日，在清华五道口“碳中和经济”论坛上，中国工程院院士、清华大学化学科学与技术研究院院长金涌在演讲中指出，可再生能源加上储电技术将是人类未来能源的解决方案。金涌还指出，要实现“双碳”目标，必须要创新，要颠覆原有思想。“有很多东西都是可以想象的，原来不可能做的事、绝对想象不到的事，现在都变成可能了。我们一定要开动脑筋，把不可能的事变成可能。”

在业内人士看来，集合了绿色和安全等诸多优点的飞轮储能技术将成为“颠覆原有思想”“把不可能的事变成可能”的重要选项，必将在碳达峰、碳中和目标实现中承担更大责任。

从航天到地铁，飞轮储能应用不断开疆拓土

飞轮储能的历史可以追溯到50多年前，彼时美国国家航空航天局开始研究磁悬浮动量轮。之后的几十年间，在进入商业应用之前，飞轮储能系统技术主要应用于飞船、卫星等航天器或者军工及核燃料分离等领域。20世纪90年代以来，飞轮储能的技术瓶颈逐渐得到突破，发展速度加快，应用领域不断拓宽，在电网储能及调频、分布式电网、新能源发电、UPS电源、地铁轨道交通等领域不断得到认可。

据了解，全球范围内，电力系统是飞轮储能的重要下游市场，电网调频是其主要应用领域，项目数量占比达到55%以上，其次是分布式电网，项目数量占比在25%左右。随着技术进步，飞轮储能在轨道交通能量回收领域的需求也在快速上升。

“飞轮储能作为一种电能与机械能相互转换的储能方式，利用磁悬浮技术和电磁感应原理带动飞轮高速旋转，将能量存储在高速旋转的飞轮转子中，通过电力电子技术控制飞轮随时充放电，是一种安全绿色环保，全生命周期无污染的物理储能方式。”北京泓慧能源技术发展有限公司（以下简称“泓慧能源”）董事长王佳良向记者解释了飞轮储能的基本原理和优势，“飞轮储能具有高功率密度、充放电次数无限制、环境适应性强、无污染、工作效率高、使用寿命长、维护费用低等优点，可应用范围广。”

据介绍，泓慧能源成功开发了国内自主知识产权的飞轮储能系统，实现了磁悬浮飞轮的大规模商业化制造，是目前国内应用领域和项目最多的企业。

从追随到超越，到得到广泛认可

对于为什么进入相对小众的飞轮储能领域，王佳良坦言，他和团队专门调研过飞轮储能技术，发现这种储能技术与抽水蓄能、电化学储能等方式相比具有众多优点。“飞轮储能作为一种具备高频次瞬间精准放电能力的储能技术，具备安全性高、使用寿命长、整个生命周期无污染、回收残值高等特点，不仅可以用于数据中心、半导体生产线、机场、移动电源车等领域的应急电源保障，更可以用于风电、光伏等新能源发电的调峰调频、石油钻井、页岩气压裂车和轨道交通的能量回收等多个领域。”

谈及缘起，王佳良讲起自己的“入行”故事：“2007年时，国家电网公司开始应用飞轮技术来保电。那时候，配有飞轮储能的电源车是从美国进口的，一台车售价一千五六百万元，各种维护都需要请

美国的工程团队，整个过程繁琐且昂贵。我就此判断这种技术的市场空间非常巨大。于是 2015 年，我组建了以北京航空航天大学飞轮储能科研人员为核心的全球化团队。”

几年前，在美国、加拿大考察时，泓慧能源团队发现他们的飞轮储能调频电站效果非常好，但造价昂贵，且单体飞轮功率只有一两百千瓦。王佳良信心满满地表示，经过几年追赶，我们已经实现了超越，单体就可以做到 5 兆瓦，160 千瓦时的量级，在电网调频调峰方面的应用空间非常大。

“中国拥有强大的机械制造业基础，就如同当初风电和光伏在中国得到规模化生产应用并快速发展一样，飞轮储能在完成技术突破后，也可以在中国凭借健全的产业链、良好的政策优势，来降低成本和得到更广泛的应用。”王佳良认为，风电和光伏在我国的发展路径就是飞轮储能的未来之路。

方向已定，但得到国内外市场的认可也并非一帆风顺。王佳良透露，作为新兴创业公司，在参与项目招标过程中，难免会面临招标方的刁难。“此前参与的一次招标中，招标方是美国的芯片公司，他们用有色眼镜来审视中国企业。当他们看到我们的投标方案后，发现泓慧能源的报价比美国的飞轮储能公司低不少，整个方案设计却没有任何瑕疵。如果泓慧能源也是一家外企，或许他们会痛快地签下标书，但正因为我们是一家中国的创业公司，他们请来了外国的专家对我们的飞轮技术进行多轮‘拷问’。当时我们准备了厚厚的英文资料，要展示我们的科研实力，但外国专家甚至听的意思都没有，想直接否定我们。是我一个巴掌拍在桌子上镇住了他们，然后阐述了我们的诚意和后发优势，才把外国专家留下来听完。”王佳良说到这里，再次把手拍在了桌子上，“听完我们的阐述后，他们服了，最后合同也签了。”

如今，认可泓慧能源产品的国内外企业越来越多了。泓慧能源合作伙伴名单也在不断延长：平高集团有限公司、中国石油集团、西门子能源集团……

构建新型电力系统为飞轮储能再创良机

当前，我国在构建以新能源为主的新型电力系统，随机波动性和间歇性是其主要局限性，这对电力系统快速灵活调节提出新的挑战，需要大力发展各种类型的储能资源，全面提升电力系统的负荷调控能力。对此，飞轮储能具体该如何有效应对？

据介绍，飞轮储能由于可以实现大功率快速充放电，在电力系统快速负荷调节方面具有独特优势，可以广泛应用于电网独立调频、火电+储能、新能源（风光）+储能、微电网及综合能源等，具有广阔发展前景。除了电力系统，大容量功率型飞轮储能也可以在其他电能快充快放领域发挥更大作用。飞轮转子转速和储能能量成精确关系，因此，飞轮储能系统可以实现飞轮转子转速精确测量和控制，还可以通过将多个飞轮储能单元组成阵列，实现较大容量的能量快速精确充放。

事实上，相较于电化学储能，飞轮储能具有诸多独有的优势，尤其是物理储能的良好安全性能引人关注，不会有燃烧爆炸风险。尽管因为其技术难度大，国内外个别科研机构在研发环节曾发生过意外，但商业化应用的飞轮储能系统罕有安全事故发生。作为高端装备制造产品，和汽车、高铁、飞机等产业一样，只要做到科学的产品设计、严格的质量控制、规范的运行操作，飞轮储能的安全性是非常好的。

不仅如此，飞轮储能还具有很高功率密度和快速响应能力，额定功率响应时间低于 0.1 秒。同时，具有超多循环充放次数和超长使用寿命，充放电循环次数可达 100 万次，使用寿命超过 20 年。

增长势头良好并不等于行业发展是一片坦途。我国飞轮储能行业还有一些待突破的瓶颈。比如，当前成熟运行的飞轮储能产品还较少，运行功率较低，后备时间短，部分技术性能需要进一步完善。现阶段飞轮储能商业化应用还存在成本偏高、缺少价格激励政策、技术路线不够成熟、技术规范、接入标准、建设规程不完备等问题。

谈及飞轮储能行业科研的艰辛，王佳良感慨良多，基础科学硬科技领域的点滴突破都来之不易，行业内有的技术路线在实验室阶段就被验证行不通，甚至是付出了沉重的代价。

好在，泓慧能源的飞轮储能技术正在不断实现自我突破。据介绍，该公司已经具备了功率型和能量型不同的产品类型，能量型飞轮储能单机可以存储 160 度电，功率型飞轮单机可提供 5 兆瓦的额定功率，通过不同的串并联，飞轮储能也可以做到长时间、大功率储能。

“同时，为进一步降低产品成本、提高产品性能和质量，最近，泓慧能源与全球领先的高端装备先进基础材料制造商、科创板上市公司广大特材达成了全面战略合作，结合广大特材在装备制造、先进材料、生产工艺、质量控制等多方面的优势，强强联合，优势互补，在清洁能源领域的科技创新、装备研制、成果转化、平台建设等方面展开全方位的合作。”王佳良表示。

“飞轮储能能够有效降低化学电池消耗和因化学电池带来的材料大幅上涨、起火爆炸等问题的发生概率，是实现‘双碳’目标的支撑技术之一。”采访最后，王佳良呼吁，当前对飞轮储能行业来说，最重要的是要尽快从政策鼓励、科技示范、相关国家标准修订等不同层面予以支持和完善。其次，产业链环环相扣，一个环节阻滞，上下游企业都无法运转。要凝心聚力，加快飞轮储能产业链各环节协同创新，促进飞轮储能产业稳定发展。

韩逸飞 能源高质量发展 2021-09-26

研究人员发现超离子材料适用于电池和其他能量转换装置

在进行研究时，科学家们通常会先精心选择研究主题，然后再设计适当的解决计划，并执行该计划。然而，在这一过程中，可能会有意外的发现。据外媒报道，Mercouri Kanatzidis 教授不仅是西北大学（Northwestern University）的教授，而且在美国能源部的阿贡国家实验室（Argonne National Laboratory）担任联合职务。他在寻找一种具有非常规行为的新型超导体时，有了意想不到的发现。这是一种只有四个原子厚度的材料，仅允许在二维空间内研究带电粒子的运动。这些研究可能会推动发明用于各种能量转换装置的新材料。

Kanatzidis 的目标材料是一种银、钾和硒的混合物（ α -KAg₃Se₂），呈四层结构，就像婚礼蛋糕一样。这些 2D 材料具有长度和宽度，但几乎没有厚度，只有四个原子高。

超导材料在冷却到极低温度时，会失去所有对电子运动的阻力。Kanatzidis 表示：“令人失望的是，这种材料根本不是超导体，我们也不能让它成为超导体。但是，让我大吃一惊的是，这竟然是一个超离子导体的梦幻般的例子。”

在超离子导体中，带电离子在固体材料中，可以像在电池的液体电解质中一样自由漫游，从而使固体具有异常高的离子电导率，这是导电能力的衡量标准。这种高离子电导率带来了低热导率，这意味着热量不容易通过。这两种特性加在一起，使超离子导体成为可用于能量存储和转换设备的超级材料。

该研究小组发现了这种具有特殊性质的材料，第一条线索是，当把这种材料加热到华氏 450-600 度之间时，它会转变为一种更对称的分层结构。研究人员还发现，当降低温度，然后再升到高温区时，这种转变是可逆的。Mercouri Kanatzidis 表示：“分析结果显示，在转变之前，银离子被固定在材料中有限的二维空间内。然而，在发生转变之后，它们会左右摇摆。”虽然人们对离子在三维空间中的运动了解很多，但对其在二维空间中的运动却知之甚少。

一段时间以来，科学家们一直在寻找一种示范性材料，以用于研究 2D 材料中的离子运动。这种层状钾银硒材料似乎可成为其中之一。该团队测量了离子在这种固体中的扩散方式，发现它与重盐水电解质（已知最快的离子导体之一）相当。

现在判断这种特殊的超离子材料是否可以得到实际应用，还为时过早。但是，这种材料马上就可以成为设计其他具有高离子导电性和低导热系数 2D 材料的关键平台。MSD 首席材料科学家 Duck Young Chung 表示：“对于设计用于电池和燃料电池的新型二维固体电解质而言，这些特性具有重要意义。”

对这种超离子材料的研究，也可能有助于设计新的热电材料，在发电厂、工业过程甚至汽车尾气中，将热能转化为电能。这些研究可用于设计用于环境净化和水淡化的膜。

盖世汽车新能源 2021-09-20

新型储能怎么发展？锂电池成主流技术？一文读懂发改委指导意见

7月23日，国家发改委、国家能源局发布《关于加快推动新型储能发展的指导意见》（以下简称《指导意见》）。《指导意见》提出坚持储能技术多元化，推动锂离子电池等相对成熟新型储能技术成本持续下降和商业化规模应用，实现压缩空气、液流电池等长时储能技术进入商业化发展初期，加快飞轮储能、钠离子电池等技术开展规模化试验示范，以需求为导向，探索开展储氢、储热及其他创新储能技术的研究和示范应用。

光大证券分析称，随着“双碳”战略的提出，可再生能源将大力发展，这需要大量储能平滑负荷曲线以保证电网稳定性，储能迎来发展机遇。

【试点】

试点应优先在风力和光伏资源比较充沛的地方开展

《指导意见》提出，统筹开展储能专项计划，一是要各地区规模及项目布局，并做好与相关规划的衔接；二是要积极推动电网侧储能合理化布局，通过关键节点布局电网侧储能，提升大规模高比例新能源及大容量直流接入后系统灵活调节能力和安全稳定水平。三是积极支持用户侧储能多元化发展。鼓励围绕分布式新能源、微电网、大数据中心、5G基站、充电设施、工业园区等其他终端用户，探索储能融合发展新场景。

与此同时，《指导意见》认为要加强组织领导，强化监督保障工作，鼓励地方先行先试。鼓励各地研究出台相关改革举措、开展改革试点，在深入探索储能技术路线、创新商业模式等的基础上，研究建立合理的储能成本分摊和疏导机制。加快新型储能技术和重点区域试点示范，及时总结可复制推广的做法和成功经验，为储能规模化高质量发展奠定坚实基础。

北方工业大学汽车产业创新研究中心研究员张翔认为，“目前我国的能源以煤炭为主，发电也是以煤炭为主，未来降低碳排放，向清洁能源过度，储能系统可以将绿色清洁能源收集后利用，达到降低碳排放实现碳中和的目标。”

对于试点城市，张翔认为，一二线城市主要是用电城市，一般是储能后通过高压线路将电输送到一二线城市；偏远城市可以通过风能或者光能发电实现自给自足，先行试点可以在风力发电和光伏发电资源比较充沛的地方，当然城市里面也可以有一部分试点，但总体来讲城市里光照条件不好，不能大面积推广。

【技术】

坚持多元化路线

商业化规模或仍需国家政策支持

《指导意见》中表示要推动技术进步，壮大储能产业体系；第一是提升科技创新能力，推动储能理论和关键材料、单元、模块、系统中短板技术攻关，加快实现核心技术自主化，强化电化学储能安全技术研究；同时坚持储能技术多元化，推动锂离子电池等相对成熟新型储能技术成本持续下降和商业化规模应用；将加快飞轮储能、钠离子电池等技术开展规模化试验示范，以需求为导向，探索开展储氢、储热及其他创新储能技术的研究和示范应用。

二是加强产学研用融合，三是加快创新成果转化，鼓励开展储能技术应用示范、首台（套）重大技术装备示范；四是增强储能产业竞争。

中信证券认为，储能行业有望解决储能主体市场地位和配套政策缺失痛点，开启市场化新阶段，储能设备供应商和综合能源服务商率先受益。在张翔看来，目前储能电池主要是磷酸铁锂电池为主，它的成本相对较低，但其缺点就是能量密度低一点，如果大规模使用的话，成本有望进一步降低；至于实现商业化规模应用，他认为光伏发电或风力发电成本都相对火力发电高，想要实现商业化规模应用仍需要国家政策补贴的支持，不然可能很难发展。另外，风能和光伏产业需要加快发展，如果行业无法壮大的话储能电池产业的发展也会受到影响。

《指导意见》提出要加快推进钠离子电池等技术开展规模化试验。华创证券认为，钠离子电池

与目前的锂离子电池工作原理类似，但优势突出，成本低、能量密度及性能更加，工作更长，充电速度更快；不过东北证券认为，目前阶段钠离子电池的能量密度明显低于锂离子电池，与新能源汽车电池需求匹配度低，钠暂不可能替代锂成为动力领域主流技术方向，站在当前时间点来看，钠电池对锂电池的替代性实际上很微弱。但业内也存有共识，认为在锂离子电池很难同时支撑电动汽车和规模储能两个市场的情况下，钠离子电池在储能市场的前景则较为广阔。

【时间表】

2030 年实现新型储能全面市场化发展

与新能源汽车发展步调一致

《指导意见》也为新型储能的发展规划了时间点，到 2025 年实现新型储能从商业化初期向规模化发展的转变，到 2030 年实现新型储能全面市场化发展，并表示新型储能成为能源领域碳达峰碳中和的关键支撑之一。

实际上可以发现，新型储能的发展时间点与新能源汽车的发展时间表基本相似。2020 年国务院办公厅发布的《新能源汽车产业发展规划（2021-2035 年）》提出到 2025 年新能源汽车的渗透率将达到 20%，到 2030 年新能源汽车的新车渗透率达到 40%。罗兰贝格预测 2025 年和 2030 年两个时间点上，中国新能源汽车的渗透率上会加速发展，预计 2025 年新能源汽车渗透率可能在 20%到 25%之间，2030 年或高于 40%。

据悉，截至 2020 年底中国已投运储能项目累计装机规模 35.6 吉瓦(1 吉瓦=100 万千瓦)，这意味着未来 5 年新型储能将在现在基础上大幅增长，而且这些新增储能将主要集中在“光伏+储能”“风电+储能”“电化学能+储能”等新型储能方面。

而在储能产业链中，电池是成本占比最大、壁垒最高的环节；从数据来看，2030 年全球储能锂离子电池需求约 100GWh，占锂电池总需求量的比例约 5%；而随着新能源汽车拉动电池产业规模化发展，锂电池的成本或将进一步降低，也能够加快储能产业链的发展。

【规模】

2025 年装机规模达 3000 万千瓦以上

业内预测未来五年年复合增长率或超 50%

《指导意见》进一步提出了十四五期间我国新型储能的发展规模目标，到 2025 年新型储能技术创新能力显著提高，核心技术装备自主可控水平大幅提升，在高安全、低成本、高可靠、长寿命等方面取得长足进步，标准体系基本完善，产业体系日趋完备，市场环境和商业模式基本成熟，装机规模达 3000 万千瓦以上。新型储能在推动能源领域碳达峰碳中和过程中发挥显著作用；到 2030 年新型储能核心技术装备自主可控，技术创新和产业水平稳居全球前列，标准体系、市场机制、商业模式成熟健全，与电力系统各环节深度融合发展，装机规模基本满足新型电力系统相应需求。

按照《指导意见》明确的目标来看，我国新型储能具有巨大的市场空间。公开数据显示，截至 2020 年，我国新型储能装机容量为 3.81GW，根据此次政策制定的目标，未来五年的空白市场空间为 26.2GW，年复合增长率达 51%，发展潜力巨大。

实际上，储能行业的发展主要依赖电化学储能装机规模的持续提升，成本低、各项性能相对均衡的锂电池将是“十四五”期间主流的新型储能技术；公开数据显示，2020 年我国电化学储能累计装机规模达到 3.27GW，锂离子电池以 88.8%的装机占比占据绝对主导地位，电化学储能占整体储能装机规模比重也从 2018 年的 3.7%提升到 2020 年的 7.5%；盖锡咨询预测，到 2025 年，我国电化学储能市场将会达到 27GW。

近来储能板块不断走强，业内认为一方面得益于政策面的支持，行业前景光明，另一方面是与新能源汽车锂电池产业链板块的走强有关。中信证券认为受益于政策呵护力度不断加强，新型电力系统的加强建设，电力交易体系的完善和成本的不断下降，储能行业在“十四五”期间将迎来快速发展期。中长期看，氢储能应用有望加速，绿氢成本有望下降，利好燃料电池等氢能利用设备。

新京报 2021-09-27

纯硅阳极打造高性能全固态电池

美国加州大学圣地亚哥分校的纳米工程师们与韩国电池制造商 LG 能源解决方案公司的研究人员合作，使用固态电解质和全硅阳极，创造了一种新型的硅全固态电池。最初的几轮测试表明，新电池安全、持久且能量密集，可提供 500 次充放电循环，室温容量保持率为 80%，为使用硅等合金阳极的固态电池开辟了一个新领域，有望用于从电网存储到电动汽车的广泛领域。相关研究日前发表在《科学》杂志上。

具有高能量密度的下一代固态电池一直依赖金属锂作为阳极。但这对电池充电率和充电过程中需要升高温度（通常是 60 摄氏度或更高）带来了限制。硅阳极克服了这些限制，在室温到低温下允许更快的充电速率，同时保持高能量密度，比当今商业锂离子电池中最常用的石墨阳极高 10 倍。然而，研究人员表示，硅阳极最大的问题之一是液体电解质界面的不稳定性，这使全硅阳极无法用于商用锂离子电池。

此次，研究人员采取了一种不同的方法：他们消除了全硅阳极附带的碳和黏合剂。此外，研究人员使用了微硅，比更常用的纳米硅所需加工更少，价格也更低。

研究人员还除去了液体电解质，取而代之的是使用了一种基于硫化物的固体电解质。实验表明，这种固体电解质在全硅阳极电池中非常稳定。

通过上述方法，研究人员避免了电池运行时阳极浸泡在有机液体电解质中出现的一系列挑战。

同时，通过消除阳极中的碳，该团队显著减少了阳极与固体电解质的界面接触，避免了液体电解质通常发生的连续容量损失，充分发挥了硅的低成本、高能量和环境友好特性。

“固态硅方法克服了传统电池的许多局限性。”研究人员说，“这为我们提供了更多机会，能满足市场对更高体积能源、更低成本和更安全电池的需求，特别是在电网储能方面。”

总编辑圈点

更安全、续航更持久、能量密度更高、成本更低，这是应用市场对电池提出的重要需求，也是电池研究人员孜孜不倦的追求方向。举例而言，目前新能源汽车普遍应用的是液态电池，虽然近年来液态电池性能不断提升，但与满足消费者需求仍存在一定距离。固态电池是下一代动力电池的发展方向之一，它的迭代升级有望让更强大的电池走向现实。

张佳欣 科技日报 2021-09-27

数据中心建大型“充电宝”，国内首个荷储 IDC 项目落户佛山

数据中心储能站可以像“充电宝”那样储能并充放电，这样新型的储能项目目前正在佛山运行。9 月 27 日，世纪互联新一代荷储 IDC 项目在佛山数据中心面向媒体开放。这是国内首个规模化储能技术应用于数据中心的项目，率先在业内实现“数据中心+光伏+规模化储能”的创新应用，具有绿色、节能的社会效益和经济效益。

储能集装箱+光伏发电，可向电网售电

今年 7 月 15 日，世纪互联新一代荷储 IDC 项目在佛山智慧城市数据中心正式合闸，这是世纪互联联合清华大学能源互联网创新研究院共同发布“SPEAR”创新示范工程首个示范节点项目。

该项目以数据中心为主要负荷对象，配备 2MWh 储能容量作为“电力蓄水池”，输出功率为 1MW，完整的储能系统由储能集装箱、PCS 仓、环网柜组成，并与光伏发电系统在交流侧耦合，并最终在数据中心 10kV 高压侧并网，使数据中心形成一个负荷可变、可调的复合体，并能根据电网需求、新能源发电需求，调整充放电策略。

其中，最核心的主体储能集装箱尺寸约为 12m*2.4m*2.9m，从远处看仿佛一个数据中心的大型“充电宝”。就电力容量而言，它的一个标准电力模块相当于 10 万个大容量手机充电宝。

与此同时，世纪互联佛山数据中心楼顶建有大规模的光伏发电设施。光伏系统与储能系统耦合，

与市电共同为数据中心供电，预计光伏系统每年可供数据中心约 8 万度零碳绿电。“储能站可以将不连续的光伏电存储，再转换成稳定的电能给数据中心供电”IDC 项目经理张川燕说。

光伏系统与储能系统耦合，与市电共同为数据中心供电，预计光伏系统每年可供数据中心约 8 万度零碳绿电。受访者供图

由于电费存在峰谷价差，数据中心的储能系统还设置了“低谷期”充电、“高峰期”放电的充放电策略，每天约两充两放。

目前，该储能系统已经平稳运营两个多月，已配合电网需求侧响应调度 20 多次，售电价格最高可达每度电 4.5 元，为数据中心的运行减免部分电费。

加快绿色数据中心建设，助解电力紧张

作为国内数据中心服务行业的龙头，世纪互联为何从数据中心跨界切入到能源技术领域？在世纪互联高级副总裁朱华看来，这是行业发展的大势所趋。

由于能耗高、增速快，近年来，数据中心的节能工作越来越受重视。今年发改委印发《全国一体化大数据中心协同创新体系算力枢纽实施方案》，明确加强绿色数据中心建设，强化节能降耗要求。

业内人士认为，能源成本占了数据中心运营成本的七成左右，数据中心与储能技术的有效结合，能提升企业乃至行业的竞争力。

从今年 10 月 1 日起，广东省将实施新的电价政策，并对高峰时段、低谷时段及尖峰电价做了明确规定。

“随着峰谷电费价差的逐渐拉大，广东省最高电价差已经超过了 1.17 元/度。”朱华认为，新的电价政策所释放的经济效益，将吸引更多数据中心与储能的结合，加快技术创新，预计未来行业中会有越来越多企业加码布局，涌现更多类似项目。“我们也会加大这方面投入，加快更多项目落地。”

新型储能项目的启用，是世纪互联自落户佛山 10 年又一重要的成果。2010 年以来，世纪互联已在广州、佛山等地布局了多个数据中心，为佛山及华南的企业提供数字化服务。

近期，受一次能源供应、燃料价格等因素影响，广东省内机组发电能力有限，当前电力供应形势紧张。受此影响，在用电高峰时段，佛山电力供应形势较为严峻。

“如果我们的数据中心都在用储能方式，并在电网缺电时放电，就有助于电网做好电力的平衡。”朱华表示，在实施首个新储能试点项目过程中也得到了佛山当地的大力支持。今后公司将在更多的数据中心中推广该技术，同时结合绿电交易、新能源消纳，多重组合拳，为“碳达峰”和“碳中和”作贡献。

罗湛贤 南方日报 2021-09-28

全国碳市场“双满月” 功能亟待进一步发挥

截至 9 月 15 日，全国碳市场碳排放配额(CEA)累计成交量 845.14 万吨，累计成交额 4.17 亿元。“开盘以来，碳价下降趋势比较明显，盘面价格基本在往下走，这几周交易量也从几万吨下降到几吨。因为交易产品(中国核证自愿减排市场，CCER)和参与主体(机构)都没有放开，单一市场缺乏流动性，这样的盘面表现很正常。”一位碳市场行业分析师对上海证券报记者说。

9 月 16 日，全国碳排放权交易市场(下称全国碳市场)开市满两个月。作为我国落实“双碳”目标的重大制度创新和重要政策工具，全国碳市场开市以来，碳排放配额(CEA)累计成交量超过 845 万吨，累计成交额超 4 亿元。

受访人士普遍认为，承载着落实国家“双碳”目标的重任，全国碳市场发展的步子可以迈得更大一点，当前亟须完善相关制度设计，通过推动机构投资者入市等多措并举，活跃市场交易，助力市场功能进一步发挥。

全国碳价跌破首发价

7 月 16 日，2162 家发电企业被首批纳入全国碳市场。当天，全国碳市场以 48 元/吨的开盘价上

线。两个月以来，碳市场价格一路下行，9月15日收盘价为45元/吨，已跌破启动之初的开盘价。

成交方面也是一路萎缩。7月16日成交量高达410.4万吨，成交金额超过2亿元，9月15日成交量仅为50吨，成交额仅有2250元。其中，8月16日和9月6日的成交量均仅有10吨，当天市场成交额均没超过1000元。

总的来看，截至9月15日，全国碳市场碳排放配额(CEA)累计成交量845.14万吨，累计成交额4.17亿元。

“开盘以来，碳价下降趋势比较明显，盘面价格基本在往下走，这几周交易量也从几万吨下降到几吨。因为交易产品(中国核证自愿减排市场，CCER)和参与主体(机构)都没有放开，单一市场缺乏流动性，这样的盘面表现很正常。”一位碳市场行业分析师对上海证券报记者说。

该分析师说，今年煤价比较高，电力企业经营压力挺大，企业若在碳方面存在富余，出售意愿还是比较强的。不过，从盘面看，目前市场上买方比较少，因为碳价在下降趋势中，买方的观望情绪比较浓。

中创碳投首席分析师陈志斌表示，由于前两个月纳入企业未完全进场，碳市场中可交易量并未完全覆盖，而已进场企业可交易量大部分已完成交易，导致现阶段市场出现短暂疲软。未来全国碳市场仍旧有较大交易空间，随着纳入企业全部进场，碳价或将迎来新一轮行情。

专家呼吁完善体制机制

相比国内碳市场成交冷清的情况，海外各大碳市场却争相创新高。中创碳投统计显示，9月10日当周，自上一周欧盟和英国碳价突破60欧元/吨之后，由于天然气价格居高不下，碳价攀升至62欧元/吨以上的高位。9月10日当周欧盟碳市场期货成交量为1.78亿吨，欧盟配额拍卖量为1142万吨，英国碳市场周拍卖成交量为554万吨。9月10日当周新西兰碳市场碳价也大幅上涨，由42.7美元/吨上涨至46.7美元/吨，涨幅达9.5%。

在湖北经济学院低碳经济学院常务副院长孙永平看来，碳价在某种程度上反映的是政府的减排决心。全国碳市场目前没有形成很好活跃度和交易价格，背后反映的还是碳市场本身的体制机制问题。他认为，应该从以下四个方面推动相关政策落地：一是增加拍卖量，活跃一级市场；二是扩大行业覆盖范围，增加交易主体；三是引入机构和个人投资者，增加市场流动性；四是引入碳期货、期权等衍生品交易，提高企业履约组合的灵活性。

“一个功能完整的市场，肯定需要有CCER，有机构投资者。”申能碳科技有限公司首席研究员战雯静对记者说，不少企业都在静候CCER相关政策，包括CCER是否能用于全国市场今年的履约，CCER如何和绿电交易市场衔接等，希望尽快完善相关的顶层设计，明确市场预期。

机构跃跃欲试

与全国碳市场同步运行的，还有北京、天津、上海、重庆、湖北、广东、深圳等7地进行的地方碳市场试点。在业内看来，由于纳入全国碳市场的行业比较单一，仅为电力企业，所以近两个月以来，地方试点并没有受到太多影响。

以上海为例，上海碳市场今年履约时间定为9月30日，随着履约期的临近，线上成交活跃程度明显增加。数据显示，9月10日当周，上海碳市场线上成交15.6万吨，较上一周增加151.6%。碳价在40元/吨附近徘徊。

在北京碳市场，9月10日当周，碳价整体呈现上升趋势，较上一周上涨36.4%，碳价自78.66元上涨至107.26元。其中，线上成交6.8万吨，较上一周大幅增加；线下成交总量为19.8万吨，较上一周增加92.2%。

一位行业人士对记者透露，受全国碳市场启发，很多机构关注到了碳交易，但又因为不能参与全国碳市场，所以不少地方市场就成了试水之地。一些地方试点中，最近两个月以来的机构开户数明显增多。

宋薇萍 上海证券报 2021-09-16

吕大鹏：碳中和要稳妥推进，不能一蹴而就

9月15日，由《中国经营报》主办的“重塑与升级”——ESG投资发展论坛在北京召开。在论坛上，中国石化新闻发言人、党组宣传部部长、社会责任办公室主任吕大鹏表示，“实现碳达峰、碳中和是一场广泛而深刻的经济社会系统性变革，是挑战也是机会。不管哪个企业，在面临这个挑战和机遇时都应该通过重塑和升级、蜕变和自我革命，才能够华丽转身，立于时代潮流的最前排。”

此前，在2020年9月，中央高层提出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。

吕大鹏认为，“双碳”目标的实现是系统工程，对能源化工企业的挑战非常大。“像中国石化这样的企业，既是能源的生产企业，又是能源的消耗企业。‘3060’目标的提出，要求我们必须进行产业结构的调整，转到绿色低碳发展的轨道上来。” 积极拥抱能源革命 在“双碳”背景下，面对减排的需求和转型的压力，传统能源企业的生产成本承压。吕大鹏认为，这是一个非常大的挑战。“以中国石化为例，三四十年来，在实现碳中和前，这期间必须要有大量的投入，要有核心技术的突破，还要加快产业结构的调整，加快人员素质的提升。”

尽管挑战和压力很大，但在吕大鹏看来，碳中和也给传统能源企业带来了机遇。吕大鹏表示：“我国能源结构过去以高碳为主，碳中和正好为我国能源低碳化转型提供良机。企业想要活下去必须走这条路。至少中国石化上下已经达成了共识，一定要当能源革命的积极参与者，甚至是引领者，不能当阻碍行业发展的企业。”

《中国经营报》记者了解到，中国石化正在积极拥抱能源革命，并把新能源作为战略选择向前推进，立志成为世界领先洁净能源化工公司。吕大鹏认为，这一愿景目标很有可能会实现，因为中国石化兼具四大优势：一是有制度的优势，能够集中力量办大事；二是有坚定、明确的目标，“十三五”期间已经减排了4430万吨二氧化碳，下一步力度会更大；三是有扎实的技术储备，能够捕捉、利用、储存二氧化碳，并将其作为可降解塑料的原料；四是将新能源作为战略发展的主要方向。

“碳中和正在推动中国能源行业发生深刻变革，我国可再生能源的快速发展，不管是从标准、技术，还是应用上都蕴藏着巨大机遇。”吕大鹏说道。

在谈及如何探索碳中和路径时，吕大鹏指出，围绕“双碳”目标的战略转型既要积极，又要稳妥，不能一哄而上。

吕大鹏解释道：一方面，“3060”目标要求很高，时间很紧，要加快ESG融入企业生产和管理的全过程，确保“3060”目标完成。另一方面，碳中和是一个较为缓慢的转型过程，不能一蹴而就。

研究表明，到2050年，我国的石油消费量仍然有4亿吨，一次能源消费的占比约为15%，其中交通用油约1.1亿吨，包括航煤7500万吨、柴油3200万吨，还有少量的汽油要达到130万吨左右。

吕大鹏认为，在这个背景下，碳中和过程中不适应新发展需求的高碳行业将会有序退出，有相对充分的缓冲时间。“但是不能为了碳中和就直接把高碳行业都停掉，不能为了碳达峰就什么都不干了，不能影响到国家的发展、人民的需求。”

向绿色低碳转型

记者了解到，“十四五”期间，中国石化将在新能源方面加码布局，计划建1000座加氢站，加氢能力每年要达到20万吨，绿氢的产量要超过百万吨，要建成我国最大的氢气制备、储运和加注的网络，打造中国第一氢能公司。

“氢能的发展是国家实现‘双碳’目标的一个重要手段，对于‘双碳’目标的实现意义重大。研究表明，30年到40年之后，氢能会占日常能源消耗的1/4到1/3。2020年我国石油对外依存度是70%，天然气40%从国外进口，存在‘卡脖子’问题。以氢能为代表的新能源，有利于缓解我国对石油天然气的进口依赖，从保证国家能源安全的角度来说很有意义。”吕大鹏说道。

除了氢能之外，中国石化还计划在“十四五”期间实现地热生产、使用5000万平方米，新增光伏和风电装机规模各2000兆瓦，并将发展生物燃料，包括生物柴油、生物航煤。还要加快充换电站的

网络布局，2025 年充换电站要达到 5000 座。

吕大鹏表示，未来中国石化的加油站将会升级为“加能站”。据其介绍，加能站将集加油、加气、加氢、充换电、连锁便利等多项能源供给及服务于一体。“油、气、氢、电，再加上综合服务，中国石化的加油站将变成五位一体的综合加能站。”

据悉，今年 9 月 10 日，中国石化首座多功能综合加能站已在广西南宁正式投入运营。该加能站日均可为近 2200 辆车提供加油、加气服务；日供氢能力 500 公斤，每天可满足 50 辆氢能源公交车用氢需求；配备充换电一体化装置及 12 把充电枪，每天可提供充换电服务超 500 次。

与此同时，中国石化正加快产业结构调整，在炼油、化工方面朝着高端化方向转型，发展氢燃料电池材料，不断提高燃料低碳化的比例和能源的使用效率。并且，在绿色低碳技术方面加大资金投入，推进石化行业绿色低碳转型。

李哲 中国经营网 2021-09-18

储能成可再生能源发展关键技术

在我国碳达峰、碳中和目标提出一年来一周年之际，中国企业的减碳取得了诸多成绩，中国能源路线图也愈发清晰，未来以风能、光能等为主的可再生能源将在能源结构中占据愈来愈重要的位置。

在 9 月 16 日召开的在清华五道口“碳中和经济”论坛上，浙江能源天然气集团董事长杨敬东分析，双碳目标不是单一目标的简单任务，并不是要不惜代价在一定时间内把碳降下来。要实现双碳目标，要兼顾低碳、安全和成本等综合因素，能源路径的选择、节奏的掌握就非常重要。

谁是未来清洁能源主力军？

在我国当前能源结构中，煤炭、石油仍然是主力能源，但在碳达峰、碳中和目标下，未来能源结构将产生革命性变化。那么，未来谁会代替煤炭、石油，成为清洁能源的主力军呢？

杨敬东表示，天然气是最清洁、最低碳的化石能源，碳排放强度大概是煤炭的 40%多一点，是石油的 2/3，在当前的化石能源中，可以选择降煤、控油，天然气可以继续增长，在一定的阶段内有利于总体的二氧化碳排放的控制。

中国核能电力股份有限公司党委书记、董事长卢铁忠表示，发展核能是实现双碳目标最为现实的战略选择。核能是清洁、低碳、高效、可靠的能源，具有能量密度高、占地规模小、长期运行成本低等独特优势，一千克燃料铀 235 裂变大约相当于 2700 吨标准煤。

卢铁忠提到，从全球来看，核能已经成为世界先进能源的主力军，2020 年全球核电总发电量达到了 2.553 万千瓦时，贡献了世界约三分之一的低碳电量，帮助全球避免了至少 29 亿吨的碳排放，节省了全球能源排放量的 10%。

“我国已经具备成为核电强国的所有条件。”卢铁忠表示，经过 30 多年的努力，我国实现了核电规模化发展，形成了完整的核电产业链。我国核电运行能力全球领先，拥有值得信赖的安全业绩。我国核电站的自主设计建造水平也进入了世界前列，自主设备供货能力大大增强。

隆基新能源公司董事长唐旭辉则表示，目前光伏是中国最具有竞争力的一个产业，从产业链的最上游到终端的应用，没有任何一个环节被卡脖子，包括材料、设备、装备、技术、后期应用、集成能力，中国的技术都是屈指可数的。在光伏制造板块，中国占了全球 80%以上的产能，海外企业有 70%—80%是中国企业，隆基在海外也有工厂。

唐旭辉分析：“近年来，光伏发电成本持续下降，随着技术的进步，光伏的成本还有进一步下降的空间。未来光伏发电会成为国家实现碳中和的主要措施，有相关报告预测，光伏会占到中国整体发电量的 40%左右。我们认为可能还会比这个更乐观，随着光伏发电的成本的下降，未来占比可能还会上升。”

宝丰能源集团董事长党彦宝则表示，太阳能、氢能，是国际公认的最理想的清洁能源，被称为能源低碳转型最理想的替代方案，绿氢将成为实现国家“3060”目标的重要力量。宝丰能源立足源头

治理，创新工艺路线，通过太阳能、电解水制氢、制氧，并直接供入化工系统，用绿氢、绿氧替代原料煤和燃料煤，生产高端的化工产品，实现了产品的多元化发展和新能源与现代煤化工的融合协同发展，降低装置综合能耗，开辟了一条用新能源替代化石能源，实现碳中和的科学路径。

还有这么多化石能源为什么不用呢？中国工程院院士、清华大学化学科学与技术研究院院长金涌表示：“有一个智者曾经说过，石器时代的结束并不是石头没有了，而是青铜时代出现了。化石能源时代支持了三次工业革命，我们非常爱它，可是到今天我们要跟它分手了，我们要转型进入可再生能源时代。未来人类能源的最终解决方案可能就是包括光电、风电的可再生能源。”

储能成可再生能源发展关键技术

可再生能源包括风能、光能、水能、生物质能、地热能等非化石能源。近年来，在政策的支持下，可再生能源发展迅猛，但值得注意的是，就目前来看，这些可再生能源的稳定性并不够，在当前电力系统灵活性不足、调节能力不够的情况下，储能技术的发展成为可再生能源未来能否爆发的关键因素。

唐旭辉表示，光伏是间歇性能源，但是电力是需要连续供电的。现阶段发展的过程中，由于化学储能的成本目前相对比较高，所以目前主要是通过改造现在的水电站，建设下游水库，大力发展抽水蓄能来做整个电力的平衡。在新能源快速发展的阶段，把下水库的水抽上去再到晚上放下来，抽水蓄能主要是通过这种方式来进行调节。

唐旭辉分析，在抽水蓄能调峰整个过程中，可以充分利用灵活性的资源，通过机制的调节来进行发展。大力发展抽水蓄能，可以给化学储能让度出大概 10—15 年的发展时间，完善技术把成本降下来，未来可以通过化学储能的方式进行分布式的调节。

宁德时代孟祥峰表示，储能是新型电力系统的重要支撑技术和关键的基础设施。锂电池储能和抽水蓄能相比有一些优势，它响应时间更快，可以做到毫秒级的响应，不受地理限制，而抽水蓄能要具备有水、有山、有海拔差的地理条件。最近这 10 年在新能源汽车带动下，锂离子电池的技术、成本、寿命取得了突飞猛进的进展，让锂电池储能在大中型储能电站的应用上具备了条件。

孟祥峰介绍，现在锂电池在储能应用可能仍然有一些问题，有的是系统集成问题，有的是整个的工程化在不同行业之间结合度还不够，也有一些比较低水平的产品进入了市场，造成了安全问题的出现。目前，宁德时代已经承接了国内外的大概 150 个储能电站的电池配套的业务，去年在储能领域出货大概 3 个 GW，今年在储能领域出货量会达到超过 10 个 GW，大概翻 3 到 4 倍。

华夏时报 2021-09-26

双碳目标深度影响航空运输业

在双碳目标背景下，节能降碳成为我国航空运输业的重中之重。

实现双碳目标，关键要精准溯源。中国民航科学技术研究院副研究员贾钦指出，航空运输业二氧化碳排放源主要有两个。一是航空器运行产生的碳排放。2019 年，我国航空器运行产生的碳排放约 1.1 亿吨，约占整个民航业碳排放的 96% 以上，其中航油燃料产生的二氧化碳排放量占到航空公司二氧化碳排放量的 99% 以上。二是机场运行产生的排放。包括地面建筑和移动设备能源消耗产生的排放。

目前，我国航空公司与机场正在从降低飞机油耗、飞行程序优化、停机坪运行优化等多个方面探索减碳。

记者从中国南方航空集团有限公司获悉，2018 年至 2020 年，南航飞行环节节油 12.7 万吨，减少碳排放 40.1 万吨。据介绍，南航成立了生态环保工作领导小组，每年对 24 家二级单位节能减排工作开展督导检查。

中国东方航空公司着手建设涵盖飞机和车辆等移动源能耗监测、建筑固定源能耗监测、空气质量和排污等环境监测的综合监测平台，实现企业能源环保策划、实施、评价和改进的全流程规范化

管理。

降低飞机油耗是航空公司绿色发展的核心任务。为了打造全流程飞行节能模式，南航引进 A320NEO、A321NEO 等新一代高效机型，退出 B733、B77A 等老旧机型，平均机龄保持在 6.5 年左右，提升了机队整体航油使用效率。与此同时，完成 130 台发动机的节油升级改造，90 架飞机加装翼尖小翼项目，降低飞机油耗。

在计划、起飞、巡航、下降、滑入各阶段，南航对飞行全流程的 19 个节油点进行精细化管理。通过精准配载，精准测算餐车、机供品、货运板箱、免税品、报刊杂志等重量，推广电子飞行包，科学计算加油量。

据了解，为减少飞机靠桥期间使用 APU（辅助动力装置）的碳排放，大兴机场实现了远机位 APU 替代设施全覆盖。自 2019 年开航至今，累计实现节约航油 26380 吨，减少碳排放 83097 吨。

广州白云机场股份有限公司副总经理于洪才表示，通过跑道运行模式优化等措施，实现精准离场排序和空地协同放行，降低飞机在白云机场的地面滑行时间。平均滑出时间减少 1.69 分钟，平均滑入时间减少 1.43 分钟。

中国民航大学环境与可持续发展研究中心教授赵凤彩认为，民航业要实现双碳目标，将面临成本高、技术难、适航认证难、供给能力不足四大挑战。

当前，飞机以航空煤油为主要燃料，未来最可能替代航空燃料的是碳基燃料和氢基燃料。据了解，碳基燃料成本是现有航煤的 2 倍至 6 倍，氢基燃料技术复杂，成本是航煤的 10 倍以上。未来大规模使用的前提条件是，全部使用绿电制氢和碳捕获，因此 2035 年至 2040 年前可能难以实现规模化使用。

随着技术进步，新型飞机整体燃效水平提升 80%，但仍然需要颠覆性技术和航空替代燃料，需要获得适航安全性认证，从技术成熟到获得适航认证许可，过程可能需要近 10 年。

由此，赵凤彩认为，我国应当积极与“一带一路”沿线国家合作，解决原料和资源供给不足、供应链保障体系尚未建立等问题。同时，应深度参与国际标准制定，提高国际标准制定话语权，降低获得认证许可的困难。

贾钦还建议，加大替代燃料方面的科技研发，尽快实现生物燃料产业化。当前需进一步提高空管整体调度效率，降低飞机地面及空中等待时间，以减少碳排放。

崔国强 经济日报 2021-09-23

生物质能、环保工程

我国生物质能源化利用潜力约 4.6 亿吨标煤

本报讯 记者姚金楠报道：9 月 15 日，中国产业发展促进会生物质能产业分会发布《3060 零碳生物质能发展潜力蓝皮书》（下称《蓝皮书》）。《蓝皮书》显示，我国生物质资源作为能源利用的开发潜力约为 4.6 亿吨标准煤。若结合生物能源与碳捕获和储存（BECCS）技术，到 2060 年各类生物质能利用将为全社会减碳超 20 亿吨。

《蓝皮书》指出，当前，我国主要生物质资源年产生量约为 34.94 亿吨，生物质资源作为能源利用的开发潜力为 4.6 亿吨标准煤。截至 2020 年，我国秸秆理论资源量约为 8.29 亿吨，可收集资源量约为 6.94 亿吨，其中，秸秆燃料化利用量 8821.5 万吨；我国畜禽粪便总量达到 18.68 亿吨（不含清洗废水），沼气利用粪便总量达到 2.11 亿吨；我国可利用的林业剩余物总量 3.5 亿吨，能源化利用量为 960.4 万吨；我国生活垃圾清运量为 3.1 亿吨，其中垃圾焚烧量为 1.43 亿吨；废弃油脂年产生量约为 1055.1 万吨，能源化利用量约 52.76 万吨；污水污泥年产生量干重 1447 万吨，能源化利用量约 114.69 万吨。

清华大学教授杨旭东指出，虽然我国生物质资源的开发潜力达到 4.6 亿吨标准煤，但当前实际被转化为能源进行应用的尚不足 6000 万吨，其间存在巨大浪费，对生物质资源的能源化利用要引起足够重视。同时，杨旭东预测，到 2050 年前后，除电力消费外，我国每年仍需约 18 亿吨标准煤的燃料保障工业、交通等领域的用能需求。生物质能作为零碳能源，将拥有广阔的市场空间。

《蓝皮书》预测，通过提供清洁电力、燃气，替代化石燃油、化肥以及 BECCS 技术的应用，到 2030 年各类生物质能利用将为全社会减碳超过 9 亿吨，到 2060 年将实现减碳超过 20 亿吨。

《蓝皮书》同时提出，在碳达峰、碳中和目标下，生物质行业的发展依旧面临巨大挑战。其中，首要问题便是社会对生物质能的认知仍有待提高。受传统生物质能（土灶台燃烧薪柴）“脏乱差”影响，整个社会，特别是各级政府对发展生物质能的重要性认识不足，甚至个别地方把生物质燃料当作仅次于散煤的高污染燃料，采取限制发展政策。

对此，国家发改委能源研究所可再生能源发展中心研究员任东明表示，要想充分激发生物质能的发展潜力，根本上要在国家层面将生物质能纳入实现降碳目标的具体行动中，将生物质能放在和光伏、风电同等重要的战略位置上来。

《蓝皮书》建议，要提升对生物质能绿色零碳属性的认识。生物质能是重要的可再生能源，具有绿色、低碳等优势，是我国可再生能源体系中的重要组成部分。与许多北欧国家不同，我国主要是生物质废弃物的能源化利用，环境效益和零碳效益更为突出。需要加强宣传新技术下生物质能利用成效，破除生物质能利用高污染的误区，普及生物质能作为零碳能源的作用，在更多场合为生物质能发声，让公众重新认识生物质能。同时，要完善生物质能产业发展顶层设计。加快制定出台“十四五”生物质能发展规划，从国家层面明确生物质能发展在推动乡村振兴、保障国家能源安全中的定位，推动各地进一步提高认识。建立健全有关部门分工负责、协同推进生物质能发展的工作机制，构建政策支持体系，形成工作合力，促进生物质能可持续健康发展。

此外，《蓝皮书》强调，当前我国生物质发展还面临部门协调不充分、责任主体不明确、补贴支持乏力、相关标准不健全、监测体系不完善、产品消纳途径不畅通等一系列问题，需要在政策、技术和市场等多个层面逐一破解。

中国能源报 2021-09-20

未来十年，吉林靠发电“消化”生活垃圾

本报讯 记者姚金楠报道：吉林省发改委 9 月 18 日发布的《吉林省生活垃圾焚烧发电中长期专项规划（2021-2030 年）环境影响报告书（征求意见稿）》（以下简称《征求意见稿》）明确，到 2025 年，吉林省新增在建类生活垃圾焚烧发电设施处理能力 8400 吨/日，新增拟建类生活垃圾焚烧发电设施处理能力 4700 吨/日。到 2025 年底，吉林省生活垃圾焚烧发电处理能力目标达到 23350 吨/日，生活垃圾焚烧处理能力基本满足生活垃圾处理需求。2026-2030 年，吉林省新增生活垃圾焚烧发电设施处理能力 7850 吨/日。到 2030 年底，全省生活垃圾焚烧发电处理能力达到 31200 吨/日，全省生活垃圾全部实现焚烧处理。

结合吉林省现阶段生活垃圾清运量，《征求意见稿》对 2025 年及 2030 年各市、县可收集焚烧的垃圾量进行了预测，其中 2025 年为 20422 吨/日，2030 年为 24369 吨/日。《征求意见稿》同时明确，2021-2030 年，吉林省将新建、扩建生活垃圾焚烧处理厂 32 座，新增生活垃圾焚烧处理能力 20950 吨/日，全省生活垃圾实现全部焚烧处理，形成基本覆盖全省的生活垃圾焚烧处理网络。

《征求意见稿》指出，“十四五”时期，生活垃圾处理设施建设进入关键时期，焚烧处理生活垃圾节约土地，资源化、无害化程度高，可产生一定经济效益，是发达国家普遍采用，我国鼓励和优先支持的处理方式，也是吉林当前和今后一个时期处理生活垃圾的有效途径。

针对吉林生活垃圾焚烧发电面临的主要环境问题，《征求意见稿》指出，一方面，吉林当前的生活垃圾焚烧处理规模已不能适应形势发展的需要。尤其相关设施布局不平衡问题突出，部分县区尚

无生活垃圾焚烧处理设施，部分地区生活垃圾焚烧处理设施已处于满负荷运行状态。另一方面，生活垃圾收集转运能力不足，转运站覆盖率低，已建成的发电项目不能有效发挥作用。

在综合分析的基础上，《征求意见稿》提出了补充建议：

第一，当前吉林尚未开展垃圾分类收集，实施分类后可利用资源量将会减少，建议根据《“十四五”城镇生活垃圾分类和处理设施发展规划》进一步论证垃圾可利用资源量及垃圾发电规划规模的大小，确保垃圾可利用资源量及垃圾发电规划的规模合理可行。

第二，建议项目环评阶段重点分析拟建项目与主体功能区规划、城乡总体规划，以及土地利用和环境保护规划、生态功能和环境功能区划的协调性；重点分析生活垃圾资源量及运输半径的合理性，重点分析与环境准入负面清单的相符性；充分论证拟建项目飞灰处置去向的合理性，以及环境影响程度及影响范围，加强环境信息公开和公众参与调查，采取更严格的环境污染治理要求。

第三，2021-2030年拟建的垃圾焚烧发电项目，根据《关于进一步做好生活垃圾焚烧发电厂规划选址工作的通知》（发改环资规〔2017〕2166号），针对2030年前计划开工建设的具体项目，规划中已确定的项目规模、建设地点原则上不能擅自改变，其他方面（如工艺、污染防治设施、飞灰处置方案、供水水源及排水方案等）在满足规划提出的各项准入条件的前提下可根据实际情况进行调整。

中国能源报 2021-09-27

创新推广超净能源工厂，助力生物质能产业发展

经历了从“十一五”到“十三五”的发展，当前，我国生物质能源正处于产业升级的关键期。此时，需要认真总结我国生物质能源产业发展所取得的成绩和面临的挑战，进行技术创新、业态创新和模式创新，实现产业转型升级和高质量快速发展。我国生物质能源产业取得了巨大成绩，

但发展不平衡不充分

我国生物质能源产业历经了约15年时间的发展，取得了巨大成绩。截至2020年底，全国利用农林业废弃物为燃料，总投资规模约人民币1330亿元，建成投产的直燃式生物质发电厂452座，总装机容量约为1330万千瓦，年发电量约510亿千瓦时，年上网电量约为446.2亿千瓦时，年利用原料约7000万吨，年为农民增收约为人民币200亿元；截至2020年底，我国利用城镇居民生活垃圾为燃料，总投资规模约为人民币3250亿元，建成投产的直燃式生活垃圾发电厂约631座，总装机容量约为1533万千瓦，年发电量约为778.3亿千瓦时，年上网电量约为642.9亿千瓦时，年处理垃圾量约为1.4亿吨。由此可见，我国生物质能源产业发展在精准扶贫、生态环境治理和温室气体减排等方面作出了巨大贡献。

成绩的背后，我国生物质能源产业也明显存在发展不平衡、不充分的矛盾。一方面，我国生物质电厂投资主要集中在长江中下游省份，而生物质资源丰富的东北三省和新疆等重要产粮、产棉基地，存在投资不足问题。另一方面，我国对居民生活垃圾发电厂的投资主要集中在大中型城市，对县域居民生活垃圾发电厂投资严重不足。

同风电和光伏产业相比，生物质能源不仅投资不足，而且市场开发力度弱、产业规模小。与西方发达国家相比，我国生物质能源在可再生能源中的占比明显偏低，更加显示出我国生物质能源产业发展不平衡不充分。

国家调整财政补贴政策，

有力助推生物质发电创新发展理念

当前，国家相关部委收紧对生物质能源发电项目的财政补贴，对利用农林业废弃物直燃式发电项目，享受财政补贴政策年限为项目投产后15年。对此，全行业要正确理解并积极迎接挑战。

其一，西方发达国家生物质能源产业发展的成功经验值得借鉴。对于世界领先水平的创新示范项目，其政府不仅安排财政专项资金支持，而且还会安排国有担保平台为项目融资提供担保，项目

建设期间与投产后一定年限内税收减免；要求售电企业用特别电价保障性全额购电；对利用农林业废弃物进行能源加工的企业给予原料收购补贴等等。这些政策与措施都有时效性，最终目标是将生物质能源产业培育扶持到持续健康发展轨道，形成竞争优势。得益于此，西方国家的生物质能源产业在可再生能源中始终占据重要地位。

其二，当前，我国生物质能源产业已进入成熟稳定阶段，行业领军企业阳光凯迪新能源集团有限公司（以下简称“凯迪集团”）是国家创新示范的重点高新技术企业，拥有生物质热化学技术国家重点实验室、研发形成 15000 余项专利和 60000 余项专有技术，重大创新成果位居世界领先水平，是全球唯一一家有能力利用非粮生物质生产“电、热、油、气、冷”等五种高清洁高品质能源商品的企业，是该领域最高标准制定者，这些都已为产业转型升级做好技术支撑准备。此时，适时调整补贴政策，有利于倒逼行业加快创新并应用新技术、新标准推动转型升级，实现高质量发展。

我国风电和光伏产业，已有类似成功先例：国家持续收紧财政补贴，不断下调新目标杆电价，倒逼产业推进技术创新、优化管理，现在，我国风电和光伏产业已形成明显的国际竞争优势。

我国生物质能源产业发展在面临挑战的同时，也迎来了重大发展机遇。国家对利用农林业废弃物直燃式发电项目附加电价补贴政策的调整，直接驱动了创新发展。特别是行业开拓者如国能生物、中节能、凯迪生态等早期投产的生物质发电厂，面临的是限时三年左右必须采用新技术、新标准、新模式、新业态，改造升级，提升管理，继而带动全行业转型升级，打造竞争优势。

生物质能源产业现在迎来了前所未有的重大历史机遇。我国能源基础设施建设最具发展潜力的是农村，我国农村对“电、热、油、气、冷”等五种能源商品的消费需求将会长期呈强劲增长态势。在可再生能源中，唯有生物质能源才能生产出五种高清洁高品质能源商品，满足农村消费市场的刚性需求。因此，我国农林业废弃物和县域居民生活垃圾是宝贵的绿色低碳资源。在资源基础上，利用大功率等离子顶尖技术，大力发展多元多态联合超净能源工厂，构建我国农村能源分布式分散式运营管理体制机制，将是实施乡村振兴战略，让百姓消费现代能源商品的必然结果，可以催生我国农村能源万亿级刚需消费市场。

多元多态联合超净能源工厂 具有技术可行性

凯迪集团已拥有全球最先进的大功率等离子技术，该技术在我国、日本、印度等全球多个国家成功示范将固废危废垃圾无害化资源化利用。该技术核心工艺是在缺氧超高温环境下，提供足够强大的能量，将固废危废垃圾物质含有机物分子结构化学键瞬间予以切断，生产出可燃气体，主要是一氧化碳、氢气、甲烷等，无机矿物质或碱性金属氧化物等则出现相变生成为液态晶体物质，无论是气态物质还是晶体物质均为有利用价值的资源。气态物质是有商业价值的可燃气体，既可以直接做为能源商品提供给用户，也可以用于发电或合成燃油商品，晶体物质是有商用价值的环保型建筑材料，此处理过程无二次污染。

有别于传统能源工厂原料选择和产品产出的单一化，多元多态联合超净能源工厂业态是将居民生活垃圾、污水处理厂的污泥、农林业废弃物、餐饮厨余垃圾和养殖业的畜禽粪便等作为原料，产出“电、热、油、气、冷”五种高清洁高品质能源商品，实现原料多元化、产品多态化。

大功率等离子技术，能够支撑将我国现在已投产运营的 452 家生物质发电厂，升级改造为利用居民生活垃圾、农林业废弃物和餐饮厨余垃圾、污泥、畜禽粪便等多种原料，进行热、电、冷等联产的超净能源工厂，实现生物质能源产业新技术、新标准、新业态、新模式的成功实施。

多元多态联合超净能源工厂的能效，高于目前直燃式垃圾发电厂和生物质发电厂的能效，我国生物质发电行业，不仅拥有大量的高温高压机组电厂，而且拥有部分 30 兆瓦高温超高压机组电厂。由于大功率等离子技术处理生活垃圾气化炉的能源净损失低于 5%，即使将高温下的可燃气体进行能源二次转化，也能保障能效高于中温中压机组的生活垃圾发电厂。由此可见，无论是将我国已建成投产的生物质发电厂改造升级，还是直接新建多元多态联合超净能源工厂，都是践行环境友好和资源节约的发展理念。

多元多态联合超净能源工厂

具有商业竞争优势

在商业价值上，生物质能源创新多元多态联合超净能源工厂新项目的投资收益，要优于已投产运营升级改造的项目。因为新项目易于实施工程优化，其技术标准和管理标准均会高于已投产运营的项目。故此，下面仅分析投产的生物质发电厂改造升级为多元多态联合超净能源工厂商业价值。

我国生物质发电龙头企业凯迪生态环境科技股份有限公司（以下简称“凯迪生态”）旗下 47 家生物质发电厂曾为 47 万农户增收约 200 亿元，助力实现脱贫奔小康，期待未来继续携手更多农户前进在共同富裕的康庄大道上。选用凯迪生态投产运营的中温次高压循环流化床锅炉配置 2×12 兆瓦机组和全球最高技术水准自主研发的高温超高压循环流化床锅炉配置 1×30 兆瓦机组，两种不同类型的生物质发电厂，将其升级改造为多元多态联合超净能源工厂，主要财务指标与我国生活垃圾发电厂平均水平的相关财务指标进行对标，从而获得商业价值判断。

首先，分析 2×12 兆瓦生物质发电厂升级改造为多元多态超净能源工厂的商业价值。凯迪生态 10 年前投资建设的 2×12 兆瓦生物质发电厂，其动态总投资约为人民币 1.9 亿元，现在资产价值约为人民币 8000 万元，工厂设计寿命为 30 年，电厂能源效率为 26%，场用电设计值为 10%。将其改造升级为多元多态联合超净能源工厂，用大功率等离子技术气化炉，日气化居民生活垃圾量为 600 吨生产可燃气，并以此替代 50% 左右生物质燃料，大功率等离子技术气化岛投资约为人民币 9000 万元，电厂配套技术改造约为人民币 1000 万元，总投资约为人民币 1 亿元，日处理同等规模的生活垃圾发电厂其投资总额约 3 亿元。

鉴于生物质电厂配置是抽凝机组，改造升级为多元多态能源工厂可实现电、热、冷三联产，不仅销售收入大幅增加，而且极大提升能源效率，运营成本大幅下降，经济效益显著，能源工厂年实现净利润超过人民币 3500 万元，年实现碳汇减排量超过 15 万吨。另外，1×30 兆瓦生物质发电厂为抽凝机组，电厂能源效率为 34%，场用电设计为 8%，将其升级改造为电、热、冷三联产能源工厂，年创净利润超过人民币 6000 万元，年实现碳汇减排量超过 20 万吨。

其次，对标分析两种类型工厂的财务指标，形成商业价值判断。我国投产运营的生活垃圾发电厂平均水准若干财务指标，与生物质电厂改造为多元多态能源工厂相应指标作对比分析：

单位平均造价。垃圾发电厂比生物质发电厂升级改造为兼顾处理垃圾超净能源工厂造价高出约三倍；

场用电率。垃圾发电厂平均水平 21% 比生物质发电厂升级改造的超净能源工厂指标高出约一倍；
能源转化净效率。直燃中温中压机组垃圾发电厂比中温次高压生物质电厂升级改造为超净能源工厂能效低 30% 以上，比高温超高压生物质发电厂改造升级的能源工厂低约 50%；

产出商品及销售收入。直燃垃圾发电厂多数为生产单一能源商品，多元多态联合超净能源工厂生产多种能源商品，其销售收入远大于同规模垃圾发电厂；

营运耗材。直燃垃圾发电厂环保设施运营耗材大、成本高，而多元多态超净能源工厂，环保耗材量小，营运成本低。鉴于两者最大耗材是燃料，等离子气化炉和循环流化床锅炉对燃料的适应性宽，尤其是能直接使用污泥及餐饮厨余垃圾干化燃料棒，而污泥和餐饮厨余垃圾的补贴费用远高于生活垃圾补贴费用，因此，多元多态联合超净能源工厂的燃料成本有更大的竞争优势；

盈利能力。上述 5 项财务盈利指标因素分析，多元多态联合超净能源工厂均优于生活垃圾发电厂，鉴于我国垃圾发电厂普遍实现盈利，可推断多元多态能源工厂不仅会有很好的盈利，而且具有绝对竞争优势。

综上所述，我国投产的 452 座生物质发电厂，升级改造为多元多态联合超净能源工厂商业价值巨大，具有可行性。

多元多态联合超净能源工厂，

将成为实现乡村振兴和碳中和的重要力量

我国应用大功率等离子技术对县域居民生活垃圾无害化资源化利用，投资建设运营多元多态联

合超净能源工厂，不仅能够治理环境污染，提高资源利用效率，减排温室气体，保护地球生命价值，还能促进社会公平，兼备生态和社会效益。

乡村振兴必须治理好生态环境，实现建设美丽乡村、生态乡村、健康乡村、文明乡村、幸福乡村，只有大力加快发展我国生物质能源创新多元多态联合超净能源工厂，才能实现根治我国县域的居民生活垃圾白色污染和农林业废弃物黄色污染，守住 18 亿亩耕地红线，保障我国粮食安全。

加快发展我国多元多态联合超净能源工厂，不仅能将我国农林业废弃物和县域居民生活垃圾无害化资源化利用，生产出农村刚需五种能源商品，而且能实现年减排二氧化碳温室气体数亿吨，助力早日实现碳达峰、碳中和目标。

全力推进多元多态联合超净能源工厂，将我国每年农林业废弃物、污泥、餐饮厨余垃圾、畜禽粪便及县域居民生活垃圾等无害化资源化利用生产能源商品，其产业带动社会劳动就业超过千万人，为百姓增收超过千亿元。

综上所述，生物质能源产业高质量发展，必将成为实现碳中和和乡村振兴的重要力量。

我国现行政策法制环境有能力护航

生物质能源产业转型升级，实现高质量发展

我国已制定并实施相关法律法规，明确要求对固废危废垃圾无害化资源化利用，生物质能源创新多元多态联合超净能源工厂实现产业升级高质量发展，具有政策法制环境的支持与保障。

国家已出台政策，支持新建直燃式农林业废弃物生物质发电厂，其投资总额的 30%可享受财政专项补贴，助推建设美丽乡村、生态乡村。“十四五”规划明确规定我国县域居民生活垃圾严禁填埋处理，必须即时进行无害化资源化利用。

特别需要说明的是，我国农林业每年产生的废弃物约 12.5 亿吨，虽然有原料化、基料化、肥料化、材料化等相关产业的资源化利用，但年利用总量不到 6 亿吨。因此，生物质能源产业必须承担每年资源化利用农林业废弃物约 5.5 亿吨的任务，现在我国生物质能源产业年利用量约 1 亿吨，远未达到目标。

另外，我国每年污水处理厂产生约 1 亿吨污泥、城市居民餐饮厨余垃圾年产生量约 3000 万吨、养殖业的畜禽粪便超 10 亿吨，这些污染物对我国生态环境保护造成巨大压力。

实施乡村振兴战略，将推动我国生物质能源产业超过万亿级刚需市场兴起。鉴于我国有近 60% 行政县的人口数量在 30 万左右，这意味着按目前行业技术水准，这些县的垃圾资源量不具备建设标准的生活垃圾发电厂，建议将两县以上垃圾资源量合并建设联合超净能源工厂，有利于行业健康发展。据此估算，“十四五”期间，我国需要投资建设约 1500 座多元多态联合超净能源工厂。

（作者系阳光凯迪新能源集团有限公司党委书记兼首席战略科学家）

陈义龙 中国能源网 2021-09-16

到 2030 年我国利用生物质能可减碳超 9 亿吨

中国产业发展促进会生物质能产业分会等单位 9 月 14 日发布的蓝皮书显示，若结合碳捕集与封存技术，到 2030 年，我国利用生物质能将减碳超 9 亿吨，到 2060 年将减碳超 20 亿吨。

蓝皮书预计，随着经济发展和消费水平不断提升，我国生物质资源产生量呈不断上升趋势，总资源量年增长率将维持在 1.1% 以上。到 2030 年，我国生物质总资源量将达到 37.95 亿吨，到 2060 年我国生物质资源量将达到 53.46 亿吨。

蓝皮书建议，下一步，要加大对生物质能概念和应用知识的普及力度，完善生物质能产业标准体系，建立生物质能产业监测体系，打破生物质能源产品消纳壁垒等，促进生物质能产业可持续发展。

安娜 陈奥 新华社 2021-09-16

以废治废，赤泥+秸秆化身印染废水处理利器

赤泥是铝冶炼工业中产生的一种碱性工业固体废物；玉米秸秆是一种农业固体废物，课题组将二者混合热解，制备出一种新型功能生物炭复合材料。研究发现，玉米秸秆上产生的多孔结构，使功能生物炭复合材料具有去除酸性印染废水中染料的能力。

记者9月20日从中国科学院合肥物质科学研究院获悉，该院研究员吴正岩和张嘉团队，利用固体废物赤泥和玉米秸秆研制出一种新型功能化生物炭，并将其应用于酸性印染废水的治理工作。相关成果已被环境科学与工程领域核心期刊《清洁生产杂志》接收发表。

印染废水是加工棉、麻、化学纤维及其混纺产品为主的印染厂排出的废水。每印染加工1吨纺织品耗水100—200吨，其中80%—90%的水会成为废水。纺织印染废水具有水量大、有机污染物含量高、碱性大、水质变化大等特点，属于难处理的工业废水之一。

用热解法将两种固体废物制成功能材料

“这完全是课题组的一个突发奇想，把碱性废物和酸性污染物放在一起，既去除了污染，又中和了二者的酸碱性。”兼任安徽省环境毒理与污染控制技术重点实验室副主任的吴正岩告诉科技日报记者。

吴正岩向记者解释道，赤泥是铝冶炼工业中产生的一种碱性工业固体废物。据统计，我国赤泥年产量约8000吨，全球库存赤泥超过20亿吨。赤泥大多被堆积储存在铝土矿废渣处置基地中，造成大量土地资源浪费，对周边的土壤和水体也会形成一定的危害。而玉米秸秆也是一种农业固体废物，具有量大价廉的特点。

“针对这两种常见的固体废物，我们课题组采用二者混合热解的方法，制备出一种新型功能生物炭复合材料，并将其应用于酸性印染废水的处理。”吴正岩表示，制备过程中的热解温度“很关键”。“课题组在实验室里对其结构转变机理进行了研究，充分表征了不同热解温度下功能复合材料制备过程中形貌和组成的变化，以及热解过程中气态产物的变化。”吴正岩说，通过研究发现，在玉米秸秆上产生的多孔结构，使功能生物炭复合材料具有去除水中染料的能力。此外，在约700℃的赤泥中，碳酸钙分解生成了氧化钙，这就表明功能生物炭复合材料可用于中和酸性废水。

实现废物回收与废水处理双赢

“通过进一步的研究，我们确认了功能生物炭复合材料在处理酸性染料废水中表现出了良好的性能。”吴正岩说，此外，这种功能生物炭复合材料还具有磁性，这是因为在高温热解条件下，玉米秸秆产生的还原性气体将赤泥中的铁氧化物还原为带有磁性的单质铁。

“我们把这种功能生物炭复合材料简称为生物炭。”吴正岩说，生物炭不但可吸附印染废水中的染料，同时由于其本身具有磁性，使用完毕后可进行磁回收，避免了对环境的二次污染。此外，该材料还有较强的碱性，在处理酸性印染废水的过程中，既可中和废水的酸性，又可消除材料本身的碱性。

吴正岩表示，热解法制备生物炭的操作过程简单、成本低廉，只需一步就可以直接完成。而且制备时间短，主体材料制备过程仅为3个小时左右。“我们的制备方法所用的设备也很简单、成本不高，中间仅需要极少的人力成本投入。由于我们的原料来源是固体废物，原料成本仅仅为材料的运输成本，所以整体成本仅为2500—3500元/吨。”

“与其他的酸性染料废水处理方式相比，我们使用固体废物制备的生物炭能保证废水处理效果，并且将固体废物变废为宝，既解决了其堆放导致的环境问题，又创造了一定的经济收益，实现了固体废物回收与酸性染料废水处理的双赢。”吴正岩说。

“未来，我们将对该生物炭集中进行两个方向的探索：一是探索该材料更加广阔的应用场景。二是对处理后的废旧污泥进行开发与应用。”吴正岩说。

吴长锋 科技日报 2021-09-22

2030 年我国利用生物质能减碳将超 9 亿吨

中国产业发展促进会生物质能产业分会等单位近日发布《3060 零碳生物质能发展潜力蓝皮书》（以下简称蓝皮书）。蓝皮书预计到 2030 年，生物质能利用将为全社会减碳超 9 亿吨，到 2060 年将实现碳减排超 20 亿吨。

蓝皮书指出，目前我国主要生物质资源年产生量约 34.94 亿吨，其作为能源利用的开发潜力为 4.6 亿吨标准煤。预计 2030 年我国生物质总资源量将达 37.95 亿吨，到 2060 年我国生物质总资源量将达 53.46 亿吨。

生物质能是零碳可再生能源，通过发电、供热、供气等方式，广泛应用于工农业、交通、生活等多个领域。若结合 BECCS（生物能源与碳捕获和储存）技术，生物质能将可实现负碳排放。目前我国生物质资源量能源化利用量约 4.61 亿吨，实现碳减排量约 2.18 亿吨。

蓝皮书预测，生物质能利用主要可在供电、供热等领域实现对化石能源的替代。2021 年-2030 年，生物质清洁供热和生物天然气能在县域有效替代燃煤使用，在县域及村镇构建分布式能源站，改变农村用能结构；2030 年-2060 年，生物质能利用主要将集中在难以用电气替代的领域，如航空、生物基材料等，BECCS 技术将得到大力发展。

当前，生物质能行业依然面临挑战。生物质能发电利用竞争力不强、发展规模受限，非电利用未形成规模；相关标准体系需进一步完善，如缺乏生物质锅炉专有排放标准，已有碳减排方法学未能覆盖全行业。同时，我国生物质能统计调查面不全、数据质量不高、指标体系不健全。生物质能产品市场消纳路径未完全打通，生物质能利用市场化程度普遍较低。

蓝皮书建议，要提升对生物质能零碳属性的认识，建立有机废弃物有偿处理机制、试点碳税征收机制支持产业发展；推动生物质能项目进入碳市场，打破生物质能源产品消纳壁垒。

邓玥 中国环境报 2021-09-23

太阳能

600 瓦+成为行业降本增效的优选项

9 月 16 日，2021 江苏光伏产业发展论坛闭幕，会上江苏省能源局新能源处处长卢先率在致辞中表示：“江苏全省可再生能源并网装机 3669 万千瓦，其中光伏装机 1765 万千瓦，形成了世界光伏看中国，中国光伏看江苏的名片。”

在强劲的发展势头之下，平价光伏、低度电成本成为市场趋势，而度电成本的降低依赖于多维度的成本优化、价值提升。最早在行业内实现标准化的当属今年 5 月底 210 组件尺寸的标准化，直接推动了产业链多环节成本下降。在系统价值方面，欧洲最大的太阳能研究院 Fraunhofer ISE 日前发布了对多款超高功率组件系统价值对比的研究结果，认为以天合光能至尊超高功率组件为代表的新一代超高功率组件 210 组件具有卓越的降低成本优势。

210 组件尺寸早已标准化，
成为降低电站成本主力军

今年是我国进入“十四五”的开局之年，国家提出光伏等可再生能源将成为主导能源。随着近年来光伏市场的不断发展，光伏成本在不断下降，有观点认为，降本增效将成为产业链各环节技术升级的核心驱动力，因此，我国光伏组件技术在不断创新的同时，尺寸也在不断增加，现阶段，基于大尺寸硅片的高功率组件成为行业发展趋势。

“虽然大硅片和高功率组件越来越多，但是企业也同样要面对硅片、电池和组件尺寸多样化带来的挑战，产业链上下游企业纷纷呼吁行业统一标准，以减少因尺寸不统一带来的损失和成本。”一位

光伏玻璃企业制造商表示，“层出不穷的大硅片和高功率组件太多了，希望行业能够统一标准。”

早在 2020 年 11 月，包括天合光能、东方日升、通威股份、阿特斯阳光、环晟光伏、润阳光伏、中环股份、上机数控等 8 家光伏公司联名倡议，推进光伏行业 210 毫米硅片及组件尺寸标准化。今年 5 月，中国光伏行业协会曾组织讨论组件尺寸标准研讨会，会议期间 210 组件就尺寸和安装孔达成标准化意见。为此，记者联系了中国光伏行业协会标准化技术委员会高级工程师陈晓达，咨询现阶段 210 组件尺寸标准草案的进展状况。

“草案经过了几轮讨论，并在大部分参数上达成一致。”陈晓达告诉记者，“为了让标准数据更加合理，让标准更加贴合现实，标委会秘书处组织多次调研和反复讨论，现阶段标准草案中 210 毫米电池的组件外形尺寸和安装孔位置已达成一致。”

陈晓达表示，现在光伏行业是朝着标准化发展的。“因为在产品面世的初期，不同厂家探索不同的技术路线，所以过去光伏产品规格和尺寸上存在差异。随着产业不断的发展，以及上下游对降低成本的需求，产品的规格尺寸统一将是大势所趋。”中国光伏行业协会将就组件标准形成草案，预计 10 月发布。

经国际权威测算，

210 组件降低度电成本明显

今年 7 月，天合光能曾发布《670W 至尊组件机械可靠性白皮书》，涵盖“一标五严”六项测试结果，多维度加严验证 670W 至尊组件卓越的机械载荷可靠性。但有观点认为，今年以来，在硅料紧缺的带动下，硅片、电池片报价持续上扬，组件价格居高不下，全产业链掀起涨价潮，价格成为终端电站开发商关注的焦点。

“光伏行业马上就要进入平价时代了，可靠性是一方面，但是企业更为关注的是如何降低度电成本。”上述光伏玻璃企业制造商表示。

为此记者联系到了位于德国弗莱堡的 Fraunhofer ISE。该机构成立于 1981 年，是目前欧洲最大的太阳能研究院，日前刚刚发布针对新一代 210 和 182 组件以及传统 166 组件的资本性支出成本（CAPEX）与平准化度电成本（LCOE）的测算研究。

Fraunhofer ISE 光伏组件、系统及可靠性部门专案经理薄中南表示，166、182 以及 210 超高功率组件经济性对比研究结果显示，天合光能至尊超高功率组件的度电成本可下降 4%-7%，最高可达 7.4%，较 182 和 166 系列组件具有显著的降低度电成本优势。

“根据我们在德国以及西班牙典型项目地进行的 6 种组件系统成本测试，结果均显示，双面 210 至尊 660 瓦对比 182 的 535 瓦双面组件降低资本性支出成本达 1.9%，降低平准化度电成本成本达 1.9%；对比 182 的 585 瓦双面组件降低度电成本可达 2.6%。”薄中南表示，“对比 166 的 450 瓦双面组件度电成本降低可达 6.0%，以初始成本约 2550 万欧元的 50 兆瓦平单轴系统电站为例，改用 210 至尊 660W 组件可以节省约 150 万欧元，换算成人民币超 1100 万元，先进的 210 至尊系列组件的度电成本优势显著。”

210 组件标准化

是行业发展的助推器

从市场需求看，根据 PVinfolink 预测：2021 年全球 210 组件产能将达 14700 万千瓦、182 组件产能 12300 万千瓦；2022 年 210 组件产能达 23400 万千瓦，182 组件产能 14100 万千瓦——大尺寸组件将占全球组件整体产能 70%以上。

“现在，基于 210 先进技术平台的光伏组件已成为市场主流趋势，截止到目前，已有超 89 家行业领先企业加入 600 瓦+光伏开放创新联盟，推进光伏 600 瓦+时代技术进步。”上述光伏玻璃制造商表示，“在 210 组件尺寸即将成为标准的同时，210 毫米大硅片和电池构建的超高功率组件在系统度电成本、系统配件兼容性、土地利用效率、施工等方面的优势，吸引着光伏产业链企业纷纷布局生产线，210 组件产品具有巨大的市场空间和发展前景。”

降本增效是推动光伏行业不断进步的最强大推动力，从高功率组件的不断演进可以看出，高功

率组件是解答平价光伏的一个较优解。随着高功率大尺寸组件的推出，降本增效的同时，光伏行业的边界条件，如可靠性、串功率等也在改写。标准化工作的推进，在目前已经习以为常的组件安装、运维等方面将带来更大的想象空间，降本增效之路会随着组件的标准化走得更宽。

韩逸飞 中国能源报 2021-09-27

天合光能至尊 670W 超高功率组件，获两大国际权威机构认可

日前，国际权威第三方机构 DNV 对天合光能 670W 系列至尊双面双玻组件（测算组件功率为 660W）匹配天合跟踪支架进行了系统造价及度电成本测算。结果显示，天合光能 210 至尊双面双玻组件较 182 双面双玻组件可节省 CAPEX 达 1.2 欧分/瓦，折合人民币约 9 分/瓦，度电成本降幅达 2.29%。

DNV 是全球顶尖的独立测算评估机构，总部位于挪威，分支机构遍布全球。作为国际权威认证和风险管理机构，DNV 凭借庞大的数据库、世界领先的数字化解决方案，以客观权威闻名于全球。

而稍前，欧洲最大的太阳能研究院 Fraunhofer ISE 针对新一代超高功率组件 210(G12)，182(M10) 系列组件的 CAPEX 和度电成本进行了对比测算和研究。公布的结果显示，以天合光能至尊系列为代表的 G12 系列组件产品，550W、600W 和 670W 组件的 CAPEX 与 LCOE 均优于 M10 系列组件，固定系统下 LCOE 降本达 4.5%，跟踪系统 LCOE 成本降低达 2.6%。

尽管因为参数取值不同和设计方案差异，Fraunhofer ISE 和 DNV 两家权威机构测算结果绝对值不同，但两家测算结果在 BOS, LCOE 节省上呈现出一致的逻辑和趋势：670W 系列组件在新一代超高功率组件中，系统价值全面胜出！

测算组件型号：182-535W 双面双玻，210-545W 双面双玻，210-660W 双面双玻

安装方式：Trinatracker - 1 P 单排竖装平单轴跟踪系统

逆变器：组串式逆变器

项目地位置：西班牙（如下图）：



项目地位置

项目地气候条件：

	GHI [kWh/m ²] monthly	DHI [kWh/m ²] monthly	T [°C]
Source	Satellite derived /4/	Satellite derived /4/	Satellite derived /4/
Period	1994 – 2019	1994 – 2019	1994 – 2019
Jan	80	29	10.7
Feb	99	36	12.1
Mar	148	52	14.9
Apr	176	62	17.1
May	213	72	20.8
Jun	234	69	25.2
Jul	245	64	27.5
Aug	218	62	27.7
Sep	164	54	24.3
Oct	122	45	20.2
Nov	85	31	14.5
Dec	71	26	11.6
Total	1,856	603	18.9

当地气象及气候条件

DNV 分别测算上述三款组件在天合 1P 跟踪支架系统下的系统造价 CAPEX 及度电成本 LCOE。测算项目固定 100MWDC 容量，相同 DC/AC 比值，同时系统设计中固定地面覆盖率（GCR, Ground cover ratio），保证双面组件的双面应用阴影遮挡影响的一致性。

上述设计旨在控制同地点外部因素影响、系统配置，客观对比测算不同类型组件对于系统造价及度电成本影响的差异。三种组件的系统成本对比都在当地组件成本、设备、建安、人工造价、上网电价、运维成本、土地成本、财务成本等一致的前提下，确保成本测算的完整及客观。

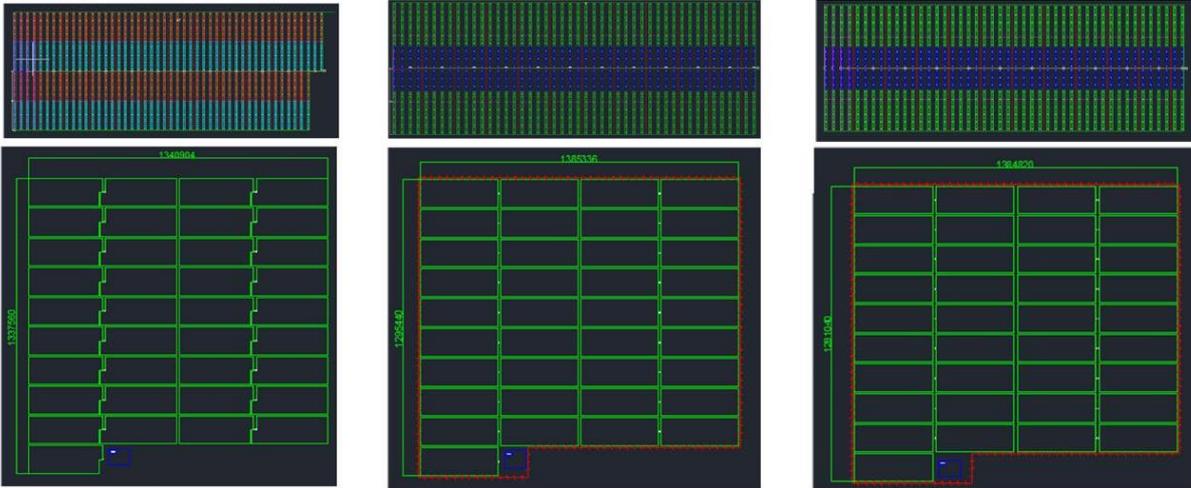
按照此设计原则对应三款组件的电站系统配置及 Layout 排布图如下：

电站系统配置：

光伏系统配置			
组件版型	182-72pcs	210-55pcs	210-66pcs
组件功率 (W)	535	545	660
逆变器类型	组串式逆变器		
组件块数/组串	27	36	30
组串总数量	6956	5106	5106
组串功率 (kW)	14.45	19.62	19.80
DC 容量 (MW)	100.48	100.18	101.10
AC 容量 (MW)	99.9		
DC/AC 比值	1.01	1.00	1.01
组件块数	187,812	183,816	153,180
逆变器数量	444		
支架类型	Trina tracker 1P dual row		
支架数量	1739	1702	1702
支架高度 (m)	1.68	1.73	1.73
支架间距 (m)	7.01	7.41	7.41
占地 (ha)	165.77	165.78	163.88

电站系统配置

项目排布 Layout:

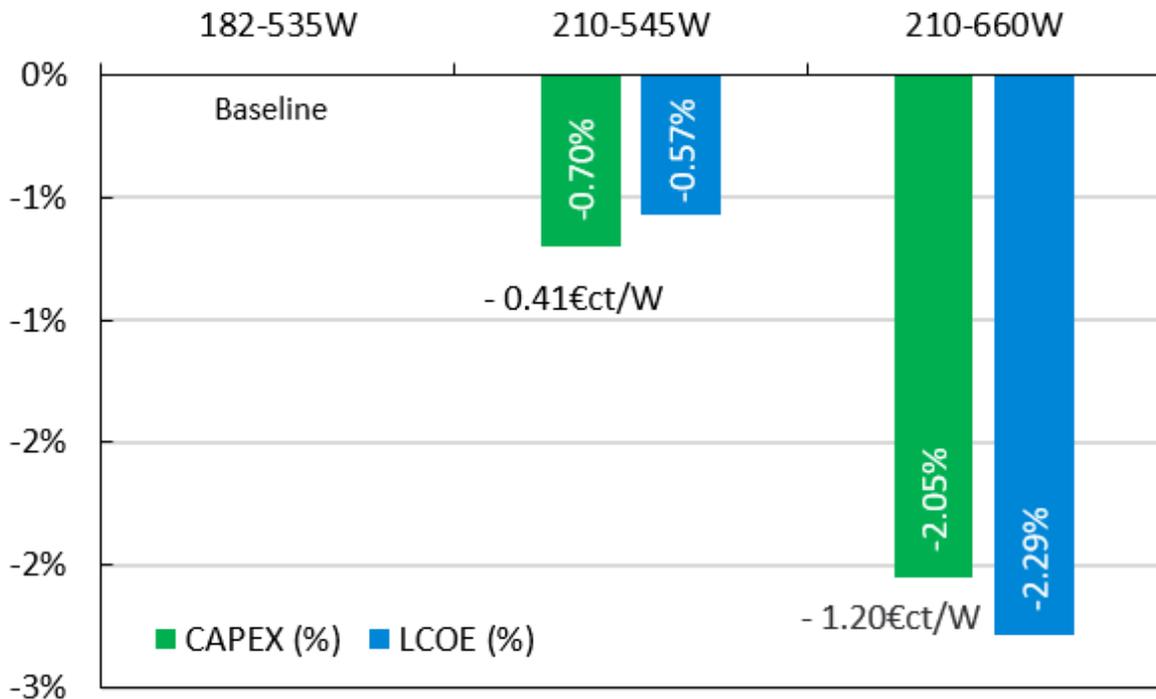


182-535W layout 210-545W layout 210-660W layout

测算结果：210 至尊 660W 较 182-535W LCOE 降幅约 2.29%

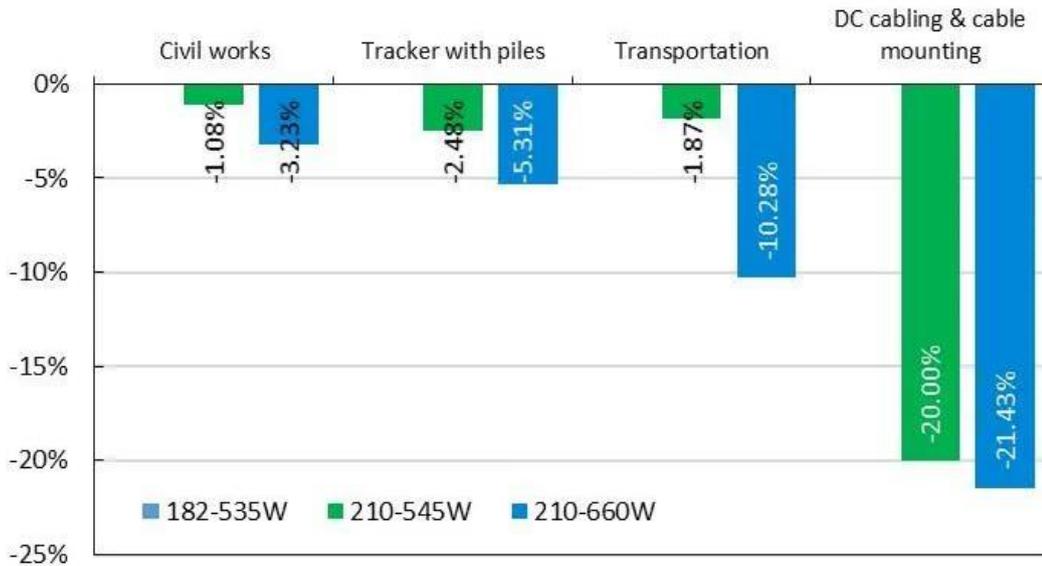
天合光能 210 至尊双面双玻组件，无论是 545W 还是 660W 均对 182 双面双玻 535W 组件在 BOS 节省及 LCOE 上表现出优势。根据本案例的条件测算，660W 至尊产品较 182-535W 可降低 CAPEX 约 1.2 欧分/瓦，折合人民币约 9 分/W，对应度电成本 LCOE 降幅约 2.29%，系统价值最优。

CAPEX & LCOE 差异百分比 (%)



CAPEX 细项分解

对比182-535的CAPEX分解差异百分比 (%)

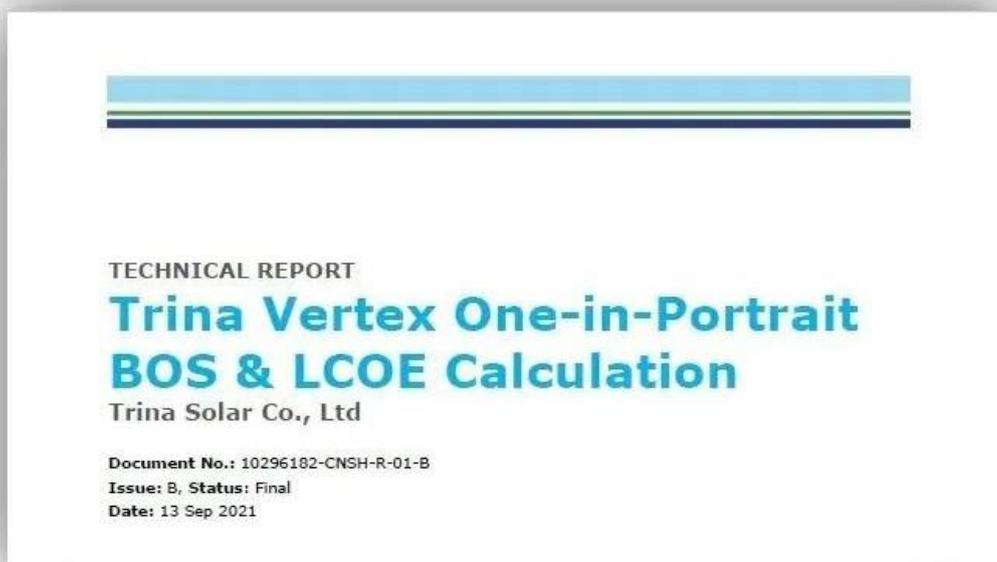


对 CAPEX 进行细项分解对比可发现，节省主要来自电气线缆，支架安装及运输三大部分。

首先，得益于创新的低电压高串功率设计，使得 210 组件较 182 组件在系统电气部分节省显著，210 组件高串功率可以显著节省线缆长度达 30%~39%。采用 4 平方毫米线缆，210-545W，210-660W 均比 182-535W 造价节省达 20% 以上。值得一提的是，电流传输路径更短，即便采用相同线径的线缆，综合计算线损对 PR 影响小于 0.1%。若 210 换用 6 平方毫米线缆，并考虑线缆长度节省，210 组件系统线损更低，系统 PR 较 182 会提高 0.2% 以上。根据此前 Fraunhofer ISE 的研究测算结果，综合计算 BOS 电器部分节省 5%。

此外，210 超高功率组件可以有效降低组件数量，降低安装成本；在支架侧，更少的组件数量可以有效减少檩条等安装连接部件材料，节省支架成本；创新的包装设计可以提升集装箱运载量达 10% 以上，有效降低运输成本，进一步降低初始投资。目前，海运价格高企创新的包装形式将为大中型项目业主显著节省初始投资。

至尊组件同时提供优异的发电性能，坚实的产品可靠性。确保在系统生命周期内的 LCOE 度电成本最低，实现客户价值最大化。



Benchmarking and Assessment of the LCOE of Photovoltaic Systems with Different Module Concepts at Germany and Spain

commissioned by

Trina Solar (Schweiz) AG
Birkenweg 4
8304 Wallisellen
Schweiz

根据 Fraunhofer ISE 及 DNV 完成的系列研究级测算结果，以天合至尊为代表的 210（G12）组件在电器、运输、支架安装三部分都较 182（M10），166（M6）体现出显著优势。尤其是创新的高组串功率设计理念对于系统电器部分的节省，以及更高组件功率对于支架安装部分的节省。在不同项目地（西班牙，美国，日本），不同应用场景（跟踪 1P,跟踪 2P，固定支架）下均得到测算验证。不但如此，210 至尊组件的客户价值也得到了众多开发商，设计院，600W+联盟伙伴以及研究机构的认可，系统优势凸显，价值全面胜出。

在超高功率组件研发上，天合光能凭借着多年扎实的技术积累及创新的设计理念一路领先，率先跨入 600W+时代。天合光能不光成为引领者，更以其卓越的系统价值，成为新一代先进组件中的佼佼者。（来源：天合光能）

天合光能 中国能源网 2021-09-28

整县屋顶分布式光伏开发试点启动 六百七十六个县（市、区）列入试点名单

国家能源局日前公布《整县（市、区）屋顶分布式光伏开发试点名单的通知》（下称《通知》），共 676 个县（市、区）列入试点名单。其中，山东、河南、江苏列入试点的数量分别为 70 个、66 个、59 个，位列前三。

“我国建筑屋顶资源丰富，开发建设屋顶分布式光伏潜力巨大。”国家能源局新能源和可再生能源司副司长王大鹏说，“国家能源局启动整县（市、区）推进屋顶分布式光伏开发试点工作，主要目的就是充分调动和发挥地方积极性，引导地方政府协调更多屋顶资源，进一步开拓市场，扩大屋顶分布式光伏建设规模。同时，开展整县（市、区）推进屋顶分布式光伏建设，也有利于削减电力尖峰负荷、节约优化配电网投资，引导居民绿色能源消费。”

《通知》要求，试点工作要严格落实“自愿不强制、试点不审批、到位不越位、竞争不垄断、工

作不暂停”的工作要求。各试点地区要改善新能源开发建设营商环境，降低屋顶分布式光伏开发建设非技术成本，减轻投资开发企业负担。对于试点过程中不执行国家政策、随意附加条件、变相增加企业开发建设成本的，将取消试点资格。

此外，各地电网企业要在电网承载力分析的基础上，配合做好省级电力规划和试点县建设方案，充分考虑分布式光伏大规模接入的需要，积极做好相关县（市、区）电网规划，加强县（市、区）配电网建设改造，做好屋顶分布式光伏接网服务和调控运行管理。《通知》明确，在 2023 年底前，试点地区各类屋顶安装光伏发电的比例均达到要求的，列为整县（市、区）屋顶分布式光伏开发示范县。

廖睿灵 人民日报海外版 2021-09-17

整县项目超预期：户用光伏增长再提速 正泰零碳方案获认可

9月14日，国家能源局印发《公布整县（市、区）屋顶分布式光伏开发试点名单的通知》（下称通知），各省共报送试点县 676 个，全部列入屋顶分布式光伏开发试点；2023 年底前，试点地区各类屋顶安装光伏发电的比例均达到要求的，列为开发示范县。

这一政策出台后，多家券商纷纷发布研报指，整县项目大超预期，户用光伏或将大幅增长。事实上，国家加速推进屋顶分布式光伏背后，除了与“双碳”目标有关外，还与中国光伏产业链日趋完善，且光伏大幅降价，迎来平价上网时代有关。

值得关注的是，户用光伏提速也必然带动新型电力系统建设提速，而作为户用光伏龙头且是内资低压电器龙头的正泰电器，其推出的全产业链解决方案和零碳乡村方案受到广泛认可，在公布的推进整县屋顶分布式光伏开发 676 个县试点中，正泰已在其中 183 个县开展业务布局，覆盖率达 27%；其中，山东、河南两省业务覆盖率近 80%，河北、浙江亦超 50%。

整县项目超预期：户用分布式光伏增长再加速

国家能源局印发的通知显示，能源局将对试点项目备案、开工、建设和并网等情况进行全过程监测，按季度公布相关信息；每年一季度将对上一年项目开发进度、新能源消纳利用、模式创新以及合规情况等进行评估并予公布。

按照各省的试点名单来看，项目主要分布在山东、河南、江苏、河北、广东等中东部，甘肃、青海及陕西等西北部，光照资源较好区域。中信证券研报称，整县项目的政策监管、推进力度、建设节奏等超预期，国内分布式光伏装机量将实现爆发式增长。中信证券测算，假设平均每个项目装机量在 200MW 左右的规模，预计此次披露试点项目整体开发规模约 140GW。

不只是中信证券，中金公司研报也称，整县分布式名单下发，项目时间约束为 2023 年，推进速度超出市场预期。名单将报送 676 个试点县(市、区)均列为开发试点，彰显国家支持力度。中金公司研报表示，看好具备资金优势的国企和具备制造、开发、运维能力的民企合作共享，推动分布式商业模式优化及效率和规范性的提升。

其实，当下，光伏发电成本正持续下降。过去十多年来，随着产业规模不断扩大，技术迭代升级不断加快，智能制造迅速推广，光伏发电成本下降了 90%以上，成为所有可再生能源品类中降幅最大的能源。目前，户用光伏渗透率仍较低，据中金公司测算，当前全国户用光伏渗透率或为 1.8%，头部山东、河北、河南户用光伏渗透率或分别为 7%、6%、2%，远低于海外如澳洲各州 16%-40%的渗透率。

随着光伏发电成本的持续下降，光伏渗透率有望进一步提升。中金公司研报称，平价省份按照山东、河北当前渗透率进程估算，2025 年中国户用光伏累计装机接近 200GW，对应 2021-2025 年新增装机年均复合增速约 34%。

户用光伏龙头正泰电器：零碳乡村方案获认可

事实上，在“双碳”目标下，中国大力推进光伏发电，本身具有得天独厚的优势。当前，中国在全

球光伏产业链上均处于无可撼动的领先地位，全球硅片前十大生产商均为中国企业，光伏组件市场前十名中有八家为中国企业。根据 CPIA 数据，2020 年，我国多晶硅、硅片、电池片和组件的产能在全球占比分别达到 75.2%、97%、80.7%和 76.3%。

具体到户用光伏方面，正泰电器则为行业龙头。今年上半年，公司新增户用装机容量 1.05GW，户用装机发电量达 19.46 亿千瓦时，实现户用发电系统销售发货 281MW，市占率蝉联第一，继续位居国内领先地位。此外，截至今年 6 月底，正泰户用光伏的客户数量已超 40 万户。

更值得关注的是，面对当下的“双碳”目标和政策支持，正泰正加紧行动。2021 年 7 月，正泰电器与国家电投联合发布了《整县推进综合解决方案——中国零碳乡村白皮书》，双方将一起调动各方资源，进行整县方案的推进。目前正泰电器子公司正泰安能与各级政府签署了合作协议，共同推进居民屋顶分布式光伏电站项目开发，累计披露签约装机容量已超过 2000MW。

正泰安能总经理卢凯表示，针对“整县推进”，公司提出四大举措：统一规划、整县推进光伏电站建设，充分利用域内屋顶资源；实施光伏惠民工程，助力乡村振兴；建设线下综合能源服务中心、线上正泰安能商场服务平台；联合正泰公益基金会，推进乡村公益行动。

除此之外，正泰在户用光伏方面拥有强大的渠道能力，目前累计已有代理商 400 余家，覆盖 600 多个县域。同时通过领先的运维能力，可实现对电站全生命周期管理，加快勘察、供应、安装、并网流程推动，完成高效的电站建设，已提供超 150 万次的运维服务。

全产业链优势持续凸显：新型电力系统建设提速

国家能源局印发的通知还指出，各地电网企业要在电网承载力分析的基础上，配合做好省级电力规划和试点县建设方案，充分考虑分布式光伏大规模接入的需要，加强县配电网建设改造。

事实上，随着可再生能源发电占比提升，消纳、输配、波动等问题正日渐显现。整县项目的快速推进，分布式光伏大规模并网下，亟需加强配电网建设改造、接网服务和调控运行管理等。

此外，作为构建新型电力系统中的最基本因素，配置储能系统有助于进一步提升电力资源的灵活性，叠加峰谷电价价差拉大，用户侧储能在新型电力系统中的重要性进一步提升。

据了解，在储能方面，正泰多年来积极探索发电侧、电网侧、消费侧等多场景的创新应用，围绕全场景储能服务需求，也已具备一站式储能系统解决方案能力。

正泰电器相关负责人介绍，公司当前已打通发、集、逆、变、配、送、控全产业链环节，优势极为明显，可提供光伏组件、逆变器、电表箱、电缆、监控系统、储能系统等产品，同时，公司还拥有配套丰富的工程总包与电站运维经验，将在国家大力推进分布式光伏以及构建新型电力系统的进程中发挥重要作用，这是机遇，也是挑战。

超预期推进的屋顶分布式光伏试点整县项目，无疑正在催化新一轮产业发展，而占据先手优势的正泰，在助力国家“双碳”目标的过程中，也必将实现自身更快的成长！

陈德鹏 中国能源网 2021-09-18

光伏+科技农业，助力乡村振兴

“环境友好型光伏+”已经成为实现“双碳”目标的路径之一。

近年来，光伏+农业、光伏+渔业、光伏+治沙、光伏+尾矿多个案例的实施，不仅为城乡增加了财富和生机，也让“低碳”、“零碳”开始走入城乡每个角落、走入每个人的生活。

当前，特变电工新能源已经有多个“光伏+农业”项目案例在全国各地成功实施，承建的河北省衡水市冀州区 120MWp 农光互补项目就是其中之一。

该项目位于衡水市冀州区冀州镇新庄村以南辉冢村以北，占地面积 3103.36 亩。该项目将光伏与农业因地制宜进行结合，堪称典范——形成了功能农业、牧养结合、生态养殖、中药材种植等四大产业，使得这片区域真正成为融合光伏经济、旅游观光、现代农业的低碳型新农村。

特变电工新能源作为项目承建方，在项目中开创性地开展光伏系统设计，确保农业生产不减产、

种植方式不改变、生产作业不影响：

1、超大跨度支撑系统南北向布置，提高土地单位产出，增加农户收益。

项目采用超大跨度支撑系统，依托农业专家团队，以农业种植数据库、光资源轨迹模拟受光作为研究依据，形成最佳农业实施方案。根据不同农作物耕作需求，设置对应的光伏组件离地高度和桩间距，既能充分实现机械化作业，又满足每棵农作物的光照需求，将智能光伏与科技农业完美结合，保证农户增产增收。

2、依托农业专家团队出具专业化方案，集约种植高附加值作物，带动农民实现致富。

依托农业技术专家团队，在项目开工建设前，通过调研光照资源、土地地质、农产品类型、土地单位产值、销售市场等情况，为项目农业建设出具专业化方案。

3、创新产业模式，“光伏 + 农业 + 旅游”三位一体立体发展。

项目通过发展现代农业、配套相关农业设施，助力当地第二、三产业与第一产业的融合，直接提高了当地农民的经济收入。充分利用农业生产和生态环境两大资源，依托观赏苗木等生态旅游资源，配合有机蔬菜等农产品生产采摘等农业旅游资源的开发建设，发展多种形式的观光、休闲和体验等旅游项目，形成特色化、规模化的观光农业。

因能够大大提高土地利用率，实现农业产业结构调整，该项目已成为衡水市冀州区农光互补示范园，被授予“衡水市现代农业精品园区”称号。

目前，园区整体初具规模，电力接入条件良好，顺利实现并网运行。预计年均发电量约 1.62 亿 kWh，每年可节约标煤 5.18 万吨，减少排放二氧化碳 16.15 万吨、二氧化硫 439.6 吨、氮氧化物 607.4 吨，对减轻污染、保护生态具有显著效益。

不止这一处，特变电工新能源还在全国各地打造了多项“碳达峰、碳中和”新能源项目示范区。秉承“持续打造度电成本最优”的核心发展理念，特变电工新能源持续践行“环境友好型光伏+”项目建设思路，将光伏发电与农业种植有机结合，全面助力乡村振兴。

特变电工新能源 2021-09-24

光伏装机 5 年增 6 倍，国家电投成全球最大新能源发电企业

中国能源网|记者 9 月 29 日从国家电投和中国光伏行业协会主办的中国光伏产业高质量发展论坛上了解到，自 2016 年至今，国家电投光伏装机增长了 6 倍，超过 3500 万千瓦，连续 5 年位居全球首位，已成为全球最大的新能源发电企业。

国家电投当天发布《国家电投建设世界一流光伏产业宣言（升级版）》和《国家电投光伏储能实证蓝皮书》并透露，将通过水风光储多能互补及源网荷储一体化模式，进一步推动光伏集中式与分布式协同开发，探索光伏与多种电源、储能、电网、用户的智慧融合发展，持续提升清洁化、数字化、智能化水平。同时，力争到 2025 年，光伏发电装机达到 8000 万千瓦以上，并让光伏产业为工业、交通、建筑等各行各业绿色低碳转型赋能提速，不断创新“农光互补”、“渔光互补”、光伏治沙、植物工厂等零碳负碳生态发展模式，将光伏与县域、乡村优势产业结合发展，打造生态能源新体系。

据了解，作为光伏产业链领军企业，国家电投未来将全力打造涵盖研发、设计、制造、建设、运营、回收等环节的光伏绿色产业链，到 2025 年实现新增光伏设备全部国产化和“近零碳”采购。同时，依托光伏储能实证基地定期发布数据分析蓝皮书，促进全产业链技术迭代升级，提升产业引领能力。而且，该公司将率先开展退役光伏组件回收商业应用，到 2025 年力争国内市场占有率达到 20%。

在光伏产业技术创新和项目模式创新方面，《国家电投建设世界一流光伏产业宣言（升级版）》明确提出，将通过布局若干世界级光伏产业研发中心和光伏实验实证基地，培养一批全球顶尖的一流光伏领军人才，加强光伏应用集成创新，引领光伏产业前沿技术发展，到 2025 年争取在“钙钛矿/晶硅叠层电池”等技术领域达到全球领先水平，确保新建光伏电站系统效率达到 85%以上，将光伏发电打造成发电成本和电价最具竞争力的电源品种。此外，到 2025 年建成一大批惠及千万用户、生态

环境友好的先进示范型“光伏+”项目，与更多国家共享清洁低碳的国家电投解决方案。

国家电投董事长、党组书记钱智民表示，五年来，国家电投以科技创新为产业发展先导，自主研发的光伏电池光电转换效率居世界领先水平，光伏发电装机稳居全球第一，光伏累计发电量超过1300亿千瓦时，减排二氧化碳排放约1亿吨；率先推广应用水光风光互补、渔光农光互补、光伏治沙等技术，累计治沙超过2万亩，探索出一条多能互补、智能协同的能源生态发展道路，已成为全球光伏发电的领跑者。“同时，国家电投可再生能源发电装机和新能源发电装机分别超过1亿千瓦、7000万千瓦，均居全世界第一。”

朱学蕊 中国能源网 2021-09-30

2050年美国太阳能发电占比将达45%

根据美国能源信息署（EIA）的数据，2020年，太阳能，包括光伏和光热发电占美国公用事业规模发电量的2.3%。相比之下，化石燃料的份额达到60.3%，其中天然气以40.3%的发电量领先、煤炭以19.3%的比例紧随其后。

根据EIA的数据，2020年，可再生能源发电量占美国公用事业规模发电量的19.8%。美国总统拜登设定了一个目标，即到2035年，美国将使用100%的清洁电力。虽然当前的太阳能发电计划缺乏细节，但已确立了一个雄心勃勃的目标，即到2050年，让太阳能为美国提供45%的电力。

美国《纽约时报》援引美国能源部的报告称，与2020年相比，未来4年，美国必须每年将太阳能发电装机容量增加一倍；到2030年，太阳能发电装机容量每年必须再翻一番。

美国国家可再生能源实验室6月发布的《太阳能产业季度更新》报告显示，美国今年一季度新增4吉瓦的太阳能发电装机容量。其中，得克萨斯州、佛罗里达州和加利福尼亚州占新增太阳能发电装机容量的一半。

太阳能产业协会和能源咨询公司伍德麦肯兹表示，一季度，太阳能占美国新增发电能力的58%。

美国太阳能产业协会和伍德麦肯兹的电力与可再生能源部门日前联合发布的《美国太阳能市场洞察报告》表示，美国太阳能产业未来5年将新增160吉瓦的发电装机容量，而目前的总发电装机容量为102.8吉瓦。

王静 中国石化报 2021-09-24

隆基发布DNV高功率组件BOS成本分析报告，182组件略胜一筹！

2020年以来市场上出现了各种设计的高功率组件，市场上也存在着功率越高，光伏电站BOS成本越节省的误区。针对这种情况，隆基与美国DNV合作就光伏电站BOS成本测算的边界条件与影响因素展开分析，具体对比了三种500W+组件搭配固定支架(2P, 4L)与跟踪支架(1P)时对应的BOS成本。结果显示：基于相同的电站设计容量、公平合理的边界条件下，三种高功率组件对应的BOS成本差别不大，182-72c组件凭借较高的组件效率而略有优势。(DNV是全球知名的认证与服务机构，在光伏领域美国DNV应承担了组件可融资性测试工作并会年度发布《可靠性积分卡》报告，在美国光伏系统成本方面积累了丰富的数据，此次BOS测算的项目地选在美国的德克萨斯州)

一. 测算方案与原则：

此次测算涉及182-72c、210-55c、210-60c三款正面功率500W+的组件，采用不同安装形式形成了以下三种对比方案：

对比方案	支架安装方式	对比组件类型	测算项目地
1	1P 跟踪支架	182-72c vs. 210-55c vs. 210-60c	美国德克萨斯州
2	2P 固定支架	182-72c vs. 210-60c	
3	4L 固定支架	182-72c vs. 210-55c	

三种组件均采用了半片+MBB 技术，由于硅片尺寸的原因，基于 182mm 硅片的组件 Isc 低于 15A，基于 210 硅片的组件 Isc 高于 18A；其中，182-72c 与 210-55c 两款组件面积约 2.6m²，重量 < 33kg。组件的具体信息如下表，组件功率基于相同电池效率下的组件量产水平，由于 210 组件高电流带来的热损耗较高，因此组件效率上稍低于 182 组件。

组件类型	功率(W)	效率	技术	Voc (V)	Isc (A)	尺寸(mm)	面积(m ²)	重量(kg)
182-72c	540	21.13%	半片 +MBB	49.5	13.85	2256×1133×35	2.56	32.3
210-55c	545	20.86%		37.7	18.30	2384×1096×35	2.61	32.6
210-60c	595	21.02%		41.5	18.36	2172×1303×35	2.83	35.3

根据理论分析与历史经验：光伏支架的设计、电缆选型、人工成本取值是影响 BOS 成本的重要因素。本次测算考虑地形平整的大型地面电站，遵循以下三条设计原则，以保障测算结果的公平性与普适性：

单体固定支架的长度保持基本一致

光伏电缆与直流电缆的选型时保障电缆上的功率损耗基本一致；

不同组件取相同的单瓦安装成本（考虑组件尺寸、重量到达一定边界，组件尺寸增大可降低安装的数量但会降低安装效率）。

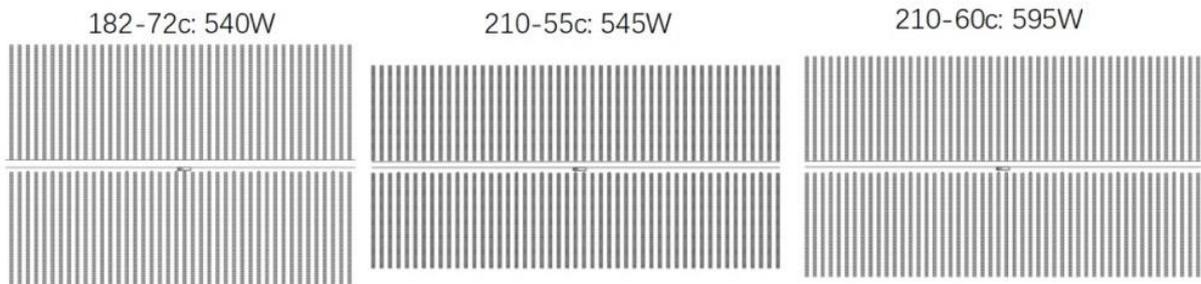
项目设计采用了集中式逆变器，对比直流容量 3.7MW 子阵对应的支架与基础、电气设备、人工安装、土地等成本。

二. 测算结果：

最终测算结果如下表所示，在不同安装方式下，182-72c 组件的 BOS 成本始终低于 210 组件；固定支架安装时，182 组件的 BOS 成本优势折合人民币 1~2 分/W，1P 跟踪支架安装时，182 组件的 BOS 成本优势会进一步放大。

对比方案	1P跟踪支架			2P固定支架		4L固定支架	
组件类型	182-72c	210-55c	210-60c	182-72c	210-60c	182-72c	210-55c
BOS成本(美分/W)	29.13	29.91	30.32	23.42	23.58	24.35	24.69

对比方案 1：1P 跟踪支架

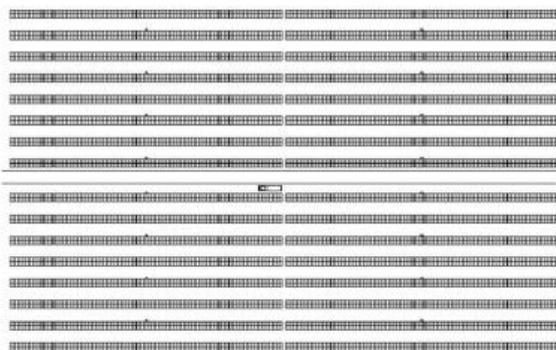


BOS 成本对比-1P 跟踪				
设计	组件类型	182-72c: 540W	210-55c: 545W	210-60c: 595W
	阵列布置	27 块组件/串 3 串组件/支架×84	35 块组件/串 2 串组件/支架×98	32 块组件/串 2 串组件/支架×98
	直流总容量(MW)	3.76416	3.7387	3.73184
支架系统	桩数量/支架(桩距 8.1m)	12	10	11
	支架成本(美分/W)	7.27	7.50	7.50
	桩基础成本(美分/W)	2.35	2.29	2.52
电气成本	光伏线缆长度(m)	21302	14329	14850
	4m ² 光伏线缆成本(美分/W)	0.15	/	/
	6m ² 光伏线缆成本(美分/W)	/	0.15	0.13
	汇流箱数量	14 18 汇 1(14 台)	14 14 汇 1(14 台)	14 14 汇 1(14 台)
	汇流箱成本(美分/W)	0.43	0.42	0.42
	直流线缆长度(m)	1920	2270	2150
	直流线缆成本(美分/W)	0.42	0.48	0.46
	逆变器成本(美分/W)	3.68	3.62	3.63
土地	土地面积(m ²)	52803	54451	55950
	20 年土地成本(美分/W)	2.35	2.42	2.49
	土建工程(美分/W)	6.55	6.76	6.94
人工	直流人工费用(美分/W)	1.58	1.83	1.59
	组件安装成本(美分/W)	0.90	0.90	0.90
	支架施工成本(美分/W)	1.70	1.80	1.80
	桩基础施工成本(美分/W)	1.79	1.74	1.92
总 BOS 成本(美分/W)		29.13	29.91	30.32

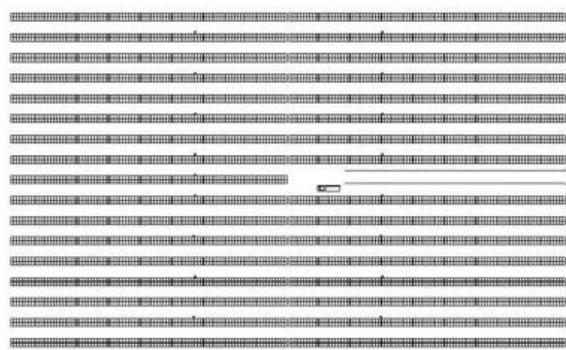
采用 Nextracker 的 1P 跟踪支架时，182-72c 组件相比 210-55c 组件 BOS 成本节省人民币 3.9 分/W，相比 210-60c 组件节省人民币 6.5 分/W。182 组件的 BOS 成本主要来自两个方面：支架相关的成本节省(含人工)；土地相关的成本节省，包括土地成本与土建工程。支架方面 Nextracker 的 1P 跟踪支架主轴长度在 100m 以内，单个支架可以承载 3 串 182-72c 组件，210 组件则为 2 串。单支架上的总功率 182 组件有近 15% 的优势，因此支架单 W 的用钢、电气、人工成本会有一定节省；土地方面 182 组件支架数量少可以减少支架间的空隙，另外 182 组件本身效率更高，最终占地面积上有 3% 以上节省，土地成本及土建工程的成本就会有相应节省。

对比方案 2：2P 固定支架

182-72c: 540W



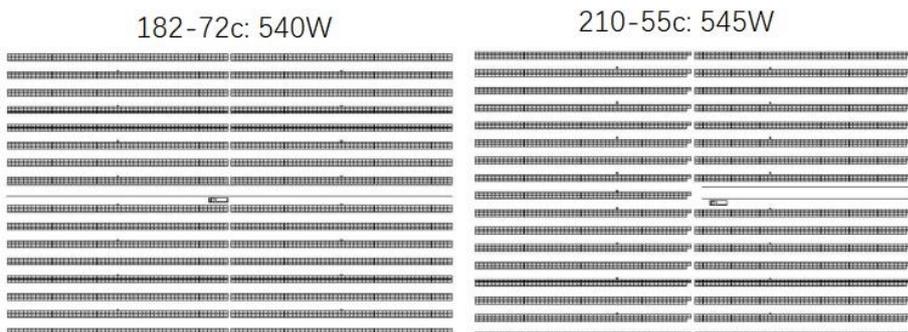
210-60c: 595W



BOS 成本对比-2P 固定			
设计	组件类型	182-72c: 540W	210-60c: 595W
	阵列布置	27 块组件/串 8 串组件/支架×32	32 块组件/串 6 串组件/支架×33
	直流总容量(MW)	3.73248	3.76992
支架系统	桩数量/支架(桩距 5.1m)	24	24
	支架成本(美分/W)	4.07	4.20
	桩基础成本(美分/W)	1.02	1.06
电气成本	光伏线缆长度(m)	12875	8687
	4m ² 光伏线缆成本(美分/W)	0.09	/
	6m ² 光伏线缆成本(美分/W)	/	0.09
	汇流箱数量	16 16 汇 1(16 台)	17 12 汇 1(16 台) 6 汇 1(1 台)
	汇流箱成本(美分/W)	0.48	0.51
	直流线缆长度(m)	3170	3130
	直流线缆成本(美分/W)	0.68	0.66
	逆变器成本(美分/W)	3.63	3.59
土地	土地面积(m ²)	38936	39415
	20 年土地成本(美分/W)	1.73	1.75
	土建工程(美分/W)	6.39	6.47
人工	直流人工费用(美分/W)	2.04	1.90
	组件安装成本(美分/W)	0.80	0.80
	支架施工成本(美分/W)	1.45	1.50
	桩基础施工成本(美分/W)	1.02	1.06
总 BOS 成本(美分/W)		23.42	23.58

采用 2P 固定支架时，182-72c 组件相比 210-60c 组件 BOS 成本仅节省人民币 1 分/W，来自于效率差别带来的土地相关成本、支架相关成本的较小差异。支架设计基于平坦地形，单体支架通过长支架设计可以明显节省支架与桩基础的成本。因钢结构热胀冷缩因素限制单体支架的长度约为 120m，可承载 8 串 182 组件或 6 串 210 组件，单体支架对应的组件总功率基本相当；电气方面在汇流箱总容量与汇集的总电流保持相当的情况下，汇流箱和直流电缆的成本也基本相同。因此，串功率越高，支架与电气方面的成本一定越节省的观点是有误的。

对比方案 3：4L 固定支架



BOS 成本对比-4L 固定			
设计	组件型号	182-72c: 540W	210-55c: 545W
	阵列布置	27 块组件/串 8 串组件/支架×32	32 块组件/串 6 串组件/支架×33
	直流总容量(MW)	3.73248	3.76685
支架系统	桩数量/支架(桩距 5.1m)	24	25
	支架成本(美分/W)	4.52	4.66
	桩基础成本(美分/W)	1.02	1.10
电气成本	光伏线缆长度(m)	35113	28218
	4m ² 光伏线缆成本(美分/W)	0.25	/
	6m ² 光伏线缆成本(美分/W)	/	0.29
	汇流箱数量	16 16 汇 1(16 台)	17 12 汇 1(16 台) 6 汇 1(1 台)
	汇流箱成本(美分/W)	0.48	0.51
	直流线缆长度(m)	3500	3020
	直流线缆成本(美分/W)	0.75	0.64
	逆变器成本(美分/W)	3.63	3.58
土地	土地面积(m ²)	39176	40473
	20 年土地成本(美分/W)	1.74	1.80
	土建工程(美分/W)	6.43	6.64
人工	直流人工费用(美分/W)	2.26	2.06
	组件安装成本(美分/W)	0.80	0.80
	支架施工成本(美分/W)	1.45	1.50
	桩基础施工成本(美分/W)	1.02	1.10
总 BOS 成本(美分/W)		23.35	23.69

采用 4L 固定支架时，各项边界条件与 2P 固定支架类似，由于 182-72c 组件相比 210-55c 组件的转换效率绝对值高 0.27%，因此土地相关的成本差有所拉大，使 182-72c 组件的 BOS 成本优势增加到 2.2 分/W。

三. 结论

本文介绍了 DNV 在美国德克萨斯州做的三种方案下的 500W+组件 BOS 成本对比，证明了在公平设定组件功率、容配比、支架长度、电气设备选型、人工安装成本等边界条件的情况下：超大电流、超大尺寸组件并不会比 182-72c 组件带来更多的 BOS 成本节省；组件效率仍是决定 BOS 成本的关键因素。

另外需要指出的是，本文对比了相同容量子阵下的光伏场区内相关成本，实际上对于实际的百兆瓦以上大型电站，通常会充分利用土地资源实现光伏安装容量的最大化，此时 182 组件将凭借较高的组件效率获得较大的安装容量(约 2~3%)，分摊到单 W 的项目开发成本、交流侧升压站、外线送出的成本也会有相应的节省，综合价值优势将更为明显。

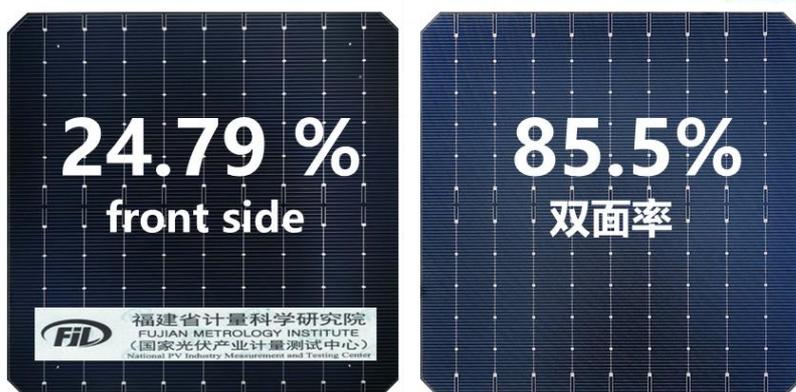
(来源：隆基股份) 隆基股份 中国能源网 2021-09-29

N 型 TOPCon 电池与组件如何发展？

近日，正泰新能源受邀出席由光伏材料与技术国家重点实验室、摩尔光伏主办的“TOPCon 大规模产业化技术研讨会”，探讨 N 型 TOPCon 电池与组件发展趋势。

2021 年，我国 TOPCon 电池技术得到了快速发展，随着国产化 TOPCon 电池关键设备日趋成熟，产线的投资成本也大幅下降，推动了 TOPCon 电池组件产线建设的快速发展。领先的光伏企业推出 TOPCon 电池组件产品的种类正在快速增加，已经开始占领高端市场，光伏行业的关注度被 TOPCon 技术吸引。

正泰n-TOPCon电池研究进展：最高效率24.79%



正泰新能源晶硅制造事业部 CTO 徐伟智博士表示，在 PERC 之外，N 型 TOPCon 及 HJT 电池被公认为下一代可应用的电池技术方向，三种电池技术可以并存于市场。正泰新能源于 2020 年 12 月筹建 TOPCon 技术高效中试线，目前效率已达 24%+，进入行业 N 型太阳能电池第一梯队高效水平，并深入积极钻研 GW 级量产高效光伏电池及高功率组件研发。

同时，徐伟智博士在亚化咨询主办的“第五届先进组件与封装材料论坛”上也提到，N 型 TOPCon 电池与组件发展的机遇、挑战及未来前景成为行业关注重点。

Q: N 型电池技术原理如何？

A:

电池技术	TEM截面图	示意图	原理
n-TOPCon			<ul style="list-style-type: none"> SiO₂存在:能带的非对称偏移，导致电子和空穴隧穿势垒不同，对载流子具有选择性 n⁺-Poly-Si存在:在晶硅界面处能带弯曲，导致界面处电子的累积和空穴的减少，从而达到钝化效果
n-HJT			<ul style="list-style-type: none"> 由于能带弯曲，分别导致电池正背面的电子和空穴隧穿势垒不同；实现电子和空穴的全面选择性钝化接触

Q: TOPCon 电池有什么优势?

A:

TOPCon 具有低衰减, 转换效率高, 弱光响应好, 双面率高的优点, 与当前 PERC 产线兼容性好, 1GW 投资额少, 更易升级及扩大量产, 未来更具备量产竞争性。

Q: 正泰 N 型 TOPCon 组件产品核心技术有哪些?

A:

- 无损切割, 确保产品可靠性, 让“大”的设计成为可能;
- 小间距高密度, 提组件效率, 保产品良率。

正泰新能源自主研发生产的光伏组件创新性的采用高密度封装, 无损激光切割, 多主栅技术, 高效纳米增透等技术。ASTRO 5 PERC 系列组件量产功率已达 545W+, 组件转换效率达 21.5%+; ASTRO 6 PERC 单面单玻(ASTRO 6 Semi)和双面双玻(ASTRO 6 Twins), 最大功率分别达到 670W 和 660W, 效率最高可达 21.57%。

正泰新能源 中国能源网 2021-09-29

中国光伏多项指标世界第一!

9月5日,《人民日报》发布了我国非化石能源发电装机容量数据。数据显示,截至7月底,我国非化石能源发电装机容量 10.3 亿千瓦,同比增长 18.0%,相当于 40 多个三峡电站的装机容量,占全国发电总装机容量的 45.5%,同比提高 3.3 个百分点。我国清洁低碳化进程不断加快,水电、风电、光伏、在建核电装机规模等多项指标保持世界第一。

——清洁能源供给能力持续扩大。看装机规模,截至7月底,我国水电装机容量 3.8 亿千瓦,同比增长 4.9%;核电装机容量 5326 万千瓦,同比增长 9.2%;风电装机容量 2.9 亿千瓦,同比增长 34.4%;太阳能发电装机容量 2.7 亿千瓦,同比增长 23.6%;生物质发电装机容量 3409 万千瓦,同比增长 31.2%。看发电总量,上半年,水电、核电、风电、太阳能发电累计发电量同比增长 10.2%。看电力投资,前7月,水电、核电、风电等清洁能源完成投资占电源完成投资的 91.7%。

——清洁能源利用水平不断提升。上半年,全国主要流域水能利用率 98.43%,全国平均风电利用率 96.4%,全国平均光伏发电利用率 97.9%,分别较上年同期提高 0.07、0.3、0.07 个百分点。

——风电光伏装机布局不断优化。开发建设从资源集中地区向负荷集中地区推进,从集中连片为主向集中与分散发展并举转变。从上半年风电新增装机容量看,中东部和南方地区占比约 59%,“三北”地区占比约 41%。光伏方面,上半年新增装机容量较高的区域为华北、华东和华中地区,分别占全国新增装机容量的 44%、22%和 14%。户用光伏项目新增装机容量 586 万千瓦,占光伏新增装机容量的 45%,成为一个亮点。

——煤电清洁高效利用有力推进。截至去年底,煤电装机容量占比首次降至 50%以下,实现超低排放的煤电机组达到约 9.5 亿千瓦。今年前7月,全国供电煤耗率为 303 克/千瓦时,同比下降 1 克/千瓦时。

国家能源局负责人表示,接下来要加快煤炭减量步伐,严控煤电项目;加快发展风电、太阳能发电等非化石能源发电,不断扩大绿色低碳能源供给,“十四五”时期风电光伏要成为清洁能源增长的主力。

人民日报 2021-09-23

海洋能、水能

抽水蓄能产业筹划两个翻番

为推进抽水蓄能快速发展，适应新型电力系统建设和大规模高比例新能源发展需要，国家能源局近日发布《抽水蓄能中长期发展规划（2021—2035年）》（以下简称《规划》）提出，按照能核尽核、能开尽开的原则，在规划重点实施项目库内核准建设抽水蓄能电站。到2025年，抽水蓄能投产总规模较“十三五”翻一番，达到6200万千瓦以上；到2030年，抽水蓄能投产总规模较“十四五”再翻一番，达到1.2亿千瓦左右。

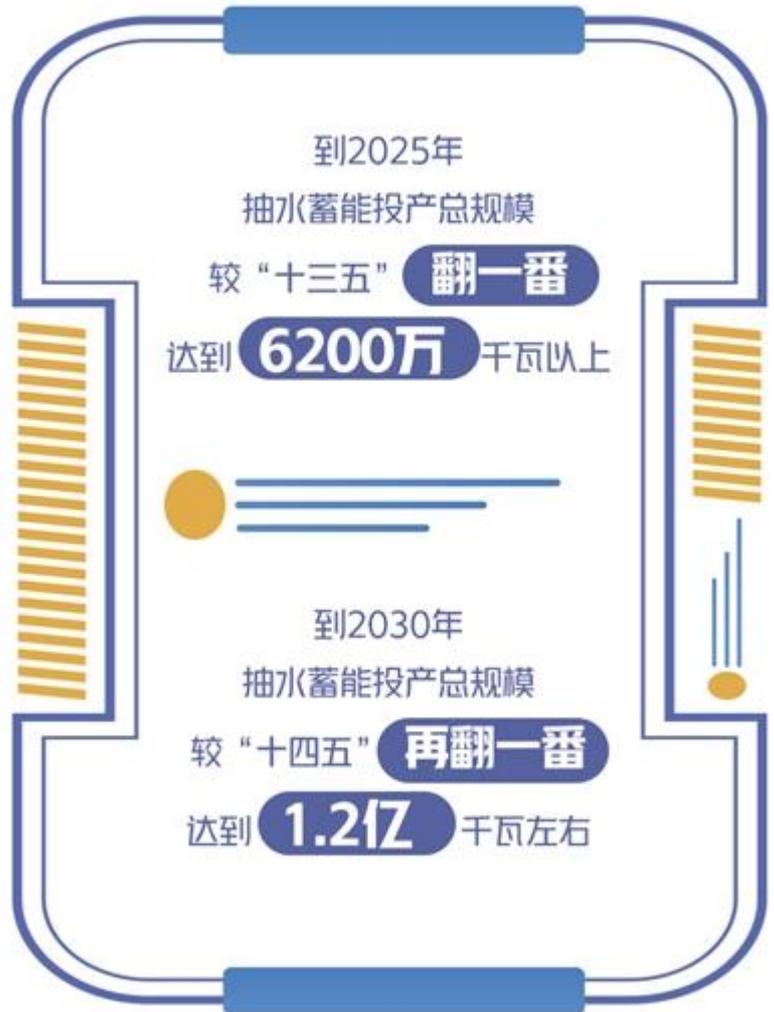
抽水蓄能具有调峰、填谷、调频、调相、储能、事故备用和黑启动等多种功能，是当前技术最成熟、经济性最优、最具备大规模开发条件的电力系统绿色低碳清洁灵活调节电源。当前我国正处于能源绿色低碳转型发展的关键时期，风电、光伏发电等新能源大规模高比例发展，对调节电源的需求更加迫切，构建以新能源为主体的新型电力系统对抽水蓄能发展提出更高要求。

“2009年国家能源局布置开展了一轮抽水蓄能选点规划，提出的项目总装机容量1.2亿千瓦，目前已建及在建项目总装机规模约9000万千瓦，剩余抽水蓄能项目储备仅有3000万千瓦，已不能满足‘十四五’时期及未来电力系统需求。”国家能源局总工程师向海平坦言。

《规划》提出了抽水蓄能发展主要任务。一是做好资源站点保护，为抽水蓄能预留发展空间；二是加强规划站点储备和管理，滚动开展抽水蓄能站点资源普查和项目储备工作；三是积极推进项目建设，加强项目优化布局和工程建设管理；四是因地制宜开展中小型抽水蓄能建设，探索推进水电梯级融合改造，加强科技和装备创新；五是建立行业监测体系，按年度发布抽水蓄能发展报告。

“此次《规划》内容呈现4个首次。”国家能源局新能源和可再生能源司副司长任育之介绍，首次将抽水蓄能作为一个完整的产业，从产业资源、产业能力、产业目标和产业管理等方面进行了系统分析和阐述；首次在全国范围内进行资源普查，为整个行业发展奠定了基础；首次提出了抽水蓄能项目库概念，方便各地根据需要选择发展；首次将中小微抽水蓄能和常规水电项目融合改造纳入国家级规划，目前已建及在建抽水蓄能电站装机容量多数是30万千瓦以上，今后将鼓励因地制宜建设中小微型抽水蓄能电站，也可以跟常规水电结合，进行融合性改造，抽水蓄能的概念得到了扩大。

记者了解到，新建立的抽水蓄能中长期发展项目库，对满足规划阶段深度要求、条件成熟、不涉及生态保护红线等环境制约因素的项目，按照应纳尽纳的原则，作为重点实施项目，纳入重点实



施项目库，此类项目总装机规模 4.21 亿千瓦；对满足规划阶段深度要求，但可能涉及生态保护红线等环境制约因素的项目，作为储备项目，纳入储备项目库，这些项目待落实相关条件、做好与生态保护红线等环境制约因素避让和衔接后，可滚动调整进入重点实施项目库，此类项目总装机规模 3.05 亿千瓦。

面对 2030 年 1.2 亿千瓦的装机规模，我国抽水蓄能产业能力能否支撑大规模发展？国家能源局新能源和可再生能源司水能处处长韩江舟表示，我国抽水蓄能电站的设计、施工、制造能力都排在全球前列，全国从事抽水蓄能相关研究设计的人员就超过 4 万人，在施工方面，中国电建、中国能建等企业能力都很强。考虑到大批项目短期内集中开工，在水轮机组制造方面可能出现产能不足的情况，对哈电集团、东方电气等装备制造企业形成压力。

“由于抽水蓄能电站建设周期长，有足够的时间准备，我们会采取错峰投产、错峰安装等措施做到均衡开工，以保障产业有序发展。”向海平表示。

《规划》还提出了落实好本轮规划的要求。一是建立滚动调整机制。对储备项目库中的项目，在落实相关条件、做好与生态保护红线等环境制约因素避让和衔接后，可调整进入重点实施项目库。此外，各省（区、市）也可根据需要在不同五年计划中前后调整项目。二是促进市场化发展。规划提出研究简化储能新技术示范项目审批程序，稳妥推进以招标、市场竞价等方式确定抽水蓄能电站项目投资主体，鼓励社会资本投资建设抽水蓄能。

向海平表示，我们希望通过本轮规划，为实现“双碳”目标助力，为构建新型电力系统奠定基础。到 2035 年，形成满足新能源高比例大规模发展需求的，技术先进、管理优质、国际竞争力强的抽水蓄能现代化产业，培育形成一批抽水蓄能大型骨干企业。

王轶辰 中国经济网—《经济日报》 2021-09-16

抽水蓄能迎来大“爆发”未来的路要怎么走？

日前，国家能源局发布《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035 年）》（以下简称“《规划》”），未来十年，抽水蓄能行业将迎来高速发展。面对这一行业变局，抽水蓄能的投资方、设备制造企业、设计单位将如何应对？又有哪些规划？

9 月 17 日，中国水力发电工程学会、水电水利规划设计总院共同主办的抽水蓄能产业发展座谈会议在京举行，多位行业专家及企业负责人齐聚一堂，探讨抽水蓄能行业未来的发展之路。

抽水蓄能综合优势显著 未来将迎来大爆发

日前，国家能源局发布《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035 年）》，到 2025 年，抽水蓄能投产总规模 6200 万千瓦以上；到 2030 年，投产总规模 1.2 亿千瓦左右。截至 2020 年底，我国抽水蓄能电站总装机规模 3149 万千瓦。也就是说，未来十年，我国抽水蓄能装机将增长近 3 倍。

“双碳”目标下，将有更多新能源接入电网，这对电网的可靠性提出了更高的要求。针对新能源装机的快速增长，需要配备更多调峰电源保障电网安全，而抽水蓄能是电力系统重要的调峰电源之一。

水电总院总工程师彭才德表示：“抽水蓄能是‘构建以新能源为主体的新型电力系统’的关键支撑，与其他调峰、储能措施相比综合优势显著，是目前技术成熟可靠、最具大规模开发、经济高效的绿色储能手段。”

中国水力发电工程学会副秘书长张博庭在专题科普报告中指出，现阶段由于我国电网中有大量过剩煤电机组，在很多地方新建抽水蓄能电站的经济性可能难予保证，而由常规水电站改造的混合式抽水蓄能，往往运行成本比较低。要保证风、光入网，须特别重视龙头水库电站的建设和常规水电站的蓄能改造。

签约不断 行业龙头企业计划扩张装机及产能

其实，早在本轮抽水蓄能规划正式印发之前，抽水蓄能已有“爆发”趋势。相比“十三五”时期的缓慢增长，2021 年以来抽水蓄能项目签约不断，其中不仅有两大电网等电力央企的身影，许多地方电

力集团也加入到了抽水蓄能行业中。

在本次座谈会中，来自两大电网及三峡集团的抽水蓄能投资建设企业披露了未来的目标及发展方向。

据国网新源控股有限公司副总经理路振刚介绍，目前，国网新源公司运行抽水蓄能电站 21 座、容量 2122 万千瓦，在建抽水蓄能电站 30 座、容量 4218 万千瓦，储备资源超过 8000 万千瓦。预计“十四五”期间，国网新源公司新投产规模将超过 2000 万千瓦，“十五五”期间新投产规模可达 4000 万千瓦以上。

中国长江三峡集团有限公司副总工程师李斌介绍了三峡集团的战略布局。未来，三峡集团将在三北及沿海地区，围绕陆上新能源及海上风电大基地协同开发一批抽水蓄能项目，作为新能源规模化发展重要支撑；在长江沿线，利用已建巨型水电站的高坝大库资源，协同开发一批混合式抽水蓄能，打造世界最大的沿江清洁能源走廊。

南方电网调峰调频发电有限公司副总经理李定林表示，南方电网公司将抽水蓄能电站建设作为重大工作事项，由公司总部进行统筹管理，制定电站项目开发建设行动方案，明确各项工作目标节点。

抽水蓄能行业迎来“爆发”，相应的装备制造能力也急需提升。东方电机、哈尔滨电机厂的负责人表示，两家公司均有扩产计划。东方电机将加大生产瓶颈攻关力度，确保年产能短期内提升至 15 至 20 台套。目前，哈尔滨电机厂通过多项扩产措施，已具备年产 20 台大型抽水蓄能机组的制造、交付、安装服务能力。

值得注意的是，针对《规划》中提到的“因地制宜开展中小型抽水蓄能建设”，东方电机已有计划开展相关研究。东方电气集团东方电机有限公司副总经理尹国军表示，将加快研制 50MW 等级分布式抽水蓄能机组。

哈尔滨电机厂有限责任公司副总经理陶星明同时建议，根据总体规划，应在年度实施中掌握好一定的节奏，避免短时间的密集交付。

随着抽水蓄能装机扩张，或将有更多企业参与到这一行业中，也需要更多的监管机制。中国电建集团北京勘测设计研究院有限公司副总经理陈永兴表示，与地方政府签订开发协议的投资企业在资金能力、建管水平等方面良莠不齐，建议下一步通过竞价招标等方式确定投资主体，避免较差站址的无序开发。同时，建议推广工程总承包（EPC）建设模式，促进设计、施工和设备制造的深度融合。

中国能源网 2021-09-22

国网武威供电公司：武威黄羊站点正式列入全国抽水蓄能规划“十四五”重点实施项目

9月28日，从国家能源局网站获悉，国网武威供电公司积极谋划推动的武威黄羊 160 万千瓦抽水蓄能站点已正式纳入《全国新一轮抽水蓄能中长期规划》，并列为全国抽水蓄能规划“十四五”重点实施项目。目前投资方已委托勘测设计单位开展项目预可研编制工作，项目建成后将与武威市风、光、核、火等能源资源配合，进一步保障以新能源为主体的新型电力系统安全稳定运行。

2020年4月以来，武威公司积极配合国网甘肃省电力公司和中国电建集团西北勘测设计研究院有关专家开展“十四五”抽水蓄能水电站选址普查，对天祝冰沟河、凉州区大井沟、西营水库和黄羊水库现场实地勘测，最终选定较为理想的黄羊水库附近点和西营水库附近点作为抽水蓄能电站预选站点。在2020年12月启动的全国新一轮抽水蓄能中长期规划（2021-2035年）资源站点普查中，综合考虑地理位置、地形地质、水源条件、水库淹没、环境影响、工程技术条件等因素，共普查筛选资源站点1500余个，武威黄羊160万千瓦站点与昌马（玉门）120万千瓦、张掖盘道山120万千瓦等11站点列入全省抽水蓄能规划“十四五”重点实施项目。

目前，武威黄羊160万千瓦抽水蓄能项目已进入项目预可研编制阶段。截至8月底，现场下库

勘探工作已完成，并开展上库勘探工作。上、下库累计完成勘探钻孔 25 个，共完成上、下库现场勘探钻孔深度 1350 米。计划 10 月下旬完成全部预可研编制现场勘探钻孔工作。经政府部门、武威供电公司、投资方和设计单位商定，今年年底完成预可研报告编制工作，明年初审查通过后，立即进入可研编制阶段。

当前正处于能源绿色低碳转型发展关键时期，金（昌）武（威）张（掖）地区千万千瓦级风光互补发电基地建设和河西第二条特高压外送通道配套建设，风、光等新能源大规模高比例发展，迫切需要有灵活调节能力的电源做好辅助服务，以完善新能源为主体的新型电力系统。抽水蓄能电站作为现代智能电网新型电力系统的重要支撑，具有清洁低碳、安全可靠和智慧灵活等优势。武威黄羊 160 万千瓦抽水蓄能项目全部建成投产后，预计年发电量 17 亿千瓦时左右，年抽水电量 21 亿千瓦时左右，从而更好的服务于“碳达峰、碳中和”目标并有效助推武威公司“十四五”发展规划落地实现。

朱绍唐 中国能源网 2021-09-30

风能

中国连续三年引领全球海上风电增长

近日，全球风能理事会发布报告指出，尽管去年受新冠肺炎疫情影响，全球海上风电新增装机容量增速有所减缓，但预计今年内，全球海上风电新增装机容量将在去年基础上增长一倍以上，有望创下历史最高纪录。其中，中国海上风电装机增速尤为引人注目，去年以年增 300 万千瓦的速度连续第三年成为全球最大的海上风电市场。

中国又一次领跑

在今年 9 月刚刚发布的《2021 全球海上风电报告》（下称“报告”）中，全球风能理事会称，2020 年，中国海上风电新增装机并网容量达到了 300 万千瓦，占去年全球海上风电新增装机总量的 49%。全球风能理事会预测，今年内，中国海上风电装机总量很可能将超过英国，成为全球海上风电装机容量最大的国家。

报告数据显示，2020 年，荷兰是全球海上风电新增装机排名第二的国家，去年海上风电新增装机近 150 万千瓦；排名第三的是比利时，新增装机 70.6 万千瓦。从区域来看，2020 年欧洲市场保持稳定增长，而北美地区装机增长相对较慢，总计仅有 4.2 万千瓦海上风电并网。全球风能理事会预计，北美海上风电市场规模将在 2023 年后快速扩张。

从全球范围来看，2020 年全球海上风电新增装机容量为 610 万千瓦，略低于 2019 年的 624 万千瓦，年度新增装机容量创历史上第二高。而今年，全球海上风电新增并网容量有望超过 1200 万千瓦，中国仍将是贡献最多增量的国家。全球风能理事会预测，由于业界普遍认为海上风电电价补贴明年后将取消，今年中国海上风电将进入“抢装期”，新增装机有望超过 750 万千瓦。

全球风能理事会的数据显示，在过去的 10 年里，全球海上风电市场的年增速约为 22%，截至 2020 年底，全球海上风电总装机量为 3500 万千瓦，其中，欧洲装机容量占比达 70%。与此同时，亚洲海上风电装机在去年底迎来了“里程碑”式突破，总量超过 1000 万千瓦。

降本压力推动风机创新

全球风能理事会首席执行官 Ben Backwell 表示，全球海上风电产业未来将维持高速增长，并将继续“降低价格、突破风机高度和海洋深度”，同时也将带来较高的社会经济效益。

不过，报告也指出，海上风电产业目前仍面临较大的成本压力，新一代海上风机技术成为行业降本的关键。其中，大兆瓦机组是当前行业内普遍认可的降本利器。全球风能理事会分析指出，大兆瓦机组将利用更大叶片、更高塔筒提高风机单机功率，大规模应用大兆瓦机组还将有助于减少基

座、海底电缆等基础设施建设的投资，从整体上降低海上风电度电成本。

全球风能理事会在报告中指出，1991年，全球首座海上风电机组的装机容量仅为450千瓦，时至今日，海上风机单机容量已大幅提升，西门子歌美飒、维斯塔斯等国际风机制造商已陆续推出了15兆瓦的海上风机机型。今年8月，中国整机商明阳智能更是推出了16兆瓦海上风机，创下当下全球海上风机单机容量之最。

值得注意的是，报告指出，除大容量机组外，另一值得关注的海上风机创新技术是直驱中速传动风电机组，这一技术在10兆瓦及以上的大兆瓦风机中有较大的应用前景。

全球风能理事会海上风电专家Henrik Stiesdal预测，下一代海上风机单机容量有望达到20兆瓦，转子直径或将达到275米。同时，报告预测，单机容量为17兆瓦、转子直径超过250米的海上风电场有望在2035年前后正式投入使用，一旦达成，海上风电的成本将进一步下降。

然而，Henrik Stiesdal也指出，海上风机技术目前仍面临着发展瓶颈，现存海上风电供应链以及基础设施不足、原材料短缺、物流运输存在短板等因素都可能限制海上风机技术的发展。

现有规划难以满足降碳需求

据报告预测，在各国现有的海上风电政策框架下，未来10年，全球将新增海上风电装机2.35亿千瓦，相当于在现有规模上翻七倍以上。与去年该机构发布的报告相比，本次预测将未来十年的装机预期上调了15%。

虽然海上风电装机规模增速可观，但报告同时指出，目前这一增速尚难以满足既定的气候目标。

根据国际能源署及国际可再生能源署发布的最新测算，如果要达到将地球温升控制在1.5°C以内的目标，全球海上风电装机需要在2050年达到20亿千瓦，但根据全球风能理事会的估算，现在全球装机量还不到这一目标的2%，即使到2030年，全球海上风电预测装机量也只能达到这一目标的13%。

为此，全球风能理事会呼吁，尽管过去一年中，全球海上风电装机保持稳定增长势头，但各国仍需要更积极地推进海上风电发展以帮助实现碳减排目标。

西门子歌美飒可再生能源海上业务部门首席执行官Marc Becker建议，不论是成熟还是新兴的海上风电市场，需要更加明晰的海上风电产业政策指导和监管框架，各国政府应与业界合作，降低海上风电项目的建设周期，同时成熟市场应该更多分享实践经验和教训，帮助新兴市场建立一个合理且最优的海上风电市场机制。

该报告同时强调，为实现零碳目标，各国政府需要改善海上风电产业发展的政策环境，简化规划审批流程，创造良好的市场环境，并加强对电网等相关基础设施的投入。

本报记者 李丽旻 中国能源报 2021-09-20

我国大兆瓦海上风机关键技术取得新突破

近日，我国大兆瓦海上风机关键技术取得新突破，中国船舶集团海装风电股份有限公司（以下简称“中国海装”）H210-10兆瓦海上风电机组顺利下线，这也标志着江苏省重点研发计划“10兆瓦级中速传动海上风电机组轻量化设计及状态评估关键技术”（简称“10兆瓦”重点课题）取得突破进展。

记者了解到，H210-10兆瓦机组采用了高可靠、高承载、易拆卸中速传动链集成式结构，提升了机组可利用率、可制造性、可维护性；机组通过先进的电动双驱变桨技术，提高了变桨系统驱动能力和安全水平，采用了智能降载减振与稳定运行控制技术，实现了机舱轻量化设计目标，持续引领国内海上风电整机装备技术的发展趋势，实现了多项技术突破。

业内人士认为，H210-10兆瓦机组代表并持续引领了国内海上风电技术的发展方向，加速我国海上风电大规模平价上网的早日实现。

实现技术突破，填补国内空白

“10兆瓦”重点课题是华能江苏清洁能源分公司牵头，依托华能海上风电科学技术研究有限公司，

联合中国海装、华能清洁能源技术研究院和东南大学开展的江苏省重点研发项目，将通过研究形成整机、部件和基础的轻量一体化设计技术；轻量化易拆卸中速传动链机-电-控耦合系统设计方法；基于多源信息融合与数据驱动的关键部件状态评估方法等关键技术。H210-10 兆瓦机组搭载课题多项先进研究成果，填补了我国在功率超 10 兆瓦、叶片超 100 米的海上风电机组方面的研制空白，提升了我国海上风电领域自主创新与国际技术引领能力，是目前国内风轮直径最大、功率最大的增速型海上风电机组。在年平均风速 10 米/秒条件下，H210-10 兆瓦比 H151-5 兆瓦机组发电量提升了 98%。

谈及 H210-10 兆瓦机组在海上风电领域取得的技术突破，中国海装相关人士在接受本报记者采访时表示，该机组在研发过程中秉承平台化、模块化设计理念，相继攻克了 100 米级超长柔性碳纤维叶片的气弹稳定性设计、整机-部件-基础一体化建模仿真计算、智能传感降载减振设计、易拆卸集成式传动链设计、双驱电动变桨设计、超大型机组运输吊装等多项关键技术难题。在基础结构设计方面，华能清洁能源技术研究院相关人士介绍，10 兆瓦级单桩基础应用整机-部件-基础一体化建模仿真计算技术可以实现基础重量大幅降低，进一步压缩建设成本。

同时，该人士透露，中国海装还在加紧研制更大兆瓦海上风电机组，其中 16 兆瓦机组采用第三代中速集成技术路线，攻克高功率密度传动链技术，具有度电成本低、吊装难度低和周期短、可靠性高等优势。该人士表示：“中国海装开展 16 兆瓦海上风电机组的开发与研制，将抢占风电产业的制高点；同期，我们还在开展 16 兆瓦海上风电机组集团内产业链布局，形成以大型海上风电机组批量应用效应，预计‘十四五’末带动风电装备达到 300 亿产值。”

依托科技创新，助力平价上网

我国海上风电中央财政补贴将于 2022 年全部取消，如何降低全生命周期的度电成本、提升发电量成为行业关注的焦点，降低整机装备成本、助力海上风电尽快实现平价上网将成为海上风电行业的主要发展方向。在业内人士看来，当前机组大型化成为了推动海上风电降本的技术手段之一。

此次下线的中国海装 H210-10 兆瓦机组核心零部件除轴承外均实现国产化，在整机国产化率方面也实现了新突破，是未来支撑我国海上风电平价上网的重要机型。“10 兆瓦机组秉承平台化、模块化设计理念，在适应性修改的基础上风轮直径可提升至 270 米，功率等级兼容 6-16 兆瓦，基础型式兼容固定式和漂浮式，可实现我国滩涂、近海、深远海等各类风区海域的全覆盖。”上述人士说，“该机组将有力支撑我国海上风电大规模平价上网，对促进国家能源结构转型，加快实现碳达峰、碳中和目标具有深远意义。”

今年 5 月 22 日，中国华能牵头，与中国海装联合研制的国内首台华能-海装 H171-5 兆瓦型国产化高速永磁式海上风力发电机组在江苏如东基地成功生产下线，标志着国内首次全面掌握了海上风电机组关键部件的核心技术，打破了国外的技术垄断和封锁，对实现海上风电全产业链国产化，实现海上风电平价意义重大。

上述人士表示：“另外，政策层面建议国家推出更加积极的中长期产业发展规划，释放出加快风电发展的强烈信号，以此提振市场信心，吸引更多的资金投入其中；另一方面，建议尽快推行强制性的可再生能源电力配额制、绿色电力证书交易等配套机制，不断提高各个领域的绿色电力消费比重，为产业发展打开新的空间。”

坚持自主创新，提升技术引领能力

记者了解到，中国华能与中国海装在风电整机自主研发和科技创新方面有着广泛和深入的合作。华能江苏清洁能源分公司坚定实施华能集团东线战略，始终聚焦海上风电重大发展战略，结合重大工程建设和生产运维需求，布局海上风电领域前沿科技项目，着力解决海上风电核心技术“卡脖子”问题。今后华能江苏清洁能源分公司将持续加强与中国海装等行业内优秀企业、科研院所的合作，共同推进前瞻性技术统筹研发和规模化资源优化开发，依托华能集团产业链“链长”作用，助力行业提升海上风电国产化、定制化水平，在海上风电科技创新道路上走向深入。

据上述人士介绍，中国海装坚持按“一个中心（国家海上风力发电工程技术研究中心）和三大板块（制造板块、工程板块、新能源应用系统集成板块）”的产业布局，以创新引领的模式带动了全产

业链发展。“未来，中国海装将依托国家海上风力发电工程技术研究中心和国家企业技术中心，以技术创新为引领，将技术进步作为降低整机装备成本的核心关键要素，实施降本工程；实施‘穿透式’供应链管理战略，降低关重零部件成本。”

姚美娇 中国能源报 2021-09-27

年等效利用小时数提升 95%，深度技改助老旧风场重塑价值

河北省围场县某 750kW 机组风电场，自样机技改完成一年后，技改机组的年等效利用小时数较历史同期提升 95%，每年可为风电场增加 70 万元的净利润。

该项目中应用的 750T 深度技改解决方案，为 750kW 机组风电场的存量资产增值提供了最佳实施路径。

位于河北省承德市最北端的围场县，是我国风能资源最为丰富的地区之一，某清洁能源领军企业投资建设的 750kW 机组风电场（下称“该风电场”）即坐落于此。

2008 年，该风电场一期项目装备的数台金风 GW750 机组全容量并网，至今已平稳运行近 13 年，持续向华北电网输送着清洁高效的绿色能源。

该风电场负责人表示：“和国内大多数在 2010 年之前投运的风电场类似，这里的风资源优势得天独厚，上网电价是 0.54 元/kWh，可以说是享有着‘政策红利’。”

然而，随着风机技术进步以及产业链发展，新机型的风能利用效率稳步提升。相比之下，投运 13 年的老旧风场就显得相对“落伍”，以当前主流技术对存量机组进行系统性改造，挖潜技术进步红利，助力存量资产提质增效，大有可为。

改与不改，进退两难

据了解，目前老旧风场的置换升级，“以大代小”是业主普遍选择的解决方案之一。但有业内专家指出，老旧风场在置换机组上需直面“政策”和“财务”两方面的风险。老旧机组技改需从地方电网消纳能力、电力市场化程度、地方环评水保政策、土地的综合利用、拆除设备的循环利用、碳排放和交易等多维度评估经济性和社会效益，继而定制解决方案。

风电场面临着两难的选择：如果不做机组置换，随着服役时间的增长，设备老化、零部件故障等一系列影响机组可利用率和运营效益的问题会日益突出；如果实施增容更新，首先要参照新建风电项目实施核准管理，其次，在增容的实施中，征地、环评等审批流程复杂、漫长。而旧机组剩余价值未有效发挥和新机组制造带来的增量碳排放，也是资源浪费，这也是有担当的清洁能源发电企业在业务决策时需要重点考量的问题。

换型改造，提档升级

平价上网时代，如何以最少的投入成本，借助现有的优质风资源和电价优势获取更高收益，是早期投运的兆瓦级以下机组风电场业主的核心诉求。

对此，北京金风慧能技术有限公司（下称“金风慧能”）早在 2018 年就组织了 20 余人的研发团队，对 750kW 老旧机组进行提质增效攻关。依托金风科技 1.5MW 直驱机组产品平台，开发出“750T 深度技改解决方案”（下称“750T 方案”）。

750T 方案的核心是利用原机位点，将定桨失速型风机升级为变桨变速型风机，更换叶轮，使叶片直径增至 77 米，扫风面积增大 137%，从而大幅度提升低风速段的发电功率和风能转换效率。

金风慧能风机优化产品线总监岳健表示：“750T 方案可在不改变单机容量的前提下，保留原基础、大部分塔筒和机舱，有效提升发电量和机组安全性，实现友好并网，是适合该风电场的最佳解决方案。”

他进一步表示：“事实上，750T 方案还可以帮助提高老旧风场全面梯次技改的经济性。该方案更换的直径 77 米叶片可以采用临近风电场 GW77-1.5MW 机组的叶片，而 GW77-1.5MW 机组叶片可替换为直径 87 米叶片，从而大幅提高两个风电场的总收益，而技改总投入降到最低。随着我国存量

风电项目逐年增加，梯次技改市场前景可期。”

科学部署，高效实施

老旧机组，早改早受益。

金风慧能在对该风电场全场数十台机组的历史运行数据，以及各个机位点的风速进行对比分析后，基于为项目业主解决燃眉之急、提升电场安全性和将技改效果最大化这几考虑，双方共同敲定：选定其中一台故障频次最高且实测风速最低的机组作为技改机组。

该方案既能解决业主的现实需求，又能与现场风资源条件充分结合，发挥 750T 方案“提升全风速段、特别是低风速段发电功率”的核心优势。

技改的实施周期每缩短一天，就能为风电场多创造一天的发电收入。

“750T 方案已经应用在国内很多项目中，积累了丰富的实施经验。为了给项目业主减少停机损失，我们在确保施工安全和质量的前提下，采用科学的施工部署与合理的人员、物料安排，将技改的作业周期从 10 天压缩到了 7 天”，岳健在回顾此次技改项目时特别强调，“每次技改项目的实施，都是一场与时间的赛跑。”

该风电场负责人也由衷地赞叹：“从主吊进场到并网运行，只用了 7 天时间，这个效率确实超出我们的预计。比原计划提前 3 天并网，仅这一项就带来近万元的发电收入，技改节省的工期，对我们来说就是真金白银。”

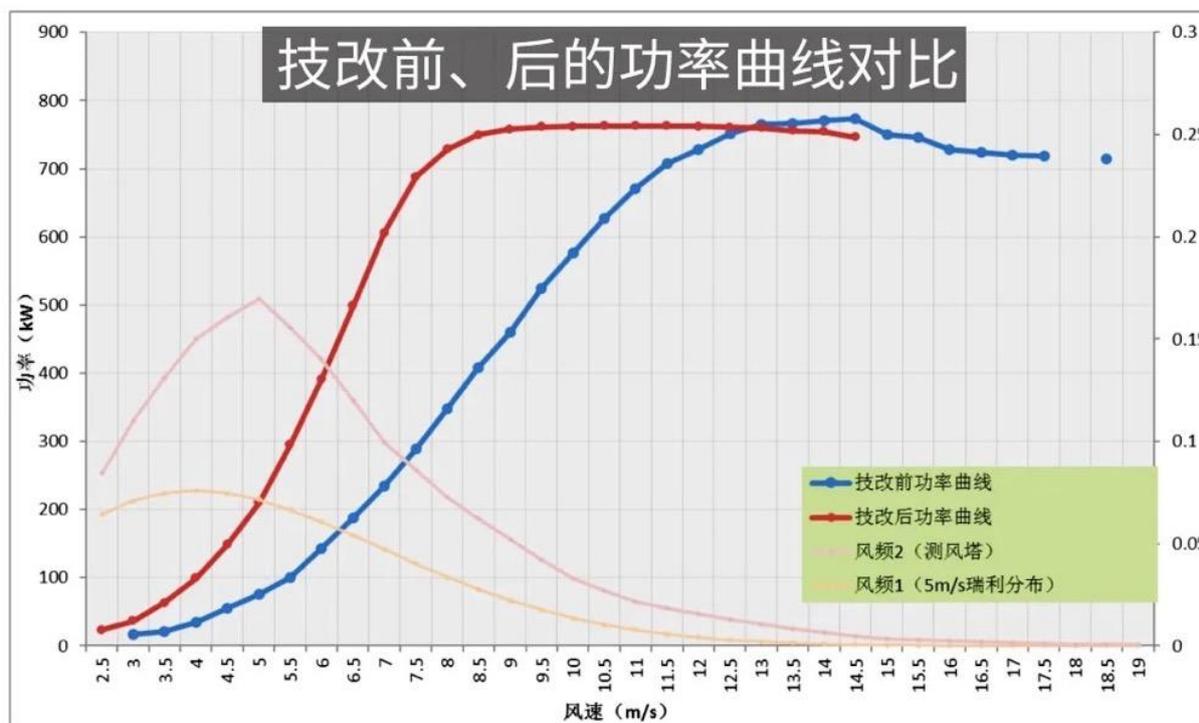
技改效果，立竿见影

各项数据和测试结果表明，750T 方案的科学性和有效性在样机改造中得到了充分印证。

该风电场负责人表示，技改机组在风资源利用率、发电量收入和并网性能方面都有显著的提升。尤其是在发电量和收益提升层面，与原机组历史发电数据对比显示，技改机组的年等效利用小时数提升 95%，每年可增加 70 万元的净利润。

技改机组为何能展现出这样的成效？

首先，在发电量提升层面，由于变桨变速技术和最优控制策略的助力，机组在全风速段、特别是低风速段的发电功率和风能转换效率得到显著提升。



对比技改前、后的功率曲线，可以发现：在额定风速以下时，机组变速运行，实现了最佳的连续路径控制；在额定风速以上时，机组采用变桨运行，基本维持满发功率。

在风能利用率方面，除了扫风面积增大之外，在偏航自校正技术的作用下，风轮能够准确偏航对风，提升了机组捕获风能的能力。

而新增的变流器，使机组具备了“一次调频”“高穿”等功能，实现友好并网；振动控制技术的应用，抑制了机组的振动水平，提升了机组的稳定性和耐久性。

同类风场，广泛适用

更重要的是，750T 方案不仅适用于这一家风电场，对于国内的 750kW、780kW、850kW 机组老旧风场同样适用，是最兼具经济性和环境性考量的解决方案。

750T 方案已经在内蒙古达茂、湖北大悟、辽宁铁岭等多地的 750kW 机组风电场得到成功应用，不但延长了机组的服役时间，更有效提升了发电量，实现新能源友好并网。

据统计，在上述项目中，750T 方案的增量全投资内部收益率可达到 10%至 16%，为老旧风电场资产增值注入了新的活力。

来源：金风科技微平台 中国能源网 2021-09-29

全球海上风电，中国再次领跑！

近日，全球风能理事会发布报告指出，尽管去年受新冠肺炎疫情影响，全球海上风电新增装机容量增速有所减缓，但预计今年内，全球海上风电新增装机容量将在去年基础上增长一倍以上，有望创下历史最高纪录。

其中，中国海上风电装机增速尤为引人瞩目，去年以年增 300 万千瓦的速度连续第三年成为全球最大的海上风电市场。

中国又一次领跑

在今年 9 月刚刚发布的《2021 全球海上风电报告》（下称“报告”）中，全球风能理事会称，2020 年，中国海上风电新增装机并网容量达到了 300 万千瓦，占去年全球海上风电新增装机总量的 49%。全球风能理事会预测，今年内，中国海上风电装机总量很可能将超过英国，成为全球海上风电装机容量最大的国家。

报告数据显示，2020 年，荷兰是全球海上风电新增装机排名第二的国家，去年海上风电新增装机近 150 万千瓦；排名第三的是比利时，新增装机 70.6 万千瓦。从区域来看，2020 年欧洲市场保持稳定增长，而北美地区装机增长相对较慢，总计仅有 4.2 万千瓦海上风电并网。全球风能理事会预计，北美海上风电市场规模将在 2023 年后快速扩张。

从全球范围来看，2020 年全球海上风电新增装机容量为 610 万千瓦，略低于 2019 年的 624 万千瓦，年度新增装机容量创历史上第二高。而今年，全球海上风电新增并网容量将有望超过 1200 万千瓦，中国仍将是贡献最多增量的国家。全球风能理事会预测，由于业界普遍认为海上风电电价补贴明年后将取消，今年中国海上风电将进入“抢装期”，新增装机有望超过 750 万千瓦。

全球风能理事会的数据显示，在过去的 10 年里，全球海上风电市场的年增速约为 22%，截至 2020 年底，全球海上风电总装机量为 3500 万千瓦，其中，欧洲装机容量占比达 70%。与此同时，亚洲海上风电装机在去年底迎来了“里程碑”式突破，总量超过 1000 万千瓦。

降本压力推动风机创新

全球风能理事会首席执行官 Ben Backwell 表示，全球海上风电产业未来将维持高速增长，并将继续“降低价格、突破风机高度和海洋深度”，同时也将带来较高的社会经济效益。

不过，报告也指出，海上风电产业目前仍面临较大的成本压力，新一代海上风机技术成为行业降本的关键。其中，大兆瓦机组是当前行业内普遍认可的降本利器。全球风能理事会分析指出，大兆瓦机组将利用更大叶片、更高塔筒提高风机单机功率，大规模应用大兆瓦机组还将有助于减少基座、海底电缆等基础设施建设的投资，从整体上降低海上风电度电成本。

全球风能理事会在报告中指出，1991 年，全球首座海上风电机组的装机容量仅为 450 千瓦，时

至今日，海上风机单机容量已大幅提升，西门子歌美飒、维斯塔斯等国际风机制造商已陆续推出了 15 兆瓦的海上风机机型。今年 8 月，中国整机商明阳智能更是推出了 16 兆瓦海上风机，创下当下全球海上风机单机容量之最。

值得注意的是，报告指出，除大容量机组外，另一值得关注的海上风机创新技术是直驱中速传动风电机组，这一技术在 10 兆瓦及以上的大兆瓦风机中有较大的应用前景。

全球风能理事会海上风电专家 Henrik Stiesdal 预测，下一代海上风机单机容量有望达到 20 兆瓦，转子直径或将达到 275 米。同时，报告预测，单机容量为 17 兆瓦、转子直径超过 250 米的海上风电场有望在 2035 年前后正式投入使用，一旦达成，海上风电的成本将进一步下降。

然而，Henrik Stiesdal 也指出，海上风机技术目前仍面临着发展瓶颈，现存海上风电供应链以及基础设施不足、原材料短缺、物流运输存在短板等因素都可能限制海上风机技术的发展。

现有规划难以满足降碳需求

据报告预测，在各国现有的海上风电政策框架下，未来 10 年，全球将新增海上风电装机 2.35 亿千瓦，相当于在现有规模上翻七倍以上。与去年该机构发布的报告相比，本次预测将未来十年的装机预期上调了 15%。

虽然海上风电装机规模增速可观，但报告同时指出，目前这一增速尚难以满足既定的气候目标。

根据国际能源署及国际可再生能源署发布的最新测算，如果要达到将地球温升控制在 1.5°C 以内的目标，全球海上风电装机需要在 2050 年达到 20 亿千瓦，但根据全球风能理事会的估算，现在全球装机量还不到这一目标的 2%，即使到 2030 年，全球海上风电预测装机量也只能达到这一目标的 13%。

为此，全球风能理事会呼吁，尽管过去一年中，全球海上风电装机保持稳定增长势头，但各国仍需要更积极地推进海上风电发展以帮助实现碳减排目标。

西门子歌美飒可再生能源海上业务部门首席执行官 Marc Becker 建议，不论是成熟还是新兴的海上风电市场，需要更加明晰的海上风电产业政策指导和监管框架，各国政府应与业界合作，降低海上风电项目的建设周期，同时成熟市场应该更多分享实践经验和教训，帮助新兴市场建立一个合理且最优的海上风电市场机制。

该报告同时强调，为实现零碳目标，各国政府需要改善海上风电产业发展的政策环境，简化规划审批流程，创造良好的市场环境，并加强对电网等相关基础设施的投入。

李丽旻 中国能源网 2021-09-18

美国能源部称风能呈现创纪录增长

美国能源部近期发布 3 份报告显示，陆上风能创纪录增长、海上风电项目显著扩张、风电成本持续下降，奠定了拜登政府寻求加速可再生能源部署到 2035 年实现 100% 清洁电力目标的基础，未来将获得重大收益。能源部部长詹妮弗·格兰霍姆表示，“能源部将加倍努力在全国范围内部署更多风能项目，与此同时，寻求使涡轮机更便宜、更高效的技术”。

2020 年新增风电装机容量比其他能源都多，占美国新增装机容量的 42%。

美国能源部劳伦斯伯克利国家实验室编写的报告详细介绍了 2020 年新增公用事业规模陆上风电装机容量达到创纪录的 1.6836 万兆瓦，这意味着对新风电的投资达到 246 亿美元。在 16 个州，风能提供了总发电量的 10% 以上。值得注意的是，风能提供了爱荷华州 57% 的发电量，在堪萨斯州、俄克拉何马州、南达科他州和北达科他州，风能提供的电力超过 30%。2020 年，25 个州安装了新的公用事业规模的风力涡轮机。其中，得克萨斯州安装容量最大，为 4137 兆瓦。其他领先的州还包括爱荷华州、俄克拉何马州、怀俄明州、伊利诺伊州和密苏里州。这些州 2020 年增加了超过 1000 兆瓦的装机容量。

风力涡轮机的尺寸和功率不断增加，可以更低成本生产更多能源。新安装的风力涡轮机平均容

量比 2019 年增长了 8%，达到 2.75 兆瓦。风力涡轮机价格急剧下降，从 2008 年的 1800 美元/千瓦降为现在的 770~850 美元/千瓦。

据美国能源部太平洋西北国家实验室编写的《2021 年版分布式风电市场报告》统计，2020 年，11 个州共增加了 14.7 兆瓦的装机容量、1493 台涡轮机和 4100 万美元的分布式风电装置新投资。公用事业和工业客户在分布式风电装机容量中占比最大（分别为 58%和 37%）。小型风力改造，即安装在现有塔架和基础上的新涡轮机已变得越来越普遍。

中国石化新闻网 2021-09-18

分散式风电为什么不能整县推进？

在 9 月 10 日举行的第四届风能开发企业领导人座谈会上，国家能源局新能源和可再生能源司副司长王大鹏表示，要在中东南地区重点推进风电就地就近开发，在广大农村实施“千乡万村驭风计划”。

“千乡万村驭风计划”并非首次进入公众视野。今年 2 月，国家能源局就曾在《关于 2021 年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知（征求意见稿）》中提出，积极推进分布式光伏发电和分散式风电建设。结合乡村振兴战略，启动“千乡万村驭风计划”和“千乡万村沐光行动”。

面对分布式光伏“整县推进”的火爆，同属于分布式新能源、长期处于蓄势状态的分散式风电能否借助“驭风计划”乘风而起？

制约犹存，优势渐显

回望分散式风电的发展之路，并不平坦，甚至充满波折。

早在 2009 年，我国就提出分散式风电概念，2010 年开始着手进行相关研究，2011 已出台了相关规划。

作为分散式风电开发的“第一个吃螃蟹者”，华能新能源早在 2010 年，就于陕西的狼尔沟探索开展了分散式风电项目。

然而，10 年过去，“起了大早，赶了晚集”的分散式风电，既没有像集中式陆上风电和海上风电那样如火如荼发展起来，也没有像分布式光伏那样后来居上、一鸣惊人。

“项目颗粒度小、审批流程繁琐、地区规划滞后、用地受限、并网难，10 年前这些制约因素至今没有明显改善。”华能新能源相关负责人说。

改变也并非完全没有。

作为中国低风速风电技术的引领者和分散式风电的倡导者，5 年前远景就在江苏江阴建设了全国首个真正意义上的分布式风电项目群，对分散式风电市场有着深刻的洞察。

“首先，成本在下降，当初远景在江阴开发分布式风电时，度电成本至少 0.4—0.5 元，那时，单位千瓦造价达到 1 万元左右。现在，风机价格下降了很多，随着风机容量的增加，工程造价成本也迅速下降。如果把江阴项目推倒重新来做，度电成本可以下降到 0.2 元左右。显然，经济性更好了。”远景能源高级副总裁田庆军说。

实际上，相对于集中式新能源，以分散式风电为代表的分布式新能源无论是从能源安全角度，还是从经济性角度，都有独特优势。集中式新能源电站虽然开发成本低，但从包括运输成本等整个系统成本来看，反而可能高于分布式新能源。

不仅是电源，更是分布式系统

在碳达峰碳中和以及构建新能源为主体的新型电力系统语境下，对分散式风电的身份认知也有了新的变化。

在田庆军看来，分散式风电和集中式风场有本质区别，不能把其看作单独的电源，而应看作是源网荷储分布式系统，是新型电力系统的有机组成部分。

田庆军认为，无论是光伏“整县推进”还是分散式风电，要求电力开发商转型成为综合能源服务商，就不能满足于规模化开发新能源再卖给电网这一模式，必须独立拓展用户侧资源。

分布式电源就近消纳，天然地和终端用户有着紧密联系。“这种优势有利于分布式系统作为电力市场主体释放价值，推动隔墙售电和增量配网的实施，进一步优化电网结构，引导清洁能源参与电力市场良性竞争，从而真正构建以新能源为主体的新型电力系统。”田庆军坦言。

风电何时能够“整县推进”

从源网荷储分布式系统和新型电力系统建立的视角，大型国有电力开发商都日益对分布式新能源显现出极大热情，从此轮光伏“整县推进”就能观察到这一迹象。只是目前风电受制于相关的政策不完善，没有形成整县推动的阵势。

在业内看来，分布式光伏单体体量小，占用面积大，屋顶资源更琐碎；而风电占地面积小，单位土地的贡献率更高，这些比较优势也使得分散式风电会成为电力开发商今后的优选项。

当然，相比于分布式光伏，在广大农村地区发展分散式风电也有自身的困境。村庄的用电负荷往往较小，屋顶光伏的就地消纳一般不存在问题。但是，如果一个村子里放置两台 5 兆瓦风机，电源装机就很可能超出用电负荷需要。电力若无法就地消纳，还得考虑上网输送的问题。

田庆军认为，由于单体容量和项目颗粒度不同，分散式风电并不适合直接移植光伏“整县推进”的模式，而要在更大范围去统筹规划，如进行“整市推进”。“展开中国地图，每个城市外围都是一圈农村。这样的城镇布局结构决定了，可以整市规划，在城市周边的乡村开发分散式风电，以满足城市的用电需求。”

虽然不能直接复制光伏“整县推进”模式，但分布式光伏的很多发展经验仍值得分散式风电借鉴：光伏占用土地可以以租代征，项目实施备案制，核准周期能比风电短很多，并且有明确的政策支持整县推进光伏的电网接入。

在田庆军看来，“千乡万村驭风计划”要把乡村风电梦变成现实，必须像支持光伏一样，出台具体的配套的可落地政策，把政策目标层层分解到省、市、县各层级。“比如，在中东部地区电网坚强地区，6MW 以下分散风电参考分散式光伏采用备案制审批。如果政策这一端不够明确，开发商的热情就无法变成干劲。”

仲新源 中国能源网 2021-09-24

中国绿发发布数字化智慧型海上风电新成果

9月22日，中国绿发投资集团有限公司（以下简称“中国绿发”）“双碳行动 绿色发展”绿色低碳发展战略发布暨产业合作签约峰会在河北文安举行。会上中国绿发发布了“数字化智慧型海上风电最新成果”，以中国绿发江苏如东 H14#海上风电项目为案例，展示了中国绿发海上风电项目在规划、设计和运维各环节的科技创新和应用。

江苏如东 H14#海上风电项目围绕“绿色、低碳、科技”核心目标，利用数字技术，构建了以“1134”为架构原则的全生命周期数字化智慧型海上风电场，包括 1 个统一数据中心，1 个综合智慧化服务平台，“双碳节能、全生命周期、数字孪生”3 大设计理念和“全局监视、智能分析、基建管理、运维管理”4 大职能。

“数据中心解决了以往数据散落各系统，利用不足的问题，汇聚了各项目核心关键数据，为海量数据的快速处理奠定了坚实基础。”中国绿发相关负责人表示。

针对海上风电场海况复杂、安全风险高等问题，项目搭建了基于数字孪生的智慧海上风电场。综合协同指挥中心通过三维时空展示技术，搭建全域、全要素、全过程的数字可视化框架。BIM 技术将物理风场可视化、三维化、在线化，利用 VR 虚拟现实 360°沉浸式模拟仿真技术实现对海上风场布局，通过对物理风场的“数字孪生”，全面掌握海上信息。

为满足基建期及后期运维要求，该项目还首次利用基于“超视距”微波通讯技术，搭建海上风电无线网络架构主干链路及两条分支链路，实现无线覆盖，有效解决了海陆远距离通讯问题。针对海上风电行业特点，项目建立了工程建设指挥中心、三维数字化风场、工程项目管理系统、人员安全

和风场安防系统、海洋气象支撑系统五项基建管控平台，构建了“7+1”运维管控体系，通过智能化、可视化设备全面保障基建期、运维期风场安全。

据上述负责人介绍，如东 H14#海上风电项目能够全方位深度掌握风场区域内各类船舶动态及人员作业信息，保障海上风电施工作业、项目施工水域安全。

据介绍，该项目创造了多个国内首例，包括国内首个实现碳减排的海上风电场、首个基于数字孪生的智慧海上风电场、首个“超视距”微波通讯系统、首个海上风电安全管控平台。

业内人士认为，如东 H14#海上风电项目的成功并网发电，对于推动国内海上风电行业数字化、智慧化快速发展具有重要意义。

“作为肩负‘推进绿色发展 建设美丽中国’的央企，中国绿发将全面聚焦碳达峰、碳中和目标，推动科技创新驱动绿色发展，持续探索海上风电数字化创新，努力推进智慧型能源建设，以科技创新引领美好未来。”上述中国绿发负责人表示。

于孟林 中国能源网 2021-09-23

我国大兆瓦海上风机关键技术取得新突破

近日，我国大兆瓦海上风机关键技术取得新突破，中国船舶集团海装风电股份有限公司（以下简称“中国海装”）H210-10兆瓦海上风电机组顺利下线，这也标志着江苏省重点研发计划“10兆瓦级中速传动海上风电机组轻量化设计及状态评估关键技术”（简称“10兆瓦”重点课题）取得突破进展。

记者了解到，H210-10兆瓦机组采用了高可靠、高承载、易拆卸中速传动链集成式结构，提升了机组可利用率、可制造性、可维护性；机组通过先进的电动双驱变桨技术，提高了变桨系统驱动能力和安全水平，采用了智能降载减振与稳定运行控制技术，实现了机舱轻量化设计目标，持续引领国内海上风电整机装备技术的发展趋势，实现了多项技术突破。

业内人士认为，H210-10兆瓦机组代表并持续引领了国内海上风电技术的发展方向，加速我国海上风电大规模平价上网的早日实现。

实现技术突破，填补国内空白“10兆瓦”重点课题是华能江苏清洁能源分公司牵头，依托华能海上风电科学技术研究有限公司，联合中国海装、华能清洁能源技术研究院和东南大学开展的江苏省重点研发项目，将通过研究形成整机、部件和基础的轻量一体化设计技术；轻量化易拆卸中速传动链机-电-控耦合系统设计方法；基于多源信息融合与数据驱动的关键部件状态评估方法等关键技术。H210-10兆瓦机组搭载课题多项先进研究成果，填补了我国在功率超10兆瓦、叶片超100米的海上风电机组方面的研制空白，提升了我国海上风电领域自主创新与国际技术引领能力，是目前国内风轮直径最大、功率最大的增速型海上风电机组。在年平均风速10米/秒条件下，H210-10兆瓦比H151-5兆瓦机组发电量提升了98%。

谈及H210-10兆瓦机组在海上风电领域取得的技术突破，中国海装相关人士在接受本报记者采访时表示，该机组在研发过程中秉承平台化、模块化设计理念，相继攻克了100米级超长柔性碳纤维叶片的气弹稳定性设计、整机-部件-基础一体化建模仿真计算、智能传感降载减振设计、易拆卸集成式传动链设计、双驱电动变桨设计、超大型机组运输吊装等多项关键技术难题。在基础结构设计方面，华能清洁能源技术研究院相关人士介绍，10兆瓦级单桩基础应用整机-部件-基础一体化建模仿真计算技术可以实现基础重量大幅降低，进一步压缩建设成本。

同时，该人士透露，中国海装还在加紧研制更大兆瓦海上风电机组，其中16兆瓦机组采用第三代中速集成技术路线，攻克高功率密度传动链技术，具有度电成本低、吊装难度低和周期短、可靠性高等优势。该人士表示：“中国海装开展16兆瓦海上风电机组的开发与研制，将抢占风电产业的制高点；同期，我们还在开展16兆瓦海上风电机组集团内产业链布局，形成以大型海上风电机组批量应用效应，预计‘十四五’末带动风电装备达到300亿产值。”

依托科技创新，助力平价上网我国海上风电中央财政补贴将于2022年全部取消，如何降低全生

命周期的度电成本、提升发电量成为行业关注的焦点，降低整机装备成本、助力海上风电尽快实现平价上网将成为海上风电行业的主要发展方向。在业内人士看来，当前机组大型化成为了推动海上风电降本的技术手段之一。

此次下线的中国海装 H210-10 兆瓦机组核心零部件除轴承外均实现国产化，在整机国产化率方面也实现了新突破，是未来支撑我国海上风电平价上网的重要机型。“10 兆瓦机组秉承平台化、模块化设计理念，在适应性修改的基础上风轮直径可提升至 270 米，功率等级兼容 6-16 兆瓦，基础型式兼容固定式和漂浮式，可实现我国滩涂、近海、深远海等各类风区海域的全覆盖。”上述人士说，“该机组将有力支撑我国海上风电大规模平价上网，对促进国家能源结构转型，加快实现碳达峰、碳中和目标具有深远意义。”

今年 5 月 22 日，中国华能牵头，与中国海装联合研制的国内首台华能-海装 H171-5 兆瓦型国产化高速永磁式海上风力发电机组在江苏如东基地成功生产下线，标志着国内首次全面掌握了海上风电机组关键部件的核心技术，打破了国外的技术垄断和封锁，对实现海上风电全产业链国产化，实现海上风电平价意义重大。

上述人士表示：“另外，政策层面建议国家推出更加积极的中长期产业发展规划，释放出加快风电发展的强烈信号，以此提振市场信心，吸引更多的资金投入其中；另一方面，建议尽快推行强制性的可再生能源电力配额制、绿色电力证书交易等配套机制，不断提高各个领域的绿色电力消费比重，为产业发展打开新的空间。”

坚持自主创新，提升技术引领能力记者了解到，中国华能与中国海装在风电整机自主研发和科技创新方面有着广泛和深入的合作。华能江苏清洁能源分公司坚定实施华能集团东线战略，始终聚焦海上风电重大发展战略，结合重大工程建设和生产运维需求，布局海上风电领域前沿科技项目，着力解决海上风电核心技术“卡脖子”问题。今后华能江苏清洁能源分公司将持续加强与中国海装等行业内优秀企业、科研院所的合作，共同推进前瞻性技术统筹研发和规模化资源优化开发，依托华能集团产业链“链长”作用，助力行业提升海上风电国产化、定制化水平，在海上风电科技创新道路上走向深入。

据上述人士介绍，中国海装坚持按“一个中心（国家海上风力发电工程技术研究中心）和三大板块（制造板块、工程板块、新能源应用系统集成板块）”的产业布局，以创新引领的模式带动了全产业链发展。“未来，中国海装将依托国家海上风力发电工程技术研究中心和国家企业技术中心，以技术创新为引领，将技术进步作为降低整机装备成本的核心关键要素，实施降本工程；实施‘穿透式’供应链管理战略，降低关重零部件成本。”

姚美娇 中国能源网 2021-09-27

全球现存最大浮式风电场在英国建设完成

据离岸工程网站 9 月 22 日消息 世界上最大的浮式风电场 Kincardine 在英国的建设现已完成，标志着 Kincardine 海上风电场有限公司（KOWL's）合资企业与 Statkraft 于 2018 年签署的长期购电协议（PPA）的开始。

浮式风电场采用 Principle Power 开发的风浮子半潜式基础，基础上安装了五台 MHI Vestas V164-9.5 兆瓦海上风力涡轮机。

Statkraft 将在 2029 年之前以每兆瓦时的最低保证价格从浮式风电项目购买所有电力输出。

Cobra 集团的 KOWL 董事总经理（KOWL 的主要股东）Jaime Altolaquirre 表示：“我们满怀信心地与 Statkraft 签订了这项协议，因为我们知道，选择他们和选择这一特定的 PPA 结构，为我们提供了明确的长期收入，它也给了我们一个我们愿意长期合作的伙伴。”

“我们希望交易对手在英国拥有海上风电经验，并在英国律师事务所、出资人和投资者中有着良好的记录。Statkraft 作为欧洲最大的可再生能源供应商，凭借其自身在该地区的大规模投资和运营经

验而脱颖而出。这一坚实的经验使他们能够提供银行担保且具有竞争力的服务并迅速达成一致。”

中国石化新闻网 2021-09-23

氢能、燃料电池

国务院副总理韩正：加快突破关键核心技术 攻克燃料电池技术瓶颈

9月16日，中共中央政治局常委、国务院副总理韩正16日在北京以视频方式出席2021世界新能源汽车大会并发表致辞。

韩正指出，随着全球新一轮科技革命和产业变革蓬勃发展，汽车与能源、交通、信息通信等领域有关技术加速融合，新能源汽车已经成为全球汽车产业转型发展的主要方向。中国作为全球最大的汽车生产国和消费国，深入实施发展新能源汽车国家战略，新能源汽车产业发展取得积极成效，产销量连续六年位居全球第一，关键零部件技术水平居于世界前列，形成了上下游有效贯通的新能源汽车产业链。

韩正表示，当前新能源汽车已进入加速发展新阶段，既面临重大机遇，也面临技术、市场等诸多挑战。要坚持创新驱动，充分发挥企业的创新主体作用，加快突破关键核心技术，攻克燃料电池技术瓶颈，加快车用芯片、操作系统等关键技术研发和产业化。要坚持跨界融合，协同构建新型产业生态，推动网联化、智能化与电动化技术齐头并进，加快汽车产业与新一代信息通信、新能源、新材料、人工智能、大数据等新兴产业的深度融合。要坚持市场主导，完善产业管理和支持政策，加快基础设施建设，促进公共领域和私人领域新能源汽车消费，持续扩大新能源汽车应用规模。要坚持开放合作，充分利用多边和双边国际合作机制，深入推进政策协同、技术创新等合作，积极融入全球产业链和价值链体系。

全国政协副主席、中国科协主席万钢在海口出席会议并作报告。

本届世界新能源汽车大会由中国科协、海南省人民政府、科技部及有关部门单位共同主办，主题为“全面推进市场化、加速跨产业融合、携手实现碳中和”，来自15个国家及地区的1000多位代表通过线上线下结合方式开展交流研讨。

新华社 2021-09-17

校企联合推动高温气冷堆制氢产业发展

本报讯 近日，由清华大学、中核集团、华能集团、中国宝武钢铁集团、中国中信集团联合发起的高温气冷堆碳中和制氢产业技术联盟在清华大学成立。该联盟旨在推动高温气冷堆制氢技术和产业发展，攻克关键核心技术问题，打造世界一流产学研用结合的新型协同攻关联合体，助力碳达峰、碳中和国家战略目标实现。

据了解，联盟高温气冷堆碳中和制氢产业技术联盟是一个科技、产业、金融相协同的创新联合体，遵循“立足核能制氢、科技引领、创新驱动、产学研用深度融合”的原则，以我国先进的高温气冷堆技术为基础，通过超高温气冷堆制氢的研发，开发氢冶炼、氢化工等应用技术，将高温气冷堆技术与钢铁冶炼、化工等具体应用场景相结合，打造工业规模示范项目，并在国内外开展产业化推广，实现相关行业二氧化碳减排。

清华大学核能与新能源技术研究院院长兼总工程师、高温气冷堆核电站专项总设计师张作义介绍，今年年底前，联盟将对总体技术实现方案及下一步工作形成共识意见，2022年底前完成相应的研究报告。2022-2023年间，形成高温气冷堆制氢工业示范工程建设方案、资金筹措及组织方案，发起示范工程项目。

高温气冷堆示范工程装机容量 20 万千瓦，于 2012 年底在山东荣成开工建设，1 号机组今年 9 月 12 日首次达到临界状态，开启带核功率运行。

高温气冷堆示范工程采用我国完全自主知识产权、具有第四代先进核能系统特征的球床模块式高温气冷堆技术，是我国落实核电“走出去”战略的优选堆型之一，与探月工程、北斗导航一并被列入十六个国家科技重大专项。公开信息显示，高温气冷堆固有安全性好、发电效率高、环境适应性强、用途广泛，在核能发电、热电冷联产及高温工艺热、制氢等领域应用前景广阔。

高温气冷堆示范工程是在产学研深度合作模式下，历时 30 多年研发和建设的重大专项工程，期间跨越了关键技术攻关、实验堆建设以及工业示范电站建设三个重大台阶，设备国产化率达到 93.4%，在世界范围内率先实现了第四代核电技术落地。

宗和 中国能源报 2021-09-27

垃圾制氢 前景可期

垃圾气化制氢过程中，原生垃圾的含水量不影响物料气化，反而能够帮助提高合成气中有效气的含量。此外，形成规模效应后，垃圾热解气化制氢的成本有望降到 20 元/千克以下，与天然气等化石能源制氢技术成本相当。

9 月 14 日，东方电气集团东方锅炉股份有限公司（下称“东方锅炉”）与重庆市潼南区人民政府签订垃圾发电耦合制氢及氢能示范项目合作意向书。东方锅炉方面告诉记者，垃圾发电耦合制氢并非是通过电解水制氢，而是直接对垃圾进行热解气化获得氢气，此举不仅能提升垃圾处理经济效益及环保效益，还能为氢能产业提供低碳清洁的氢源保障。

变废为宝新途径

目前，垃圾处理方式主要是填埋或者焚烧发电，我国城镇生活垃圾焚烧最主要的技术是炉排炉和循环流化床炉焚烧，这类设备具有投资大、运行成本高的特点，多用于规模较大的城镇生活垃圾处理。东方电气负责垃圾发电耦合制氢及氢能示范项目的工作人员介绍，炉排炉焚烧和循环流化床焚烧过程中产生的化合物以及飞灰，容易对环境造成二次污染，项目选址落地越来越困难，垃圾如何实现低碳化处理尤为关键。

在此背景下，热解气化技术作为一种新型的生活垃圾处理技术，逐渐受到重视。上述人士表示，对垃圾进行热解气化具有优异的环保特性，可以有效降低化合物生成量并减少飞灰排放量，有机物分解为简单的气体分子形成一氧化碳和氢气，用作燃料或化工原料，实现生活垃圾处理的无害化、减量化和资源化。

据介绍，我国目前原生生活垃圾的平均含水量为 50%-60%，过高的含水率不仅增加了垃圾焚烧企业后续烟气治理的成本，还降低了垃圾的发电量。而在垃圾气化制氢过程中，原生垃圾的含水量不影响物料气化，反而能够帮助提高合成气中有效气的含量。此外，城市生活垃圾中含有大量的碳氢化合物，是一种比煤等化石能源更适合气化制氢的原料来源。

他指出，目前国内已有许多地方在生活垃圾处理技术选择时指定采用热解气化技术。在碳达峰、碳中和背景下，伴随着我国氢能产业的发展，低碳清洁氢将迎来大规模应用需求，基于此，垃圾制氢的应用场景也日渐清晰，

经济、环保效益显著

垃圾制氢的经济效益如何？上述人士给记者算了一笔账：垃圾制氢的经济性评价包括制氢成本、设备折旧、税金、人工以及各项税费、合理利润，目前每千克氢气生产成本在合理的原材料价格和电价的前提下，煤制氢约 10 元/千克，天然气、石脑油、重油、甲醇制氢约 17 元/千克，工业副产氢回收提纯 21 元/千克，电解水制氢约 30 元/千克。

“在不计算垃圾处理补贴的情况下，合成气净化、制备高纯氢工段氢气的制备成本为 14.94 元/千克，而在垃圾气化工段，纯氢制造成本为 13.80 元/千克。因此，生活垃圾制备高纯氢气的总生产成

本约为 28.74 元/千克。在计算垃圾处理补贴的情况下，垃圾制氢的成本还会进一步下降。形成规模效应后，垃圾热解气化制氢的成本有望降到 20 元/千克以下，与天然气等化石能源制氢技术成本相当。由此可见，生活垃圾热解气化制氢技术很有应用潜力。”上述人士表示。

另外，相较化石能源制氢，生活垃圾制氢的碳排放更低，环保效益显著。上述人士表示：“利用垃圾制氢，每吨氢气减少的二氧化碳排放量约为 23—31 吨。垃圾制氢研发工作的开展，有望为垃圾处理技术开拓一条新的路径，也将成为垃圾填埋场区域环境综合治理的关键核心技术。”

有效提升企业收益

2019 年 7 月，财政部表示，一方面，拟对已有项目延续现有补贴政策；另一方面，考虑到垃圾焚烧发电项目效率低、生态效益欠佳等情况，将逐步减少新增项目纳入补贴范围的比例，引导通过垃圾处理费等市场化方式对垃圾焚烧发电产业予以支持。

据了解，我国垃圾焚烧企业主要收益由两部分组成，一是垃圾处理费，即每处理一吨垃圾，政府需要支付费用，业内平均价格在 50-80 元不等。二是上网电价收入，数据显示，2018 年垃圾焚烧发电企业吨垃圾平均上网电量均值为 283 千瓦时，执行统一标杆电价 0.65 元/千瓦时。这意味着即吨垃圾的处置收益除了补贴以外，不到 200 元。面对补贴逐步退坡，垃圾发电企业亟待提升垃圾处理效益，以应对生存困境。

“目前，正常情况下燃料电池用高纯氢气的价格在 55-60 元/千克，因此，与垃圾焚烧相比，利用热解气化技术处理城市生活垃圾不仅能对城市生活垃圾进行大规模减量化，还能在处理垃圾的同时生产附加值高的燃料电池用氢气，有效提升垃圾发电企业收益。”上述人士表示。

值得注意的是，在德国、日本、美国等国家，生活垃圾热解气化技术的应用已经从中温气化发展到了环保性更好的高温气化，而热解气化技术在国内还不够成熟，产业化应用仍处于起步阶段，需要持续关注。

本报记者 仲蕊 中国能源报 2021-09-27

日本推进多样化氢能战略：燃料电池车和“蓝氢”

参考消息网 9 月 18 日报道德国《商报》网站 9 月 8 日发表题为《燃料电池车和“蓝氢”：日本宣传本国道路》的文章，全文摘编如下：

今年东京奥运会的象征也是日本氢能战略的象征。2016 年，日本在世界范围内率先提出用这种气体让经济脱碳。在开幕式上，网球运动员大坂直美手持火炬，缓慢走上台阶，点燃圣火。无论火炬还是圣火，燃料都不是天然气，而是氢气。

作为清洁的能源载体，氢被全世界视为减少二氧化碳排放的重要手段。但是，对于主办方而言，这样做的象征意义还不够。圣火燃烧所用的氢气产自全世界最大的“绿氢”制备基地。该基地位于福岛县，距离遭受海啸破坏的核反应堆不远，它是利用光电通过电解水技术来实现零排放制备氢气的。

赞助商丰田汽车公司提供 500 辆燃料电池汽车接送运动员和工作人员。毋庸置疑，日本也打算借奥运会强调对氢技术世界领先地位的诉求。没有哪个国家的相关技术专利数量比日本多。自从日本公布氢能战略以来，全世界开启了围绕氢经济发展正确道路的真正竞争，而日本显然与欧洲对立。

与欧洲走不同道路

欧洲加快开发“绿氢”和电动汽车；日本则重视燃料电池汽车，利用化石燃料制备氢气和能裂解产生氢气的氨气，以及利用化石燃料发电。例如，德国主要强调利用不排放二氧化碳的手段制备氢气，日本则打算捕捉氢气制备过程中产生的二氧化碳，并进一步加工或储存，该技术称为“碳捕集、利用与封存”技术。

日本正在目标明确地争取亚洲的新兴工业国家。日本经济产业大臣梶山弘志 6 月在与亚洲国家、美国和澳大利亚召开的会议上说：“日本将支持多样化又务实的能源转型，只要符合国情，所有燃料和技术都能使用。”梶山弘志说，只有这样，所有国家才能兼顾能源转型和经济增长。

技术企业富士通的首席经济学家马丁·舒尔茨前不久刚刚撰文比较了日本和德国的氢能战略，他说：“由于日本政府今年推出了新的气候和能源战略，其氢能战略不得不大幅调整。”

尤其是第一根支柱就不稳固：在轿车中使用氢。按照日本的官方计划，到 2030 年就将有 80 万辆燃料电池汽车上路，邻国韩国甚至计划到 2040 年新增 600 万辆。因为在东亚，以需求为导向的产业政策是氢能计划的发动机，国家不明确设置减排计划。

相反，两国政府希望确保现有产业在环境技术方面的增长潜力。为此，它们应该在国内为丰田、本田和现代这三大全球领先的燃料电池车制造商创造广阔市场，为它们的全球扩张奠定基础。

除此之外，东京大学教授、前气候会议谈判员有马纯解释，日本希望以运输业为基础迅速建立氢市场，这样一来就要更快地降低氢气制备成本，以便更快地在能源和工业部门推广。

然而，这两个东亚国家的计划可能会因为全球的现实而落空。长期以来，一直有批评者指责燃料电池汽车能源效率低，在客运交通中意义不大。目前，欧盟已经彻底阻止了这些计划：对汽车制定严格的排放目标，为实现碳中和对生产过程中排放大量二氧化碳的产品征收边际税。

“我们认为欧盟的方案太死板了”

但是，英国智库“影响地图”组织的日本和能源问题专家长岛莫妮卡认为日本在其他领域可能成为榜样。她说：“日本做了很了不起的工作，它总结了多年研究成果并且将其用于国家战略，对于涉及生产、运输到使用的供应链研究尤为深入。”

甚至气候保护人士对日本氢能战略的一个关键批评点也会引发全球效仿：利用化石燃料制备氢气和氨气，再利用碳捕集、利用与封存技术将“灰氢”转化为“绿氢”。

经济学家舒尔茨说，在德国的战略框架中，日本的“蓝色”思路也非常有趣。因为他认为，德国和全世界对氢的需求将迅速增长，只利用可再生能源制氢是无法满足的。

日本也持类似观点，因此即便面临激烈批评，仍然加大对相关技术的投入。曾经的气候谈判员有马纯也驳斥说：“我们认为欧盟的方案太死板了。”

日本中长期也计划发展“绿氢”，只是它目前还无法大量制备，而且价格高昂，尤其是对于较为贫穷的国家而言。

有马纯宣传说：“我们不应该仅仅考虑发达国家，也应该考虑发展中国家。如果我们想迅速扩大市场，那么就不能从一开始就采取有选择性的做法。”

参考消息网 2021-09-20

2030 年中欧和东欧氢走廊输送能力将超 40 太瓦时

据安迅思 9 月 24 日伦敦报道，中欧和东欧电网运营商正在开发“氢走廊”，到 2030 年可能满足德国 40% 的氢需求。

德国的 Open Grid Europe (OGE)、捷克共和国的 Net4Gas、斯洛伐克的 Eustream 和乌克兰的 Gas TSO 宣布了中欧氢走廊(CEHC)项目，该项目寻求将乌克兰可再生能源生产的氢运输到德国南部，这是未来气体的主要需求中心。根据 9 月 23 日发布的消息，这条线路将利用捷克和斯洛伐克的基础设施。

目前正在进行技术研究，研究到 2030 年每天传输 120 亿瓦时或每年 130 亿立方米，到 2030 年，预计结果将在 2022 年连同产能和运输价格的详细信息一起发布。

该项目的合作伙伴设想将现有的天然气运输基础设施与新的专用管道和压缩机站结合使用。

根据德国国家氢战略，到 2030 年，德国的氢需求预计将达到 110 太瓦时/年。

CEHC 最初的目标是到 2030 年实现每天 120 亿瓦时的氢流量，相当于每年 43.8 太瓦时，约占德国未来氢需求的 40%。

该项目与欧洲氢主干计划没有直接联系，尽管 CEHC 项目的网站指出，Eustream、Net4Gas 和 OGE 都是该项目的积极成员，而 Gas TSO 正在考虑参与。

与此同时，乌克兰正寻求将自己定位为向欧洲市场供应氢气的主要供应国，欧盟已将乌克兰列为未来十年的主要供应国。

9月24日，Eustream 与斯洛伐克能源公司 NAFTA 和 RWE 供应贸易公司宣布了一份联合行动备忘录，旨在探索斯洛伐克的蓝色氢生产，以满足德国和欧盟其他国家需求。

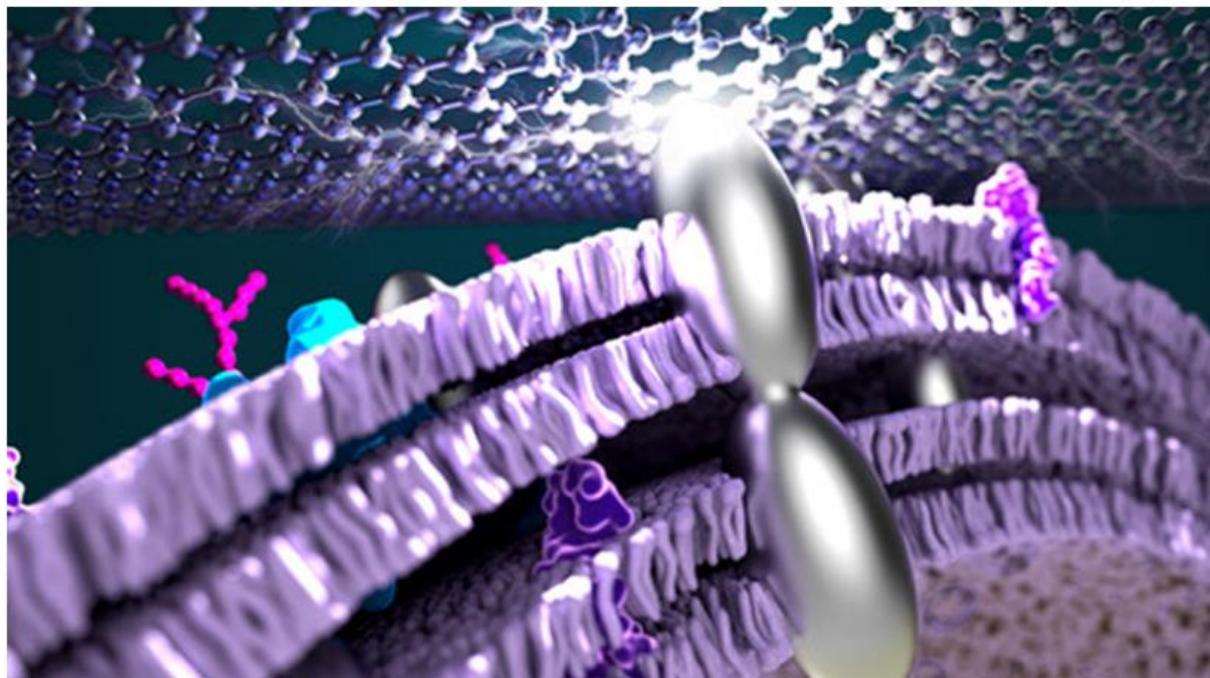
该项目的合作伙伴正寻求在未来几个月与乌克兰、捷克共和国和奥地利的其他潜在合作伙伴进行对话。

9月初，斯洛伐克 TSO Eustream 宣布加入 H2EU+Store 合作伙伴关系，这是另一个项目，重点是利用斯洛伐克的基础设施将乌克兰绿色氢运输到欧洲市场。

中国石化新闻网 2021-09-28

加州大学洛杉矶分校在细菌中加入银 使微生物燃料电池的功率超过以往两倍

据外媒报道，加州大学洛杉矶分校（UCLA）领导的研究团队在开发微生物燃料电池方面迈出了重要一步。该技术利用天然细菌从废水的有机物中提取电子，从而产生电流。



（图片来源：UCLA）

加州大学洛杉矶分校萨缪里工程学院（UCLA Samueli School Of Engineering）材料科学与工程系的 Yu Huang 教授表示：“活性能源回收系统利用在废水中发现的细菌，为实现环境可持续性提供了双重支持。天然细菌种群可以分解有害化合物，帮助净化地下水。现在，我们的研究也展示了通过这一过程利用可再生能源的实用方法。”

该团队重点关注希瓦氏菌属（*Shewanella*），这种细菌因其产生能量的能力而被广泛研究。它们可以在所有类型的环境中生存并茁壮成长，包括土壤、废水和海水，而不受氧气含量的影响。希瓦氏菌可以将有机废弃物自然分解成更小的分子，而电子是代谢过程的副产品。当细菌在电极上以薄膜的形式生长，可以捕获一些电子，从而形成能够发电的微生物燃料电池。

然而，由奥奈达湖希瓦氏菌（*Shewanella oneidensis*）提供电力的微生物燃料电池，此前无法从细菌中捕捉足够的电流，使这项技术未能投入实际的工业应用。很少有电子能足够快地离开细菌膜进入电极，并提供足够的电流和能量。

为了解决这个问题，研究人员在由一种石墨烯氧化物构成的电极中添加银纳米颗粒。这些纳米颗粒释放银离子，细菌利用其代谢过程中产生的电子，将银离子还原为银纳米粒子，然后将其纳入细胞中。一旦进入细菌体内，银粒子就会充当微小的传输线，捕捉更多由细菌产生的电子。该校化学和生物化学系教授 Xiangfeng Duan 表示：“在细菌中加入银纳米颗粒，就像是为电子创建专用快车道。我们可以更快的速度提取更多的电子。”

随着电子传输效率大幅提升，由此产生的含银希瓦氏菌薄膜能够将 80% 以上的新陈代谢电子输出至外部电路，使功率达到 0.66Nw/Cm²，超过以前微生物燃料电池最佳功率的两倍。

这项研究得到美国海军研究办公室（Office of Naval Research）的支持。该项研究表明，随着电流增加和效率提升，由银-希瓦氏菌（silver-Shewanella）混合细菌驱动的燃料电池，可能为在实际应用中提供足够的功率输出铺平道路。

Elisha 盖世汽车 2021-09-18

我国首套自主知识产权 氦膨胀制冷氢液化系统调试成功

记者从中国航天科技集团六院获悉，由该院 101 所研制的我国首套具有自主知识产权，基于氦膨胀制冷循环的氢液化系统，近日调试成功，产出液氢、仲氢含量 97.4%。

该套系统研制历时 400 多天，90% 以上的设备采用国产，填补了我国具有自主知识产权的液氢规模化生产方面的空白，不仅在保障运载火箭燃料供给方面有重要战略意义，也为我国氢能产业中氢的规模化储运提供了技术和装备基础。

据悉，六院 101 所是我国唯一的液氧液氢火箭发动机试验中心，长征五号使用的大推力液氧液氢发动机、长征三号甲系列运载火箭三级主发动机均在此通过试验考核，助力我国探月工程、北斗导航及各类卫星航天器发射任务。

该所基于在液氢领域近 60 年的运行维护使用技术和装备基础，逐一攻克并验证了多项关键技术，截至目前已基本完成我国商用市场两个氢液化系统集成建设项目。

近年来，101 所还围绕氢能基础设施领域，开发了航天科技集团首套标准化模块式加氢站，研制建设了我国首座液态储氢加氢站，研制开发了我国首套重型车辆车载液氢供气系统，完成国内首例车载液氢瓶火烧和爆破试验，为氢能产业发展提供了有力支撑。

付毅飞 科技日报 2021-09-22

北京将建世界一流国际氢能城市

充氢气 15 分钟，可以跑 500 公里，而且还能扛得住零下 30 摄氏度的低温。在 2022 年北京冬奥会延庆赛区，将示范应用 212 辆北京研发生产的氢燃料大巴车。

大规模、低温度、长距离的示范应用，是北京氢能产业近年来发展的缩影。昨天，市经信局举行新闻发布会介绍，北京将打造“区域协同、辐射发展、国内领先、世界一流”的国际氢能城市，示范应用涵盖冬奥赛时客运服务、港区作业、大宗物资运输等十大应用场景。

京津冀获批

国家首批示范城市群

2008 年，三辆福田汽车研发生产的氢燃料大巴车参与北京奥运会赛事保障，让大众见识到最熟悉不过的氢气也能成为一种燃料。“十几年来，氢燃料大巴车更新升级了好几代，技术不断突破。”福田汽车氢燃料车工程师王枫直言，经过测试，即将在北京冬奥会上投用的氢燃料大巴车已经实现零下 30 摄氏度运行、零下 40 摄氏度储存。更重要的是，氢燃料车是真正的“零排放”。

不久前，由北京牵头申报的京津冀燃料电池汽车示范城市群，正式获批为国家首批示范城市群。市经信局相关负责人介绍，京津冀燃料电池汽车示范城市群包括本市大兴区等 7 个区，天津市滨海

新区、河北省唐山市和保定市、山东省滨州市和淄博市等 12 个城市（区）。

示范城市群呈“一核、两链、四区”的发展格局：北京充分发挥科技创新、燃料电池汽车关键零部件和整车研发制造领域的引领作用，构建北京-天津-保定-淄博产业发展链和北京-保定-滨州氢能供应链，在北京市延庆区、天津市滨海新区、河北省唐山市和保定市分别打造冬奥、港区、矿石钢材和建材运输四大特色场景示范区。“在示范期末，力争建立起‘技术自主创新、产业持续发展、区域一体协同’的产业生态，构建形成燃料电池汽车关键零部件和装备制造产业集群。”相关负责人说。

燃料电池发动机系统

将 100% 国产

让一辆氢燃料车跑起来容易，但想让整个氢燃料车产业链发展起来则要攻下一个个技术山头。相关负责人说，本市将聚合北汽福田、亿华通、国电投等优质企业资源，聚焦突破整车、电堆、膜电极、质子交换膜等关键产业环节，在示范期内率先实现自主化燃料电池发动机系统商业化应用，实现燃料电池发动机系统从基础材料到关键部件 100% 国产化替代，产业链整体技术水平达到国际领先。

根据方案，北京将在中远途、中重型等重点运输领域，建设涵盖冬奥赛时客运服务、港区作业、大宗物资运输等在内的十大应用场景体系，重点聚焦跨区域城际货运专线和城市冷链物流场景，推广车辆示范应用规模不少于 5300 辆。

下一步，北京将建立经济、优质的氢能保障体系，利用工业副产氢、可再生能源制氢等多元化方式，为示范城市群提供充足、稳定、绿色的氢源，合理布局加氢站等基础设施，形成相对完善、稳定、高效的运输网络。

聚焦氢能关键核心技术

攻关和终端应用

“京津冀三地已具备氢能全产业链发展的基础条件，产业跨区域、集群化的协同发展势在必行。”相关负责人说，从分工上看，北京聚焦氢能关键核心技术攻关和终端应用，打造氢能科技创新引领区；天津发挥行业标准制定和检验检测服务能力，打造氢能示范服务先行区；河北立足氢源供给优势，打造氢能产业供给核心区。总的来看，京津冀将统筹推进氢能供应、整车制造和应用示范，实现氢能制、储、运、加、用全产业链布局。

在备受企业关注的资金保障方面，本市将坚持“奖优罚劣”原则，规范使用示范城市群国家奖励资金；加大省、市两级地方政府配套资金投入力度，通过发挥政府资金和基金的引导、撬动作用，吸引和鼓励更多企业和社会资本积极参与示范城市群建设，推进燃料电池汽车产业发展。

相关负责人说，未来北京将立足率先实现“碳达峰、碳中和”目标，把握首都城市战略定位和京津冀协同发展、冬奥会和冬残奥会示范应用、区域产业结构转型三大机遇，努力把北京市建设成为“区域协同、辐射发展、国内领先、世界一流”的国际氢能城市。

曹政 北京晚报 2021-09-16

喜大普奔！我国首套氢液化系统调试成功！

航天科技集团六院 101 所研制该套系统历时 400 多天，包括透平膨胀机、控制系统、压缩机、正仲氢转化器等核心设备在内的 90% 以上的设备完全采用国产，填补了我国自主知识产权的液氢规模化生产方面的空白，不仅在保障运载火箭燃料供给方面有重要的战略意义，同时为我国氢能产业氢的规模化储运提供了自主可控的技术和装备基础。

我国唯一的液氧液氢火箭发动机试验中心就在航天科技集团六院 101 所，长征五号使用的大推力液氧液氢发动机，长三甲系列运载火箭三级主发动机均在此通过试验考核，为我国探月工程、北斗导航及各种卫星航天器发射任务作出了卓越贡献。

基于航天在液氢领域近 60 年的运行维护使用方面的技术和装备基础，航天科技集团六院 101 所

逐一攻克并验证了高效紧凑型中等规模氢液化冷箱结构与集成、高效正仲氢转化、先进的自动控制逻辑和控制系统开发集成、核心设备高速旋转机械透平膨胀机设计研制、真空复杂环境下抗干扰精密温度测量采集、高精度仲氢分析化验关键装备的设计研制、液氢自动转注以及氢液化系统变工况自动调节与故障报警自动安全防护等多项关键技术。

截至目前，航天科技集团六院 101 所已基本完成我国商用市场两个氢液化系统集成建设项目，也是目前我国商用市场仅有的两个已调试成功的氢液化系统项目。

航天科技集团六院长期致力于氢能在火箭发动机领域的研究和应用，形成了液氢大规模制备、储存、使用和高效安全运输能力；隆基股份自 2018 年起通过研发在电解制氢装备、光伏制氢等领域形成了技术积累，并成立氢能子公司，航天基地氢能产业化发展前景可期。

随着氢能已经上升为国家战略性能源，航天基地迅速把握时代机遇，通过政策引导和产业扶持，鼓励区内新能源企业在氢能动力系统、氢燃料电池汽车等领域开展研究，全力抢占技术创新高地，积极推进相关技术产业化，激活科技成果的经济价值。

“十四五”期间，航天基地将瞄准国家“碳排放达峰后稳中有降”目标，依托航天科技集团六院在技术及装备方面的优势，推进氢能研发应用；引进培育一批关键材料、燃料电池电堆等产业链关键环节核心企业，布局氢能低碳化、规模化生产与应用。

新浪财经 2021-09-17

人类梦寐以求的金属氢，还要再等 90 年？

金属氢作为未来的一种高密度、高储能材料，一直是人类梦寐以求的能量物质。90 多年来，人们一直在试图制造出以金属形态存在的氢气，并为此付出不懈努力，但稳定的金属氢样品始终没能得到。

从理论上来看，在超高压下得到金属氢是可能的。一旦梦想成真，将给世界科技带来革命性变化。不过，要真正得到金属氢样品，还有待科学家们进一步研究。

最诱人性能 传说具有室温超导能力

早在 1935 年，英国物理学家就预言，在一定的高压下，任何绝缘体都能变成导电的金属，不同材料转变成导电金属所需的压力不同。

金属氢指的是液态或固态氢在超高压下变成的导体，由于导电是金属的特性，故称为“金属氢”。成功产生金属氢，不仅意味着人类找到了一种全新的高密度、高储能材料，而且可能会使科学技术发生革命性变化。

这一发现的意义如此巨大，以至于世界上多个研究小组都曾宣称自己成功获得了金属氢，但他们的竞争对手却又对此表示高度怀疑。

这种普通元素的“金属版”为何如此受重视？金属氢研究的倡导者列举了一些例子。比如，金属氢转化为氢分子时，会释放出大量热能，它可能成为一种突破性的火箭燃料。又如，据说像木星这样的气体巨星的核心就是由金属氢这类物质组成的，因此有行星科学家认为，如果我们能在实验室里成功制造出金属氢，也许就能更好地了解这些行星是如何形成的。不过，金属氢最吸引人的性能是传说中的室温超导能力——它允许电流在不损失任何能量的情况下流动。

澳大利亚的海伦·梅纳德·凯斯利说，基于所有这些原因，一项实验如果成功产生了金属氢，那将是轰动科学界的大事件，“我想金属氢的研究者都希望能获得诺贝尔奖”。

把氢压成金属 承受比地核更高压力

尽管潜力诱人，但要制造出金属氢，其过程艰难而曲折。

先说说氢的独特特性。氢是宇宙中最丰富的元素，但同时也是宇宙中最简单的元素。由一个单电子组成的氢，与锂、钠、钾这类碱性金属一同位于元素周期表的第一列，锂、钠、钾这三种元素都以固体形式存在于地球上，且能够导电。而氢通常以气体形式存在，要想把它变成一种金属，必须

让每个氢原子核都紧密地结合在一起，使它们的电子变得“不受位置限制”，也就是说，让它们可以在原子周围自由移动，从而产生导电能力。

最早认识到这种转变可能性的是物理学家尤金·维格纳和希尔拉德·贝尔·亨廷顿，他们早在 1935 年就作出预测，要让氢像它在元素周期表中的邻居表现得一样，关键是压力——超大的压力。

在极大的压力下，氢分子间的距离将变得很近很近，迫使本来围绕原子核运动的电子变成穿梭在整个高压态氢块中的自由电子。这样的氢块将表现出金属的性质——固态、坚硬、有颜色和具有导电性，这种氢结构被称为“金属氢”。

要做到这一点，需要近 400 千兆帕斯卡（GPa）的压力，即大气压的 400 万倍，相当于一枚小小针头上要承受一架大型喷气式飞机的重量。至少在实验室里实现这样大的压力是很有挑战性的。“事实上，施加超过 100GPa 的压力，就很少人能够做到。”凯斯利说。

科学家正在为制造金属氢需要的超大压力付出不懈努力。最早接近这个压力的时间是 1998 年。一个由美国纽约康奈尔大学和马里兰大学的工程师组成的团队，在被称为“金刚石铁砧”的材料上为氢样品施压。

“金刚石铁砧”实际上是一对超锐利的金刚石，它的尖端十分细小，大约只有头发丝直径的四分之一。虽然很小，但研究人员可在这些尖端之间捕获一些氢分子。接下来，他们设法将两个金刚石铁砧推挤到一起，挤压它们中间的这些氢分子。最终，在弄坏了 15 对金刚石铁砧后，研究人员终于设法将尖头之间的压力调至 342GPa——这个数值已接近地核内部。从理论上来说，这个压力应该足以让氢金属化，但氢分子仍然无动于衷。

四年后，法国原子能委员会（CEA）的保罗·劳拜尔领导的研究小组认为，这样的结果本在意料之中。估算氢产生金属性的压力值，是根据氢原子中可利用电子的两种截然不同能态之间的“间隙”来进行测量的——压力增加，间隙会缩小，从而改变电子吸收光或发射光的方式。在间隙即将闭合、材料变成金属之前，氢的电子会吸收光，但不发射光，这就导致材料变得越来越不透明。然而，一旦间隙完全闭合，电子能够以自由运动的导电体的形式存在时，它们将重新发射吸收的光能，使材料具有高度的反射性。

根据观察推断，劳拜尔和同事们认为，让氢转变为金属态需要大约 450GPa 的压力。

金属氢样品 争议中诞生又“不小心”丢失

又过了 13 年时间，产生金属氢的目标终于达到了。事实上，最终压力已达 495GPa，研究人员也目睹了氢获得金属性的过程。至少，美国哈佛大学两位研究人员迪亚斯和伊萨克·西维拉，于 2017 年在《科学》杂志上发表的一篇同行评议论文中是如此宣称的。在美国哈佛大学发布的一份新闻稿中，西维拉将这项成果称为“高压物理学的圣杯”。

但劳拜尔并不认可这样的说法。他在接受《自然》杂志采访时表示，“这篇论文根本没有说服力”。这是因为论文所谓获得的金属性，只是基于对氢的反射率的测量结果：在 495GPa 时，它变得发亮了。但还可能存在其他原因，比如金刚石尖端上氧化铝涂层在巨大的压力下，也有可能改变氢的反射性。

而且，压力读数是根据金刚石在高压下的振动方式推断出来的，而非直接测量得到的，因此声称所获得的压力未能说服其他研究人员，劳拜尔认为压力可能不超过 350GPa。

位于德国美因茨的马普化学研究所的米哈伊尔·埃雷梅茨也在尝试制造金属氢。他和同事亚历山大·德罗兹多夫表示，哈佛研究者所发表的数据中还找不到令人信服的金属氢证据，“除了引用来自钻石表面涂层反射率变化来表明可能性外，压力测量也模糊不清，并不明确”。

显然，现在需要做的是：重复实验。但说起来容易做起来难，因为这种实验是自毁式的。

迪亚斯和西维拉一直对氢样品的脆弱性很担心，这也是为什么他们限制测量数量和范围的原因。更重要的是，在公布了他们具有里程碑意义的成果，准备进一步研究时，他们发现样品消失不见了。

时隔两年之后，他们仍然不知道它发生了什么，金属氢的碎片——如果真的已转变为金属氢的话——只有 10 微米厚，可能是从两个金刚石砧的夹持下滑出，滑到仪器底部丢失了，或者也有可能

是蒸发了。但他们仍然坚称“非常有信心，我们观察到了金属氢的存在”。

争论中前行 金属氢发现之门终将被打开

科学家之间的这场争论也为最终发现金属氢打开了大门。

2019年6月，劳拜尔在一篇题为“接近425GPa时向金属氢转变的一级相变观测结果”的论文中提出了他们的看法。这篇论文是他在和CEA的同事弗洛朗·奥塞利，以及法国同步加速器SOLEIL研究机构的保罗·杜玛斯共同撰写的。

“我们展示了在接近425GPa的压力条件下，一个从绝缘体分子固态氢到金属氢的相变。”他们认为，之所以能够达到这个压力，是因为奥塞利帮助开发了一种新的金刚石铁砧。

埃雷梅茨认为，这些观察结果很有趣，但远不是结论性的。迪亚斯指出，为了证明金属态的存在，这两件事中至少有一件要得到证明：一是证明当温度接近绝对零度时，电导率仍是限定的；二是证明材料的反射率随着波长的增加而增加——但他认为这两点都还没有显示出来。

迪亚斯还指出，许多观察结果，实际上其他研究团队以前已经看到过了。埃雷梅茨也说，这些“新”的结果中有很多都是以前报道过的，其中一些就是由他的研究团队报告的。

对于梅纳德·凯斯利这样的外部观察家来说，获得确切答案的唯一途径，就是等待他们的论文发表在同行评议的期刊上。“作为一名科学家，我不得不尊重同行评议的意见。”她说。

我们如何看待这些实验和争议呢？我们是否还要为未来的终极能源再等上90年？也许不会。迪亚斯和西维拉声称，他们重复了之前的实验，并观察到了同样的结果。“大约一年前，我们在高压下复制了一个样本，但由于技术原因，我们无法测量压力，所以我们没有发表。”西维拉说。

迪亚斯后来调到了美国罗切斯特大学，“我正在建造一个新的实验室，一个具备制造金属氢能力的实验室。我相信我们能够复制这项研究”。

科学家们不会被动等待，越来越多的人在为此而努力，虽然有可能同时会有三四个人在重复对方的工作，而且每个人都会声称自己是第一个。美国拉斯维加斯内华达大学研究高压系统的阿什坎·萨拉马特说：“开发金属氢是我们的共同目标。尽管我们不知道它会是液态还是固态，或者是室温超导体，我们现在需要做的就是共同努力来回答这些问题。”

方陵生 中国证券报·中证网 2021-09-16

西门子能源：碳中和目标下 绿氢引领新一轮能源变革

应对全球气候危机，实现温室气体的净零排放，“碳中和”目标正促使各国朝着绿色、零碳经济转型。氢能是清洁能源的表现形式之一，由于“绿氢”产自可再生能源，因其具有的从生产到使用的零碳排放优势而备受青睐。

在智利最南端的麦哲伦省，立足于当地丰富的风能资源，西门子能源携手多个合作伙伴共同打造了“Haru Oni”项目，创新了绿氢生产与应用的场景，即利用可再生能源生产气候中立的合成燃料，这不仅能为高碳排放的交通运输行业提供清洁燃料，也将为可再生能源丰富的地区提供清洁能源输出提供巨大商机。

西门子能源首席执行官克里斯蒂安·布鲁赫博士（Christian Bruch）表示，“可再生能源将不仅在有市场需求的地方生产。风能、太阳能等自然资源丰富的地区也将成为可再生能源的产地。因此，新的供应链将在世界各地兴起，支持可再生能源在地区间的运输。”

西门子能源股份公司新能源业务全球首席战略官兼新能源亚太区业务负责人赵作智博士在接受采访时表示，重要行业如交通运输、工业等的深度脱碳离不开绿氢的使用。未来，氢能在储能和运输方面将扮演越来越重要的角色。

可再生能源的全球化分配

氢气作为能源载体，将在全球能源转型中与电力互为补充。电解水制氢被认为是未来制氢的发展方向，尤其是利用可再生能源电解水制氢。

目前传统的制氢模式，不管是“灰氢”还是“蓝氢”，它们的生产还是使用过程，都存在着高碳排的问题。当电解水制氢过程中使用的电力完全来自风能、太阳能、水能或地热发电等可再生能源时，其产生的氢气才能被称为“绿氢”。

数据显示，2020年，全球交通运输行业二氧化碳排放量高达排放量达到88亿吨，仅次于能源、工业成为第三大碳排放源头，尤其是公路运输占比较高。因此，在二氧化碳减排面临挑战的领域，比如交通运输、炼油和钢铁等行业，绿氢将助力其实现深度去碳化。

“Haru Oni”项目依托智利的风能优势，通过电解槽利用风电将水分解为氢气与氧气，然后利用从空气中捕获二氧化碳与绿氢结合，制取合成燃料。在这个过程中，西门子能源灵活高效的质子交换膜（PEM）电解技术，由于其具有的快速启停，在极短时间达到满载运行的优势，能够很好的解决风能的不稳定性问题。



未来，由绿氢制成的合成燃料，将有着广阔的新应用领域。与传统化石燃料相比，合成燃料的碳足迹显著降低，基于合成燃料的绿色产品，将成为运输、交通或供暖部门深度脱碳的有力选择。

据了解，“Haru Oni”试点项目是全球首个工业级综合性合成清洁燃料商业工厂。预计最早在2022年，工厂将完成第一阶段试点，年产约13万升合成清洁燃料。根据项目规划，将在2024年和2026年分别实现5500万升和5.5亿升的年产量目标。

智利享有风力发电的优越气候条件，且电力成本低，具备面向全球市场生产、出口以及在本地应用绿氢的巨大潜力。“Haru Oni”项目产生的经济效益，不仅可以促进可再生能源丰富的地区经济增长，也能通过清洁能源传输机制，令工业国家受益于更加多元化的绿色能源供应和稳定的能源成本，实现双赢的局面。

2021年5月，西门子能源启动了中东和北非地区首个工业级太阳能驱动的绿色氢能生产设施，利用太阳能园区的日光太阳能，该项目能够在1.25MWe的峰值功率下，每小时生产大约20.5公斤的氢气。

该试点项目展示了从太阳能制绿氢到氢气的存储和再电气化。这套系统可以为可再生能源的生产提供缓冲，既可用于针对需求增加的快速响应，也支持长期存储。在该地区太阳能光伏发电和风力发电成本低廉的背景下，氢气有望成为未来能源组合中的关键燃料，并有可能为拥有丰富可再生能源资源的地区带来能源出口的机会。

根据国际氢能委员会预计，到2050年，氢能将承担全球18%的能源终端需求，创造超过2.5万

亿美元的市场价值，燃料电池汽车将占据全球车辆的 20%~25%，每年为交通运输行业贡献至少三分之一的碳减排。

西门子能源正在通过构建电能多元化转化系统（Power-to-X）的基础设施帮助客户实现其去碳化目标，并为全球范围内的跨行业去碳化做出贡献。西门子能源拥有面向可持续的、零碳排放的能源供应所有核心技术，从可再生能源、高效燃气电厂，到输配电和低碳的能源工业应用关键设备和解决方案，再到高效的电解水制氢解决方案。

在中国实施首个兆瓦级绿色制氢项目

氢能产业在整个能源行业的地位已逐渐提高。截至 2021 年初，全球已有 30 多个国家发布氢能产业发展路线图。日本和欧盟均已公布氢能战略，对 2030 年和 2050 年的绿氢产量和氢能源汽车的普及率提出具体目标。

去年，国务院办公厅及国家能源局等颁布了《新能源汽车产业发展规划（2021-2035 年）》《关于建立健全清洁能源消纳长效机制的指导意见（征求意见稿）》等支持政策，鼓励推广绿氢、分布式能源、燃料电池等重点技术的研发和商业应用，氢能产业将迈入商业化和规模化发展的新阶段。

推广绿氢使用的一大难点在于如何降低成本。对此，赵作智博士以光伏发电成本下降举例对照，一是技术的创新突破，二是规模化应用的效应。“将需求端培养起来以后，能够有效拉动供给端，规模化效应就起来了。”他认为，绿氢的成本在于电解槽设备和用电成本，其中，可再生能源产生的绿电成本高低，以及设备的利用小时数，是最大的影响因素。

今年 4 月，BloombergNEF 发布的氢能平价更新报告，建模预测了 15~28 个国家未来的绿氢降本路线，表示到 2050 年绿氢价格将低于天然气、灰氢和蓝氢，届时，绿氢成本将较现在降低 85%，低于 1 美元/千克。报告同时表示，到 2030 年，从成本上来讲蓝氢项目的必要性将大大降低了。受益于光伏成本的大幅降低，未来绿氢降本有望提速。

在碳达峰、碳中和目标的推动下，广东、上海、浙江、江苏、山东等 30 个省份将氢能写入“十四五”发展规划，总产值规模将达近万亿元。此外，北京、河北、四川等省份还纷纷出台了氢能产业发展实施方案。

对于国内氢能市场的发展，赵作智博士表示，“中国是很好的一块土壤，我们有政策、有资本，也有各行各业，一些领军企业也有意愿去尝试一些新技术，有资金、有人才、有市场，未来，随着技术的进步，绿氢的发展潜力十分巨大。”

据了解，西门子能源专注于三大领域的技术创新，一个是低碳或零碳的发电；第二是低碳环保的输电；第三是针对工业领域的去碳化，尤其是油气、化工、造纸等能源密集型行业。

赵作智博士透露，目前，西门子能源在国内布局，主要是通过和领军企业合作，发挥各自优势降低成本，推进技术应用。在实现双碳目标的背景下，业内遵循着需求拉动供给的规律，以技术解决方案节能降本，推动应用规模化的形成。

2019 年 9 月，西门子与国家电力投资集团（“国家电投”）签署《绿色氢能发展和综合利用合作谅解备忘录》。双方计划进一步拓展绿色氢能项目的合作。

2020 年 8 月，西门子能源与中国电力国际发展有限公司（下称“中国电力”）旗下的北京绿氢科技发展有限公司签署协议，为中国电力氢能创新产业园提供一套撬装式质子交换膜（PEM）纯水电解制氢系统“Silyzer 200”。这一项目所在的北京市延庆区是将于 2022 年举行的大型体育赛事的三大赛区之一。西门子能源的绿色制氢解决方案将帮助确保赛事期间和赛后的公共交通运营所需的氢能供应。

据介绍，这是西门子能源在中国实施的首个兆瓦级别绿色制氢项目，设备已经运达现场，在安装调试后将很快投入运营。作为该制氢-加氢一体化能源服务站的核心设备，西门子能源提供的 PEM 纯水电解制氢系统 Silyzer 200 能够以高能量密度和运行效率实现工业规模的高品质氢气生产。此外，该制氢系统具有快速响应能力，带压启动至稳定运行时间不超过 1 分钟，并可直接与可再生能源耦合。

展望未来发展，“绿氢方面，我认为中国会引领整个世界。现在领先的是中国和欧洲，这两个市场有他们自身得天独厚的地方，两边一起来、两家火车头一起拉动，这也符合一个整个中欧合作的一个大框架。”赵作智博士说。

第一财经网 2021-09-18

探究绿氢降本之路：可再生能源制氢经济性分析及趋势预测

为实现碳减排和化石能源替代的目标，通过风光电力制取氢、获得新能源载体的“可再生能源-氢能”模式，将是未来规模化发展氢能产业的必然选择。当前，通过可再生能源发电制取“绿氢”的成本仍然较高，一方面是由于现阶段制氢项目总体规模较小，另一方面是由于电解槽的能耗和初始投资成本较高。

本文对绿氢成本进行了系统分析，对比碱性及质子交换膜（PEM）电解制氢的平准化成本（LCOH），并对风光氢储产业模式及趋势进行研讨，结果表明：以可再生能源如风电、光伏、水电进行电解水制氢，电价控制在0.25元/kwh以下时，制氢成本开始具有相对经济性（15.3~20.9元/kg）。在碳中和目标大背景下，随着未来可再生能源发电成本的进一步下降，制氢项目的规模化发展，电解槽能耗和投资成本的下降以及碳税等政策的引导，绿氢的降本之路将逐渐明晰。

电解水制氢成本分析 当前电解水制氢技术可分为碱性电解（ALK）、质子交换膜电解（PEM）、固体氧化物电解（SOEC）三种，其中碱性电解与 PEM 电解技术应用较为成熟。

表 1 ALK 与 PEM 电解水制氢技术经济指标对比

项目	ALK			PEM		
	当前	2030	远期	当前	2030	远期
电效率（%LHV）	63-70	65-71	70-80	56-60	63-68	67-74
工作压力（MPa）	0.1-3			3-8		
运行寿命（万小时）	6-9	9-10	10-15	3-9	6-9	10-15
负载范围（%）	15-100			0-160		
单位能耗（kw/m ³ ）	4.2-5.9			4.2-5.6		
投资成本（元/kW）	2000-10000	2800-6000	1400-4800	8000-13000	4500-10500	1400-6200
优势	经过验证的大规模生产技术			没有液态腐蚀性电解质；高排气压力；快速响应动态条件，匹配可再生能源		
成熟度	商业化大规模使用，MW 级			小型商业用途，MW 级		

电解制氢成本计算方法如下：

$$\text{平准化成本 LCOH} = \frac{\text{固定成本 (capex)}}{\text{制氢量 (capacity)} \times \text{寿命 (lifetime)}} + \text{运行成本 (opex)};$$

$$\text{运行成本 (opex)} = \text{制氢耗电量 (kW} \cdot \text{h/kg)} \times \text{电价} + \text{水价} + \text{设备维护成本}。$$

以 1000Nm³H/h 碱性电解和 PEM 电解项目为例，假设项目全生命周期为 20 年，运行寿命 9 万小时，固定成本涵盖电解槽设备、氢气纯化装置、材料费、安装服务费、土建等项目，电价以 0.3 元/kWh 计算，成本对比如下。

表 2 ALK 与 PEM 电解水制氢成本对比

项目	ALK	PEM
固定成本 (万元)	1500	4500
电成本 (元/kg H ₂)	14.19	13.86
水成本 (元/kg H ₂)	0.56	0.56
维护成本 (元/kg H ₂)	1.11	3.33
平准化成本 (元/kg H ₂)	17.71	23.30

注：①固定成本=制氢项目建设成本/kw×规模+安装、土建等相关费用；

②每年维护成本按总投资成本的 3%计算

综上计算可得，假设条件下的碱性和 PEM 电解项目的平准制氢成本分别为 17.71 元/kg 和 23.3 元/kg，其中，电费分别占据 80%和 60%左右。

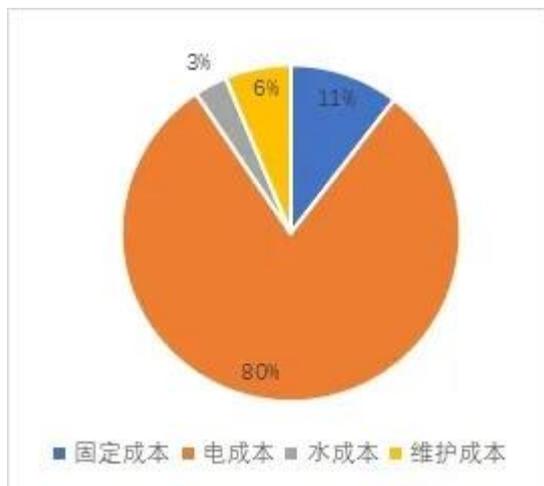


图 1 碱性电解制氢成本构成

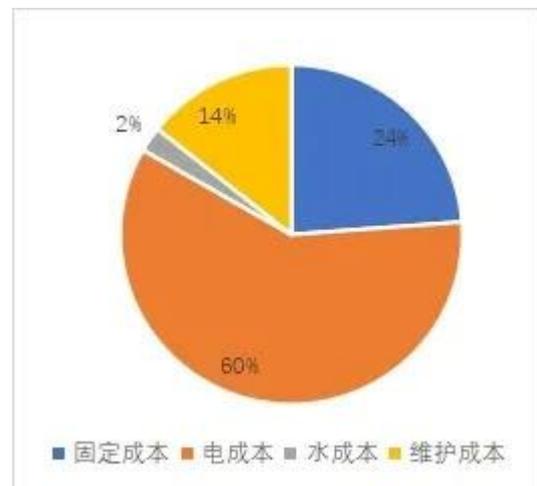


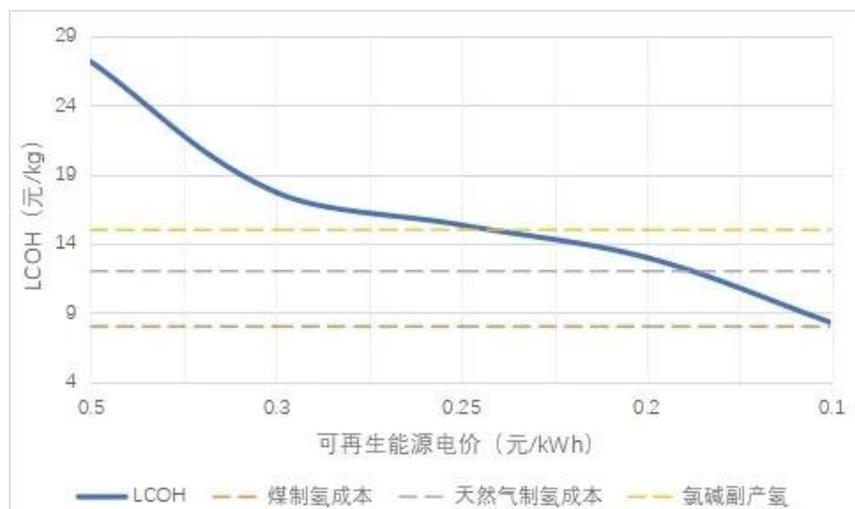
图 2 PEM 电解制氢成本构成

绿氢经济性对比及未来降本趋势

与其他制氢方式相比，若可再生能源电价低于 0.25 元/kWh，绿氢成本可降至 15 元/kg 左右，将开始具有具有成本优势。同时由于传统能源制氢会混杂众多碳、硫、氯等相关杂质，叠加提纯、CCUS 等成本，实际制取成本或将超过 20 元/kg。

图 3 绿氢与其他制氢技术成本对比

与其他能源相比，当前绿氢成本还是相对过高。以上节假设条件下可再生能源制氢的成本约为 17.7 元/kg（电价为 0.3 元/kWh），叠加储运成本 10 元/kg，加氢站压缩、加注、运营等成本 12



元/kg，加氢端价格已达到近 40 元/kg。即便以当前燃料电池汽车示范城市群规定的 35 元/kg 的加氢价，燃料电池汽车燃料成本约为 2.1-2.8 元/km；柴油成本约为 0.8-1.4 元/km，汽油成本约为 1 元/km。可见绿氢降本还有很长的路要走：

1. 可再生能源发电成本将进一步下降

未来十年我国风电、光伏每年新增装机规模预计分别在 5000 万 kW 和 7000 万 kW 左右，可再生能源发电成本将进一步下降，部分地区甚至将低于平价上网，预计“十四五”期间可再生能源平均上网电价将降低到 0.25 元/kWh 以下，对应绿氢成本可降至 15 元/kg 以下，到 2030 年绿氢潜在产能预计可以超过 400 万吨

2. 核心技术设备与国际水平差距将逐渐缩小，制氢项目建设成本将大幅下降

未来通过规模效应以及关键核心技术的国产化突破，电解槽的生产成本也将大幅度降低。预计到 2030 年，国内碱性电解槽的成本将从目前的 2000 元/kW 降至 700-900 元/kW，到 2050 年，可降至 530-650 元/kW；兆瓦级的 PEM 系统前期投入将从现在的 8000 元/kW 降至到 2030 年的 3000-6700 元/kW，到 2050 年进一步降至 630-1450 元/kW。

结合以上降本因素，我国“十四五”期间绿氢平均综合成本将降至 20 元/kg 以内；远期我国将以可再生能源发电制氢为主，绿氢平均综合成本有望降至 10 元/kg。

利用“三北”地区可再生能源优势，可建立风光氢储产业集群。作为清洁能源的重要组成，我国新能源发电在快速规模化发展的同时，也面临着消纳利用不充分等问题，新能源消纳问题较为突出，其中弃风弃光主要集中于“三北”地区的新疆、青海、甘肃、内蒙古等地区。2020 年“三北”地区弃风电量总计 150 亿千瓦时，占全国弃风总量的 90%，弃风率为 5.2%；2020 年“三北”地区弃光电量总计 45.1 亿千瓦时，占全国弃光总量的 85.7%，弃光率为 3.16%。

当下，“三北”地区风能、光能资源富集地区应加快可再生能源与氢能技术的耦合，充分发挥氢能存储功效，降低甚至消除地区可再生能源弃电量，将低成本、清洁的电力转化为氢能，提高可再生能源与氢能综合利用效率。同时，随着储运技术的突破，该地区的低碳氢可输送到用氢集聚区，也可成为氢能投资示范项目的重点选择区域。为低成本、大规模的绿氢制备打好基础，也为在全国范围内推广可再生能源与氢能综合高效应用、推进低成本产业化进程发挥重要示范作用，加快氢能在交通、化工等领域的应用及发展。

界面新闻 2021-09-18

蓝氢的碳排放真的比天然气高吗？英国专家有话说

英国广播公司《科学聚焦》杂志发表署名 Sara Rigby 的文章，题目是：Why we need a hydrogen power network to reach net-zero carbon（为什么我们需要氢能网络来实现净零碳排放）。

今年 8 月英国政府发布了氢能战略，主要目标是到 2030 年建设生产 5 吉瓦氢能的装机，相当于 300 万英国家庭使用的天然气量。氢也可用于燃料电池，化学能直接转化为电能，可以用来代替汽车——甚至火车或飞机——的内燃机，也可以代替汽油或柴油发电机。

蓝氢的碳排放量有多大？

氢气可以来有两种来源，即“蓝色”和“绿色”氢气。所谓的绿氢是通过利用风能或太阳能等可再生能源电解水制氢；蓝氢是由蒸汽与甲烷反应产生的，在此过程中排放的碳被捕获并储存。由于绿氢是使用可再生能源生产的，因此它被视为是储存可再生能源的一种方式。

然而，蓝氢是使用化石燃料生产的，因此会产生碳排放。在此过程中，即便使用碳捕集和封存技术，仍然会有 5%到 15%的排放量。按照英国政府的计划使用蓝氢，2050 年每年将产生 800 万吨二氧化碳，相当于 150 万辆化石燃料汽车的排放量。最近，康奈尔大学和斯坦福大学的科学家进行的一项研究表明，蓝氢的二氧化碳排放量相当于每百万焦耳能源排放 139 克二氧化碳，其碳足迹比燃烧天然气或煤炭高 20%。

那么，我们为什么要使用蓝氢？

如果使用蓝氢仍然会产生碳排放，为什么不直接燃烧天然气呢？

爱丁堡大学碳捕获与储存教授 Stuart Haszeldine 认为，康奈尔和斯坦福大学的研究不适用于英国。他说：“该研究基于美国天然气系统的泄露量，采用了最坏的情况假设——大量甲烷将泄漏，而捕获的二氧化碳很少——因此泄漏和不良工艺最终导致每单位氢气的二氧化碳排放量非常大也就不足为奇了。”他指出，“即便如此，我认为低碳蓝氢是通过多种用途快速替代天然气的一种过渡，用更清洁的绿氢替代天然气将取决于电解水制氢成本下降的速度。”

根据爱丁堡大学实验地球科学技术 Eike Thaysen 博士的计算，在英国蓝氢的排放量相当于每产生一百万焦耳的能量产生 10 到 20 克二氧化碳。在提供同等能量下，燃烧天然气约排放 63 克二氧化碳。这意味着蓝氢的清洁度大约是天然气的三到六倍。因此，即使有 15% 的二氧化碳排放到大气中，蓝氢的总排放量仍然要少得多。

此外，Thaysen 博士认为，蓝氢在走向零排放的过程中至关重要。但在目前情况下，蓝氢更为经济，可使用成熟的现有技术，有助于发展价值链，有助于行业快速减排。这样，当绿氢一旦具有成本竞争力，就有了成熟的应用市场。因此，绿氢和蓝氢的结合对于帮助我们快速实现净零排放至关重要。

由于天然气基础设施已经存在，将天然气供应转化为氢气为家庭供能将相对简单。Thaysen 解释说，在不改变基础设施或我们的燃气终端设备的情况下，氢气可以混合到现有的燃气网络中，比例可达到燃气量的 20%。当然，这只会导致二氧化碳排放量减少 7%，我们希望的最终目标是使用 100% 的绿氢。绿氢可以实现可再生能源的脱碳储存，从而促进零碳能源的使用，帮助向净零碳社会过渡。

国际能源小数据 2021-09-22

我国首套吨级氢液化系统研制成功

我国新一代运载火箭的发动机主要采用液氢、液氧和煤油作为燃料。近日，我国自主研发的首套产量达到吨级的氢液化系统调试成功，并实现了连续稳定生产。

这意味着今后我国的运载火箭将可以使用国产液氢作为燃料。

此次系统调试过程中，我国自主研发的氢液化系统，按计划顺利完成开车、生产及自动停机复温程序，累计连续稳定生产 35 小时，产出液氢 35.55 立方米。设计液氢产能为每天 1.7 吨，调试过程中实测满负荷工况产量为每天 2.3 吨，达到预期目标。

航天科技集团六院 101 所所长 王成刚：这套系统我们解决了一系列关键技术，实现了 90% 以上国产化。

目前我国的长征五号、长征七号等新一代运载火箭的发动机，都采用了液氢液氧作为燃料。这套日产量达到吨级的氢液化系统调试成功，能够有效支撑我国高密度的发射任务需求。

航天科技集团六院 101 所所长 王成刚：既实现了我们自主可控，也对我们航天系统氢氧发动机研制起到重要的支撑，这也会助力这个我国氢能产业、氢的储运，长距离的运输，具有重要的这样一个支撑的作用。

突破多项关键技术 实现液氢完全国产

近些年，随着我国航天高密度发射任务的持续发展，火箭发动机对于液氢的需求也在不断增加。

而此次我国首套吨级氢液化系统研制成功，不仅能够满足我国航天发射任务的需求，在提供清洁能源方面也具有重要作用。

氢气是一种无色无味的气体，但要将它转化成液态，需要经过多个复杂的环节。其中一个就是要降温，液态氢的温度是零下 253 度，这样一来对于存储液态氢的材料就提出了耐低温的要求。

航天科技集团六院 101 所 氢能业务首席专家 刘玉涛：我们必须有绝热，如果我们不绝热的话，它就全都气化了，等于工作白做了，还要防辐射，还有尽量减少固体的导热，维持一个零下 253 度

的系统，还是比较复杂的。

在此之前，我国航天领域所使用的液氢大多数由国外设备生产。经过 1 年多时间的研发和攻关，我国在多个关键技术方面取得了重大突破，从而实现了液氢完全国产。

航天科技集团六院 101 所 氢能业务首席专家 刘玉涛：因为它是一个吨级的大型设备，作为工业装置的话，这是国内的首次，填补了这个空白。

央视新闻客户端 2021-09-22

多国推进氢能战略实施

近日，英国、韩国、日本等多个国家的政府和企业加速推进氢能战略实施的消息频现。在政府加快规划氢能布局和企业加速推进行动计划的形势下，氢能产业正在克服技术与成本等多重困难，努力向前发展。

今年 8 月份，英国发布了首个氢能战略。英国政府表示，氢能将在化工、炼油、电力和重型运输等高污染、高耗能行业脱碳过程中发挥重要作用。到 2030 年，全英国的氢能经济价值将达到 9 亿英镑，并将创造超过 9000 个高质量的工作岗位。到 2050 年有可能增加到 10 万个就业机会，氢能经济价值将高达 130 亿英镑。

和其他许多国家一样，英国将实行“绿色”氢气和“蓝色”氢气“双轨制”来推进氢能源的发展。“绿色”氢气是通过由可再生能源驱动的电将水分解成氢气和氧气，“蓝色”氢气是由天然气和蒸汽制成。与绿氢不同，蓝氢并不能实现零排放，但碳排放可被捕获、储存并用于其他用途。

英国商业、能源和产业战略部国务大臣夸西·克沃滕表示，英国氢能战略的实施标志着英国氢气革命的开始，预计未来英国三分之一的能源可能由氢能提供。克沃滕说，英国氢能战略将使英国在全球氢技术竞赛中处于领先地位，并能抓住随之而来的就业机会和私人投资。

韩国政府也在对氢能源的发展给予更多支持。据韩联社报道，韩国政府 9 月 13 日表示，将八项额外的氢能源业务纳入政府金融支持的范围之内。为了加快氢能源的发展，今年 2 月韩国推出了一项新的立法。根据这项新立法，业务涉及氢能源的企业最高可以获得 1.5 亿韩元的资金支持。目前，已有一些氢燃料电池和充电设施企业获得了相关支持。此外，韩国政府还在为氢能源企业提供技术支持，并帮助其寻找客户。韩国计划在 2025 年之前扶持 100 家聚焦氢能源业务的企业，并在 2040 年将这一数量提升至 1000 家。韩国政府希望在交通和能源领域大力发展氢能源，计划在 2040 年前生产 620 万辆氢燃料电池汽车，并建设 1200 个充电站。

企业界也在积极推进氢能发展战略。韩国政府本月召集 14 家大型企业举行氢能源会议，涉及斗山集团和现代汽车等大型企业。斗山集团表示，将加大其氢能源业务的发展，集团旗下的子公司正在昌原建设氢液化工厂，预计将于 2022 年完工。这家工厂将生产蓝氢。此外，斗山集团还计划加强绿氢和氢液化工厂的竞争力。

现代汽车集团 7 日宣布，将在 2028 年率先成为全球首个旗下所有商用车型均搭载氢燃料电池系统的汽车制造厂商。当日，现代汽车集团提出了“氢能愿景 2040”。现代汽车集团计划到 2030 年实现氢燃料电池车的价格与纯电动车相当的目标，确保在价格领域的竞争力。到 2040 年，氢能将不仅适用于交通运输，还将更广泛地被应用于不同行业和领域。

近日，新日本石油公司准备与马来西亚国家石油公司合作发展氢能业务，在马来西亚建立零排放的氢能供应链。双方还将共同开发马来西亚以外的氢能业务机会。新日本石油公司之前已经开始在澳大利亚、中东和亚洲地区与合作伙伴一起扩大氢能业务。此外，液氢供应商岩谷产业公司等四家日本企业近期也在与澳大利亚当地企业合作，共同建设“绿色”液氢供应链项目。

人们对氢能的发展寄予厚望。国际氢能委员会的预测显示，到 2050 年氢能将占全球能源需求的 18%，市场规模将达到 2.5 万亿美元。

经济参考报 2021-09-27

北京昌平：未来两年推动氢燃料电池成本降低 30%

9月25日，在2021全球能源转型高层论坛上，昌平区发布了《“十四五”时期未来科学城发展规划》《昌平氢能产业创新发展行动计划》，将建设全球领先的氢能技术创新高地，2023年前实现核心技术自主化，推动氢燃料电池终端应用成本全面降低30%。

未来科学城经过十余年建设发展，已经成为北京建设国际科技创新中心枢纽型主平台，其中东区定位打造为具有国际影响力的“能源谷”。《“十四五”时期未来科学城发展规划》提出，未来5年，未来科学城将聚焦碳达峰碳中和战略，布局绿色能源关键技术攻关，加快氢能与燃料电池、先进储能、能源互联网新范式等技术创新，重点打造氢能和能源互联网产业集群，布局碳减排与碳中和新赛道。

《昌平区氢能产业创新发展行动计划（2021-2025年）》进一步提出具体目标，昌平区将以未来科学城“能源谷”为核心，辐射带动北七家成果转化基地、沙阳路先进制造产业基地等区域，建设全球领先的氢能技术创新高地，2023年前，实现核心技术自主化，推动燃料电池终端应用成本全面降低30%。2025年前，昌平区将引进、培育5至8家具有国际影响力的产业链龙头企业，孵化3家以上氢能领域上市企业，实现产业链收入突破300亿元；建成加氢站10至15座，实现燃料电池车辆累计推广1200辆以上，分布式能源系统装机规模累计达到5兆瓦。

位于未来科学城西区的生命科学园定位为具有全球领先水平的“生命谷”，未来5年，生命科学园将建设好昌平国家实验室，保障研发及配套空间需求，实施生命技术赶超工程，积极承接创新成果转化。未来将建设形成新发突发病原体感染预警应对、防范重大生物安全风险的技术支撑体系，类脑芯片、脑机接口技术进入国际先进行列，运用尖端创新生物技术，推动重大疾病精准诊断、突破性治疗。

生命科学园三期将加速建设，培育医药健康产业集群，三期项目占地面积约470公顷，规划总建筑面积约317万平方米，其中，产业用地建筑规模约129万平方米，居住用地建筑规模约169万平方米，计划2022年全面实现土地供应，“十四五”期末基本形成城市形象。

在未来科学城“两谷一园”创新格局中，沙河高教园定位为科教及产业融合新城。十四五时期，沙河高教园将发挥学科交叉融合优势，谋划筹建高水平研究型大学，推动高校“双一流”建设；优化入驻高校创新功能布局，引导整建制布局优势学科、二级学院，构建应用基础研究生态，全面提升高校创新能力，同时搞活高校联盟促进融合发展，激发协同创新活力，实现校城融合。

围绕产业数字化赋能先进制造业融合升级，昌平区还将发挥数字科技赋能先进制造业发展，推进现代服务业与先进制造业深度融合，持续做大做强重点领域先进制造业，推动智能装备产业集群化发展，建设一批智能制造标杆工厂，强化高端医疗器械产业优势，做强智能终端产业等。

北京日报 2021-09-26

核能

“人造太阳”主机安装“第一棒”顺利跑完

本报讯 法国当地时间9月16日，位于法国南部卡达拉舍的“人造太阳”国际热核聚变实验堆（ITER）托卡马克装置最后一个下部主要磁体部件——极向场超导线圈PF5成功落位，标志着ITER项目主机安装第一阶段最后的里程碑完成，为第二阶段真空室安装创造了关键条件。这是由中核集团牵头组成的中法联合体在ITER现场啃下的又一块“硬骨头”，有力推进了ITER项目建设进展。

PF5线圈是ITER超导磁体中第二个安装到位的大型线圈部件，PF5线圈本体净重315吨，加上底部支撑板与吊装工具总重383吨，线圈本体直径18.6米，就位精度±4毫米，具有吊装重量重、设

备尺寸大及就位精度要求高等特点。PF5 线圈就位至堆坑过程中，与周围设备仅有 3.6 厘米的间隙，对设备定位及角度控制有极高要求，稍有偏差，就会对 PF5 本体及其临近的设备造成损伤。

由中核集团中国核电工程公司牵头，携手中国核工业二三建设公司、核工业西南物理研究院、中科院等离子体物理研究所、法马通公司参与组成的 TAC1 中法联合体团队通力协作，多次开展三维模拟演练，9 月 13 日试吊成功，9 月 16 日 PF5 正式吊装一次落位成功。

ITER 项目部坚持抗疫、施工两不误，克服进度要求紧、技术问题和变更多、技术要求高等困难，顺利完成杜瓦底座、杜瓦下部筒体、下部冷屏、极向场超导导线 PF5 等一系列重大里程碑节点，按时、保质、安全地完成了阶段性合同任务，顺利跑完聚变安装“第一棒”。

2019 年 9 月，中国核电工程有限公司牵头的中法联合体正式与 ITER 组织签订了 TAC1 安装合同。TAC1 安装标段工程是 ITER 托卡马克装置最重要的核心设备安装工程，其重要性相当于核电站的反应堆、人体里的“心脏”，主要工作为杜瓦、超导磁体和馈线系统的安装。

ITER 是目前世界上最大的聚变反应堆实验工程，其复杂程度和技术难度都超过了已经大量建造运行的裂变反应堆，TAC1 安装工程没有成熟的经验可以直接借鉴，其涉及重大的技术挑战，包括大尺寸或大重量部件吊装、高真空或超高真空部件安装、超导部件安装和连接等。

钟和 中国能源报 2021-09-20