能量转换科技信息

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

第 7 期　2022 年 4 月

目　　录

总论 1
流域“基地”式可再生能源开发成趋势 1
重磅！《“十四五”现代能源体系规划》发布 2
能源安全保供不容放松 能源保供着重四大方面 3
全球首个“碳关税”来了？ 3
“十四五”现代能源体系这样建 5
《“十四五”现代能源体系规划》有两大亮点 6
“现代能源体系”看点多 7
“十四五”现代能源体系建设锁定五大目标 8
林业生态能源是碳中和生力军 9
我国将建立三级碳排放计量服务支撑体系 10
能源行业是破解生态危机的“牛鼻子” 11
英国新版能源战略力捧油气核 12
热能、动力工程 13
南工大新发现或推动未来电池技术加速发展 13
我国新型储能产业进入快车道 浙江等多地加速布局储能建设 14
钙钛矿太阳能电池性能退化问题得解 16
储能角色迎来大转换 16
建筑业降碳难点多潜力大 18
蓝碳交易的“厦门故事” 19
用能第一大户减碳步子，快了还是慢了 22
国际最新研究：全球天文科研设备碳排放每年至少 120 万吨 23
建筑业降碳，难在哪儿？ 24
温州研发钠离子电池即将试产 可解决大型储能瓶颈性难题 25
森林资源增长支撑“双碳”目标 26
新型储能发展大步提速 26
CCS 商业化开发迎来突破 28
微电网将改写电网格局 29
电网侧新型储能破局之路越走越宽 30
广东功率最大用户侧“超级充电宝”投产 32
新型储能新政发布，为何没明确装机目标？ 32
新型储能，大型“充电宝”怎么建？ 34
韩国大幅提升碳中和目标 36
地热能 37

河北出台措施推进地热能科学有序开发利用 37
生物质能、环保工程 38
煤制油与生物质能融合发展潜力大 38
太阳能 39
分布式光伏配储大有前景 39
河北：屋顶分布式项目按照“光伏+储能”开发建设 40
新策略提升钙钛矿太阳能电池稳定性 40
攻克技术难题，达到环评要求 “水面光伏”才能稳立潮头 41
分布式光伏新解：走向 600W+ 43
超高功率组件应用价值突出 45
65%！薄膜硅光伏电池光吸收率创新纪录 46
超能减碳，异力而昇！东方日升发布超低碳 BIPV、HJT 新品 47
25.47%！隆基电池效率再创纪录 48
海洋能、水能 49
我国华东地区两大抽水蓄能电站开建 49
抽蓄项目密集开工 49
抽水蓄能：储能产业的基石 50
国家电网开建两座抽蓄电站 60
两网加力布局抽水蓄能 60
风能 61
法国将新建两座漂浮式海上风电场 61
浮式海上风电“风靡”全球 62
全球海上风电业大“风”来袭 63
国内首个百万千瓦级海上风电场今年已累计发电 10 亿度 64
浮式海上风电火遍全球 64
德媒报道：中国风电产业正走向世界市场 65
氢能、燃料电池 66
“固废+能源”协同制氢，佛山南海将建年产 2200 吨制氢项目 66
绿氢产业政策要“打补丁” 66
介绍氢能产业发展中长期规划（2021—2035 年）有关情况 67
采用氢燃料电池供电 四川将建“零碳”数据中心 73
英国液氢飞机将于 2035 年在各地投入使用 73
稳慎应用示范先行 氢能产业跑起来 74
氢能产业顶层设计出炉 支撑“双碳”目标实现 75
明确氢能产业发展定位 开启产业新赛道 77
推进氢能产业健康有序可持续发展 78
氢能的春天来了 80
开启氢能产业新赛道 统筹氢能应用安全经济性 82
欧盟全球“寻氢” 83
氢能规划出台 企业蓄势待发 85
一提到氢能只想到燃料电池？落伍了 87
长三角抢占“氢”机遇 89
广州石化积极推动粤港澳大湾区氢能产业发展 92
核能 92

欧洲多国调整政策加大核电应用 92
能源政策 93
宁波鼓励新建房屋建筑安装分布式光伏系统 93
重磅！《“十四五”新型储能发展实施方案》来了 94
河北出台规范 指导屋顶分布式光伏建设 102
到 2025 年 完成既有建筑节能改造面积 3.5 亿平方米以上 102
湖南新能源与节能产业精准发力 103
重磅！《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》发布 103

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

流域“基地”式可再生能源开发成趋势

日前，国家能源局发布的《关于开展全国主要流域可再生能源一体化规划研究工作有关事项的通知》(下称“通知”）指出，依托主要流域水电开发，在合理范围内配套建设一定规模风电和光伏为主的新能源项目，建设可再生能源一体化综合开发基地，实现一体化资源配置、规划建设、调度运行和消纳。

受访人士解读认为，通过主要流域可再生能源一体化开发利用，可推动可再生能源更大规模、更高质量、更有成效地发展，促进传统电力系统的变革与重构,加快构建新型电力系统。

催生可再生能源开发新模式

中国社会科学院可持续发展研究中心副主任张安华对记者表示，对主要流域进行“基地”式能源开发研究的提议由来已久。随着大容量远距离接纳、配置、输送可再生能源的技术日臻成熟，风电、光伏等可再生能源生产成本日益满足相关开发条件，国家能源局适时启动了此次研究工作。

“‘一体化’规划研究，有利于开辟可再生能源消纳的新途径，可通过水电、抽水蓄能的储能和灵活调节作用，平抑风电、光伏等可再生能源发电出力波动，搭配相应规模的可再生能源开发，整体提高可再生能源的消纳比例。”张安华认为，“一体化”还有助于推动可再生能源开发的新模式和新业态形成，兼顾流域内煤电、地热、生物质能等能源资源融合发展，实现能源资源集约化发展，从而提高综合开发的经济性。

流域可再生能源“打捆”是大势所趋

“水电传统的功能定位正发生改变，大规模非水可再生能源赋予水电更多任务，水电除了自身发电外，还可利用水库的调节能力，克服风光等新能源间歇性、随机性的缺点，为大量可再生能源并网提供支撑，所以，主要流域可再生能源‘打捆’是大势所趋，也是对原有水电基地的再升级。”中国水力发电工程学会研究员杨永江对记者表示。

张安华则认为，从某种程度上说，“一体化”规划与原来提出的水电基地开发思路有一定联系，但不能认为这只是水电基地升级版。“首先内涵有较大变化，原来主要围绕水电做文章，现在将水、风、光以及流域内煤电、地热、生物质能等能源资源均纳入视野，提升了对抽水蓄能的重视程度；其次是水电的地位有变化，原来的水电基地以水电为主，现在转变为水、风、光为主，兼顾流域内相关能源资源融合发展，目的就是建立多能互补的清洁能源基地；再次是水电的功能定位有变化，由电量为主、调节为辅转变为量调并重或调主量辅，由电量支撑为主逐步转变为以容量支撑为主，提升了流域水电灵活调节能力，更好地发挥了水电优质调峰资源的作用。”

始终坚持国家主导

采访中，不少水电央企向记者大倒“苦水”——“推进风光水储为主的清洁能源基地难度不小”“目前省内获取新能源项目较困难”“实际开发时受当地风光配额限制，面临不少挑战”。

谈及上述问题的解决，杨永江直言，最关键是要建立利益共享的开发机制。风光“插进”水电基地后，水电机组开机、启停、磨损、能耗、运行难度都会增加，运行成本也随之上升，需要有补偿机制。但若建立起一体化利益机制，补偿机制就不是亟需解决的问题了。“建议主要流域探索建设新型开发模式，如水电、电网企业控股，其他企业根据可再生能源份额，成立流域可再生能源开发主体，这也符合我国多元化混合所有制的改革方向。”

张安华建议，“一体化”规划研究及其以后的开发建设中，要始终坚持国家主导，避免有关地区、市场主体等局部利益因素干扰，并要严格把好评审环节，有序推进，谨防“跑马圈地”和盲目竞争，“同时完善利益共享机制，尽力避免由于利益分配原因形成可再生能源消纳壁垒。”

“应突出集成效益研究。流域内各种能源资源‘一体化’后，其整体综合效益应大于非‘一体化’效益，否则无‘一体化’必要。”张安华对记者表示，在充分把握流域内水、风、光和抽水蓄能等各种能源资源，以及能源输送、调节、消纳的存量价值和潜在价值的基础上，结合环境影响、开发难度、可持续发展指数等相关因素，对其“一体化”集成后的整体、长期、可控、可持续的效益进行科学评价，进而得出科学的决策结论，形成正确的决策方案。

本报记者 苏南　中国能源报　2022-03-21

重磅！《“十四五”现代能源体系规划》发布

3 月 22 日，国家发改委、国家能源局发布关于印发《“十四五”现代能源体系规划》的通知。

“十四五”时期现代能源体系建设的主要目标是：

——能源保障更加安全有力。到 2025 年，国内能源年综合生产能力达到 46 亿吨标准煤以上，原油年产量回升并稳定在 2 亿吨水平，天然气年产量达到 2300 亿立方米以上，发电装机总容量达到约 30 亿千瓦，能源储备体系更加完善，能源自主供给能力进一步增强。重点城市、核心区域、重要用户电力应急安全保障能力明显提升。

——能源低碳转型成效显著。单位 GDP 二氧化碳排放五年累计下降 18%。到 2025 年，非化石能源消费比重提高到 20%左右，非化石能源发电量比重达到 39%左右，电气化水平持续提升，电能占终端用能比重达到 30%左右。

——能源系统效率大幅提高。节能降耗成效显著，单位 GDP 能耗五年累计下降 13.5%。能源资源配置更加合理，就近高效开发利用规模进一步扩大，输配效率明显提升。电力协调运行能力不断加强，到 2025 年，灵活调节电源占比达到 24%左右，电力需求侧响应能力达到最大用电负荷的 3%～5%。

——创新发展能力显著增强。新能源技术水平持续提升，新型电力系统建设取得阶段性进展，安全高效储能、氢能技术创新能力显著提高，减污降碳技术加快推广应用。能源产业数字化初具成效，智慧能源系统建设取得重要进展。“十四五”期间能源研发经费投入年均增长 7%以上，新增关键技术突破领域达到 50 个左右。

——普遍服务水平持续提升。人民生产生活用能便利度和保障能力进一步增强，电、气、冷、热等多样化清洁能源可获得率显著提升，人均年生活用电量达到 1000 千瓦时左右，天然气管网覆盖范围进一步扩大。城乡供能基础设施均衡发展，乡村清洁能源供应能力不断增强，城乡供电质量差距明显缩小。

展望 2035 年，能源高质量发展取得决定性进展，基本建成现代能源体系。能源安全保障能力大幅提升，绿色生产和消费模式广泛形成，非化石能源消费比重在 2030 年达到 25%的基础上进一步大幅提高，可再生能源发电成为主体电源，新型电力系统建设取得实质性成效，碳排放总量达峰后稳中有降。

《方案》全文如下：

国家发展改革委 国家能源局关于印发

《“十四五”新型储能发展实施方案》的通知

发改能源〔2022〕209 号

各省、自治区、直辖市及新疆生产建设兵团发展改革委、能源局，国家能源局各派出机构，有关中央企业：

为深入贯彻落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略，实现碳达峰碳中和战略目标，支撑构建新型电力系统，加快推动新型储能高质量规模化发展，根据《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《国家发展改革委 国家能源局关于加快推动新型储能发展的指导意见》有关要求，我们组织编制了《“十四五”新型储能发展实施方案》，现印发给你们，请

遵照执行。

国家发展改革委

国 家 能 源 局

2022 年 1 月 29 日

国家发改委　2022-03-22

能源安全保供不容放松 能源保供着重四大方面

国家能源局 21 日发布的今年 1 月份至 2 月份全国电力工业统计数据显示，截至 2 月底，全国发电装机容量约 23.9 亿千瓦，同比增长 7.8%。其中，风电装机容量约 3.3 亿千瓦，同比增长 17.5%；太阳能发电装机容量约 3.2 亿千瓦，同比增长 22.7%。

“双碳”目标下，“十四五”时期我国将推动可再生能源跃升发展，风电、光伏装机的大幅增长也印证了这一点。

数据显示，前 2 个月全国主要发电企业电源工程完成投资 471 亿元，同比下降 1.9%，其中，水电 123 亿元，同比下降 19.6%；太阳能发电 94 亿元，同比增长 153.7%。电网工程完成投资 313 亿元，同比增长 37.6%。

尽管我国能源供给能力有可靠保障，但受气候影响大的风电光伏等不稳定电源比重大幅增加，因气候变化和价格波动导致的能源供应风险也明显增多。

数据显示，前 2 个月，全国发电设备累计平均利用 597 小时，比上年同期减少 8 小时。其中，核电 1195 小时，比上年同期增加 48 小时；风电 323 小时，比上年同期减少 96 小时。

国家发展改革委副主任连维良此前表示，稳妥推进碳达峰、碳中和要加快能源清洁低碳转型，这给能源保供提出了更高要求；我国已深度融入世界经济，全球大宗商品价格上涨带动了对高耗能产品的需求，地缘政治冲突、全球能源供需变化都将影响到我国能源安全可靠供应。

连维良透露，将重点从 4 个方面做到能源安全保供：着力增加产能、着力加强储备、着力保供稳价、坚决守好民生用能底线。

连维良表示，要大力推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设，大幅增加抽水蓄能等调峰电源，统筹增加各类发电有效出力；大幅增加油气勘探开发投入，推动油气增储上产；有序释放煤炭先进产能，保持煤炭产量在合理水平。同时，加快推进 2 亿吨以上政府可调度煤炭储备能力建设，新增 50 亿立方米以上储气设施，推动全国应急备用和调峰电源达 3 亿千瓦以上，引导重点能源生产企业和能源大用户加强社会责任储备。

王轶辰　经济日报　2022-03-22

全球首个“碳关税”来了？

3 月 15 日，欧盟理事会宣布，欧盟碳边境调节机制（CBAM）获得通过。该机制被俗称为“碳关税”。欧盟 CBAM 一旦实施，将成为全球首个“碳关税”。

不过，业界普遍担忧，目前全球尚未形成统一的碳市场定价体系，欧盟如果单方面实施“碳关税”很可能导致出现新的贸易争端。

CBAM 一直充满争议

碳边境调节机制（CBAM）实际上并非欧盟“首创”，在国际气候谈判启动之初，其就是各方讨论的议题之一。该机制是指在国内实施严格的气候政策基础上，要求进口或出口的高碳产品缴纳或退还相应的税费或碳配额。

围绕 CBAM 其实一直充满争议，支持方认为，实施该机制可以减少“碳泄漏”风险；反对方则认为该机制是一种变相的贸易保护主义。

距离实施再进一步

欧盟自 2005 年开展碳排放交易以后，就开始讨论针对“碳关税”立法。

2019 年，欧盟委员会主席冯·德莱恩上任伊始即推动将 CBAM 列入了欧盟绿色新政中。

2020 年，欧盟委员会提交了 CBAM 影响评估报告，并对其进行了公开征求意见。

2021 年，先是欧洲议会投票通过了设立 CBAM 的决议，随后，欧盟又将碳中和目标定为强制性法律约束。欧盟 CBAM 也由此获得了“合法”身份。

2021 年 7 月，欧盟委员会根据气候目标，提出了名为“Fit for 55”的一系列立法提案，涵盖了能源、工业、交通、建筑和碳排放交易体系等多个领域的政策修订，其中正式公布了 CBAM 提案细则。

2022 年 3 月，欧盟理事会通过了 CBAM 的“总体方针”，CBAM 距离实施再进一步。

覆盖范围将包括欧盟碳市场所有产品

欧洲议会针对 CBAM 的决议包括：一，CBAM 覆盖范围将包括欧盟碳市场下的所有产品，钢铁、水泥、玻璃、陶瓷、化肥的行业都将纳入其中；二，CBAM 带来的收益将用于支持绿色新政的目标；三，CBAM 将不能被贸易保护主义滥用。

欧盟委员会的 CBAM 立法草案，则将水泥、钢铁、电力、铝和化肥作为首批纳入 CBAM 的行业，并设置了过渡期，在过渡期内，上述行业的进口商品只提交信息，无需缴纳相应费用，过渡期结束后，进口商需要为其进口产品的排放支付费用，同时，欧盟会考虑是否扩大覆盖的行业范围。

据欧盟估算，实施 CBAM 每年将带来 50 亿-140 亿欧元的收入。

不过，此次，欧盟理事会通过 CBAM 方案暂时搁置了三个问题：一是取消免费碳排放配额的时间表，另一个是碳边境调节机制的收入分配方案，以及欧盟出口产品的碳成本“退税”问题。

业界担忧引发新的贸易争端

欧盟委员会表示，作为欧盟碳市场改革的重要组成部分，CBAM 的主要目的是解决欧盟碳市场机制下存在的“碳泄漏”问题，同时，也将鼓励欧盟的贸易伙伴国也建立相应的政策以共同应对气候变化。

法国经济事务、财政和复苏部部长布鲁诺·勒梅尔表示：“欧盟理事会就 CBAM 初步达成一致是欧洲气候政策的胜利，它将为欧洲工业领域提供加速脱碳的工具，保护欧盟国家的气候行动免受来自外界的影响，还将激励欧盟以外的国家致力于减少排放、实施可持续发展。”

不过，业界普遍担忧，欧盟率先实施 CBAM 可能在全球范围内引发新的贸易争端。有业内人士认为，实施碳关税将导致相关产品的出口成本增加，令行业承压，同时，类似欧盟碳边境调节机制的政策有贸易保护主义的倾向，或成为部分国家保护本土产业、打压竞争对手的手段。

布鲁盖尔研究所就曾发表文章指出，欧盟的碳边境调节机制很可能引发贸易争端。澳大利亚更是公开反对欧盟推出碳边境调节机制，称其为一种“贸易保护措施”。另有泰国、韩国、菲律宾等国质疑，欧盟此举是要把单边标准强加于其他国家。

能源基金会低碳转型项目主任傅莎指出，欧盟推出 CBAM 的初衷与其碳市场改革密不可分，其中就包括帮助本土企业提升竞争力。“欧盟应该也考虑到了各界对贸易争端的担忧，在相应条款的设计上有所体现。比如，费用的征收并不针对进口产品，而是针对其本土进口商。不过，这不能避免这些条款通过传导致使进口产品的成本增加。另外，欧盟还通过选定行业、局限在直接排放、设置过渡期等方法，尽量减少各界的顾虑。目前来看，可能对其周边贸易伙伴的影响会比较明显，首阶段覆盖的行业也会受到影响。”

此外，傅莎认为，从欧盟碳市场的发展过程中，中国的碳市场也可以有所借鉴。“比如，在设计碳市场之初，考虑到如何在减排的同时减少对本国经济的冲击，事先做好相应的量化分析。另外，从具体情况出发，判定优先将哪些行业纳入碳市场，如已经被欧盟纳入碳边境调节机制首阶段覆盖的行业，从而帮助相关企业获得相应的减免。”

值得注意的是，CBAM 在欧盟理事会获得通过，并不意味着作为“碳关税”其已经走完立法程序。据傅莎介绍，这表明继欧盟委员会之后，欧盟理事会也形成了自身的“碳关税”方案，下一步，还要等

待欧洲议会确定相应的方案，然后进行三方协商，才能得到最终的法律文本。

李慧　中国能源网　2022-03-24

“十四五”现代能源体系这样建

近日，国家发展改革委、国家能源局印发《“十四五”现代能源体系规划》（以下简称《规划》）。《规划》对“十四五”时期推动能源高质量发展作出哪些部署？有哪些亮点？记者采访了国家能源局有关负责人。

增强能源供应链安全性和稳定性

“清洁低碳、安全高效，是现代能源体系的核心内涵，也是对能源系统如何实现现代化的总体要求。”国家能源局有关负责人介绍，《规划》主要从 3 个方面推动构建现代能源体系。

增强能源供应链安全性和稳定性。“十四五”时期将从战略安全、运行安全、应急安全等多个维度，加强能源综合保障能力建设。《规划》提出，到 2025 年，国内能源年综合生产能力达到 46 亿吨标准煤以上，原油年产量回升并稳定在 2 亿吨水平，天然气年产量达到 2300 亿立方米以上，发电装机总容量达到约 30 亿千瓦。

推动能源生产消费方式绿色低碳变革。“十三五”时期，我国能源结构持续优化，煤炭消费比重下降至 56.8%，非化石能源发电装机容量稳居世界第一。“十四五”时期，重点做好增加清洁能源供应能力的“加法”和减少能源产业链碳排放的“减法”，推动形成绿色低碳的能源消费模式。

提升能源产业链现代化水平。进一步发挥好科技创新引领和战略支撑作用，增强能源科技创新能力，加快能源产业数字化和智能化升级，推动能源系统效率大幅提高，全面提升能源产业基础高级化和产业链现代化水平。《规划》提出，锻造能源创新优势长板，强化储能、氢能等前沿科技攻关，实施科技创新示范工程。

加强能源自主供给能力建设

“十三五”时期我国能源供应保障基础不断夯实，原油产量稳步回升，天然气产量年均增量超 100 亿立方米，油气管道总里程达 17.5 万公里，发电装机容量达 22 亿千瓦，西电东送能力达 2.7 亿千瓦。但还是出现电力、煤炭、天然气等供应时段性偏紧的情况。

国家能源局有关负责人分析，“十四五”时期，能源消费仍将刚性增长，能源保供的压力持续存在，“下一步将坚持‘立足国内、补齐短板、多元保障、强化储备’的原则，加强能源自主供给能力建设，确保能源供需形势总体平稳有序。”

一是着力增强能源供应能力。一方面做好增量，把风、光、水、核等清洁能源供应体系建设好，加快实施可再生能源替代行动。另一方面稳住存量，发挥好煤炭、煤电在推动能源绿色低碳发展中的支撑作用，有序释放先进煤炭产能，根据发展需要合理建设支撑性、调节性的先进煤电，着力提升国内油气生产水平。

二是加快完善能源产供储销体系。提升能源资源配置能力，做好电网、油气管网等能源基础设施建设，特别是加强电力和油气跨省跨区输送通道建设。建立健全煤炭储备体系，加大油气增储上产力度，重点推进地下储气库、LNG（液化天然气）接收站等储气设施建设，提升能源供应能力弹性。

根据《规划》，“十四五”期间，存量通道输电能力提升 4000 万千瓦以上。到 2025 年，全国油气管网规模达到 21 万公里左右；全国集约布局的储气能力达到 550 亿至 600 亿立方米，占天然气消费量的比重约 13%。

三是加强能源应急安全保障能力。既要加强风险预警，建立健全煤炭、油气、电力供需预警机制，还要做好预案、加强演练，提高快速响应和能源供应快速恢复能力。

受能源资源禀赋影响，我国能源生产消费逆向分布特征明显。我国中东部地区能源消费量占全国比重超 70%，生产量占比不足 30%，重要能源基地主要分布在西部地区。长期以来，形成了“西电

东送、北煤南运、西气东输”的能源流向格局。《规划》从推进西部清洁能源基地绿色高效开发、提升东部和中部地区能源清洁低碳发展水平等方面对能源生产布局和输送格局作出统筹安排。

西部地区化石能源和可再生能源资源比较丰富，要坚持走绿色低碳发展道路，把发展重心转移到清洁能源产业，重点建设多能互补的清洁能源基地，加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地项目建设。以京津冀及周边地区、长三角等为重点，加快发展分布式新能源、沿海核电、海上风电等，依靠清洁能源提升本地能源自给率。

到 2025 年非化石能源发电量比重达到 39%左右

《规划》提出，到 2025 年，非化石能源消费比重提高到 20%左右，如何落实好这一目标？

能源消费侧看，《规划》着力推动形成绿色低碳消费模式。完善能耗“双控”与碳排放控制制度，严格控制能耗强度，坚决遏制高耗能高排放低水平项目盲目发展，推动“十四五”能源资源配置更加合理，利用效率大幅提高；实施重点行业领域节能降碳行动，着力提升工业、建筑、交通、公共机构、新型基础设施等重点行业和领域的能效水平，实施绿色低碳全民行动；大力推动煤炭清洁高效利用，严格控制钢铁、化工、水泥等主要用煤行业煤炭消费，大力推动煤电节能降碳改造、灵活性改造、供热改造“三改联动”，全面深入拓展电能替代，提升终端用能低碳化、电气化水平。

例如，《规划》提到积极推动新能源汽车在城市公交等领域应用，到 2025 年，新能源汽车新车销量占比达到 20%左右。优化充电基础设施布局，全面推动车桩协同发展，开展光、储、充、换相结合的新型充换电场站试点示范。

能源供给侧看，考虑到非化石能源主要以电的形式利用，为了支撑非化石能源消费比重 20%左右的目标，《规划》提出，到 2025 年非化石能源发电量比重达到 39%左右，“十四五”期间提高 5.8 个百分点。

展望 2035 年，《规划》还提出，非化石能源消费比重在 2030 年达到 25%的基础上进一步大幅提高，可再生能源发电成为主体电源，新型电力系统建设取得实质性成效，碳排放总量达峰后稳中有降。

丁怡婷　人民日报　2022-03-24

《“十四五”现代能源体系规划》有两大亮点

3 月 22 日，国家发改委、能源局发布《“十四五”现代能源体系规划》（以下简称《规划》）。作为“十四五”期间指导我国能源发展和改革的总体蓝图和行动纲领，此规划坚持完整、准确、全面贯彻新发展理念，统筹稳增长和调结构，处理好发展和减排、整体和局部、长远目标和短期目标、政府和市场的关系，其信息量巨大、内容全面，任务详细，重点突出，特点鲜明。它的发布将有利于我国加快构建现代能源体系，推动能源高质量发展，保障国家能源安全，力争如期实现“双碳”目标，推动经济社会持续健康发展。

规划全文共分 9 章 27 条，主要阐明了“十四五”时期我国能源发展方针、主要目标和任务举措。纵观全文发现，与以前五年规划相比，此规划有两个非常明显的特点：一是切实做到了“仰望星空”，即符合并顺应世界能源发展和转型的大趋势、大潮流；二是切实做到了“脚踏实地”，即很好地契合了国内“双碳”这个战略目标的要求和约束。

对于前者，规划深入分析当前能源发展的环境和形势，指出全球能源体系正处于深刻变革中：能源全面加快转型；能源和工业体系形成新格局；绿色低碳发展提速；能源产业信息化、智能化水平持续提升；能源生产逐步向集中式与分散式并重转变；能源发展呈现出明显的低碳化、智能化、多元化、多极化趋势。同时认为我国步入构建现代能源体系的新阶段，主要体现为“四期”：能源安全保障进入关键攻坚期；能源低碳转型进入重要窗口期；现代能源产业进入创新升级期；能源普遍服务进入巩固提升期。在这个认识和判断的基础上，规划提出了具体任务，例如，增强能源供应链稳定性和安全性、加快推动能源绿色低碳转型、优化能源发展布局、提升能源产业链现代化水平、增

强能源治理效能、构建开放共赢能源国际合作新格局等，可谓是针对性强、导向明确，每项任务中都列出了重点任务清单，具有很强的实操性。

规划的第二个特点就更为明显。按照之前惯例，“十四五”能源规划本来早就应该出台，但由于2020年底我国提出“双碳”这个目标，对经济社会和能源发展提出了新的要求和约束，需要重新制定。而在一年多的实践中，由于对“双碳”这项新事务认识不清、把握不准，一些地方出现了“运动式减碳”，碳减排过于激进，损害了当地经济发展。在总结经验教训的基础上，我国出台了《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》和《2030年前碳达峰行动方案》等诸多顶层设计文件，对如何推进“双碳”工作作出了深刻阐述和明确要求，提出了具体任务：《意见》提出加快构建清洁低碳安全高效能源体系，主要任务包括：强化能源消费强度和总量双控、大幅提升能源利用效率、严格控制化石能源消费、积极发展非化石能源和深化能源体制机制改革等。《方案》提出能源绿色低碳转型十大行动方案——推进煤炭消费替代和转型升级、大力发展新能源、因地制宜开发水电、积极安全有序发展核电、合理调控油气消费、加快建设新型电力系统等。

能源行业作为碳减排的主要领域，是实现“双碳”目标的重中之重。本次发布的规划将“清洁、低碳、安全、高效”作为构建现代能源体系的核心内涵，可以说是非常契合意见和方案等中央文件要求，准确回答了能源行业在推进“双碳”工作中“减什么，怎么减；控什么、怎么控；用什么、怎么用；改什么、怎么改，建什么，怎么建”等现实问题。例如，在“清洁、低碳”方面，规划牢牢抓住“加快能源绿色低碳转型”这个中心，提出源侧大力发展非化石能源；网侧构建新型电力系统；荷侧强化节能降碳，减少能源产业碳足迹；优化能源发展空间布局，合理配置资源；加强乡村清洁能源保障；实施乡村减污降碳行动等。而在“安全、高效”方面，规划以“增强能源供应链稳定安全”和“提升能源产业链现代化水平”两条主线，从“战略安全、运行安全和应急安全”三个维度提出保证我国能源供应链稳定安全的思路；从“坚持创新，深化改革，激发活力”三个方面提出了提高我国能源产业效率的思路、对策和任务。

总之，“十四五”作为碳中和的起步期，碳达峰的关键期、窗口期，“十四五”现代能源体系规划的出台将为今后能源行业如何正确贯彻推行“双碳”工作铺好路，打好基础。不过也要看到，2022年以来，国际政治局势因俄乌冲突而将发生大的调整，国际能源市场也将进入一个动荡与调整的阶段，“黑天鹅”、突发事件或将更多地发生，能源发展的外部环境更加复杂多变，未来“十四五”现代能源体系规划在具体实施过程中应增加一定的弹性空间，根据形势变化而随之进行相应调整和完善。

刘满平　中国能源网　2022-03-25

“现代能源体系”看点多

近日，国家发改委、国家能源局印发《“十四五”现代能源体系规划》（以下简称《规划》），提出能源保障更加安全有力、能源低碳转型成效显著、能源系统效率大幅提高、创新发展能力显著增强、普遍服务水平持续提升等目标。据了解，《规划》主要阐明中国能源发展方针、主要目标和任务举措，是“十四五”时期加快构建现代能源体系、推动能源高质量发展的总体蓝图和行动纲领。

明确三个方面建设重点

国家能源局有关负责人表示，“清洁低碳，安全高效”是现代能源体系的核心内涵，同时也是对能源系统如何实现现代化的总体要求。《规划》主要从3个方面，推动构建现代能源体系。

一是增强能源供应链安全性和稳定性。保障安全是能源发展的首要任务，“十四五”时期，中国将从战略安全、运行安全、应急安全等多个维度，加强能源综合保障能力建设。到2025年，综合生产能力达到46亿吨标准煤以上，更好满足经济社会发展和人民日益增长的美好生活用能需求。

二是推动能源生产消费方式绿色低碳变革。“十四五”是碳达峰的关键期、窗口期，能源绿色低碳发展是关键，重点就是做好增加清洁能源供应能力的“加法”和减少能源产业链碳排放的“减法”，推动形成绿色低碳的能源消费模式，到2025年，将非化石能源消费比重提高到20%左右。

三是提升能源产业链现代化水平。科技创新是能源发展的重要动力，“十四五”时期，中国将进一步发挥好科技创新引领和战略支撑作用，增强能源科技创新能力，加快能源产业数字化和智能化升级，推动能源系统效率大幅提高，全面提升能源产业基础高级化和产业链现代化水平。

“能源对于促进经济社会发展至关重要。我国要加快构建的也是顺应现代化经济体系内在要求的‘现代能源体系’。”该负责人说。

加强能源自给能力建设

“十三五”时期中国能源供需相对宽松，但还是出现了电力、煤炭、天然气等供应时段性偏紧的情况。去年以来，部分地区煤炭、电力供应出现时段性紧张。《规划》明确指出，强化底线思维，坚持立足国内、补齐短板、多元保障、强化储备，完善产供储销体系，不断增强风险应对能力，保障产业链供应链稳定和经济平稳发展。

在加强煤炭安全托底保障方面，《规划》提出优化煤炭产能布局，建设山西、蒙西、蒙东、陕北、新疆五大煤炭供应保障基地，完善煤炭跨区域运输通道和集疏运体系，增强煤炭跨区域供应保障能力；在维护能源基础设施安全上，《规划》强调完善联防联控机制，重点确保核电站、水电站、枢纽变电站、重要换流站、重要输电通道、大型能源化工项目等设施安全，加强油气管道保护。

国家能源局有关负责人表示，“十四五”时期，中国将加快构建新发展格局，新型工业化和城镇化深入推进，扩大内需战略深入实施，能源消费仍将刚性增长，能源保供的压力持续存在。

“一方面要做好增量，就是要把风、光、水、核等清洁能源供应体系建设好，加快实施可再生能源替代行动，持续扩大清洁能源供给。另一方面要稳住存量，发挥好煤炭、煤电在推动能源绿色低碳发展中的支撑作用，有序释放先进煤炭产能，根据发展需要合理建设支撑性、调节性的先进煤电，着力提升国内油气生产水平。”该负责人说。

提升非化石能源占比

3 月 23 日，中国广核集团德令哈 200 万千瓦光热储一体化项目举行开工活动。项目采用了光伏发电、光热熔盐储能相结合的可再生能源发电技术，通过塔式聚光集热、区域内弃风弃光余电利用，实现熔盐热能的高比率存储，并经盐水换热装置产生高温蒸汽推动汽轮发电机组发电，建成投产后年上网电量可达 36.5 亿千瓦时。这是中国清洁能源快速发展的缩影。

针对能源绿色低碳发展，《规划》合理分解细化发展指标，提出了“十四五”非化石能源消费比重、非化石能源发电量占比、电能占终端能源消费比重以及水电、核电装机规模等一系列目标指标。

在消费侧，推动形成绿色低碳消费模式，坚决遏制高耗能高排放低水平项目盲目发展，着力提升工业、建筑、交通、公共机构、新型基础设施等重点行业和领域的能效水平，全面推动煤电节能降碳改造、灵活性改造、供热改造“三改联动”。在供给侧，加快发展风电、太阳能发电，因地制宜开发水电、生物质发电，积极安全有序发展核电，力争 2025 年常规水电装机容量达到 3.8 亿千瓦左右，核电运行装机容量达到 7000 万千瓦左右。

南方电网公司首席专家吴宝英预计，加快建设现代能源体系将带来新的产业发展机遇，例如，风电、光伏等新能源规模快速增长，将带动新型储能等产业的发展。与此同时，电能替代和节能减排，还将催生虚拟电厂等新兴主体，带动电动汽车、节能服务等产业快速发展。

王俊岭　人民日报海外版　2022-03-26

“十四五”现代能源体系建设锁定五大目标

本报讯　记者姚金楠报道：3 月 22 日，国家发改委、国家能源局联合发布《“十四五”现代能源体系规划》（以下简称《规划》）。《规划》将能源保障更加安全有力、能源低碳转型成效显著、能源系统效率大幅提高、创新发展能力显著增强及普遍服务水平持续提升，设定为“十四五”时期我国现代能源体系建设的主要目标。

能源保障方面，《规划》提出，到 2025 年，国内能源年综合生产能力达到 46 亿吨标准煤以上，

原油年产量回升并稳定在 2 亿吨水平，天然气年产量达到 2300 亿立方米以上，发电装机总容量达到约 30 亿千瓦，能源储备体系更加完善，能源自主供给能力进一步增强。重点城市、核心区域、重要用户电力应急安全保障能力明显提升。

能源低碳转型和能源系统效率方面，《规划》要求，单位 GDP 二氧化碳排放五年累计下降 18%。到 2025 年，非化石能源消费比重提高到 20%左右，非化石能源发电量比重达到 39%左右，电气化水平持续提升，电能占终端用能比重达到 30%左右；节能降耗成效显著，单位 GDP 能耗 5 年累计下降 13.5%。能源资源配置更加合理，就近高效开发利用规模进一步扩大，输配效率明显提升。电力协调运行能力不断加强，到 2025 年，灵活调节电源占比达到 24%左右，电力需求侧响应能力达到最大用电负荷的 3%—5%。

针对创新发展能力，《规划》明确，新能源技术水平持续提升，新型电力系统建设取得阶段性进展，安全高效储能、氢能技术创新能力显著提高，减污降碳技术加快推广应用。能源产业数字化初具成效，智慧能源系统建设取得重要进展。“十四五”期间能源研发经费投入年均增长 7%以上，新增关键技术突破领域达到 50 个左右。

普遍服务水平方面，《规划》强调，人民生产生活用能便利度和保障能力进一步增强，电、气、冷、热等多样化清洁能源可获得率显著提升，人均年生活用电量达到 1000 千瓦时左右，天然气管网覆盖范围进一步扩大。城乡供能基础设施均衡发展，乡村清洁能源供应能力不断增强，城乡供电质量差距明显缩小。

根据《规划》目标，2035 年我国能源高质量发展取得决定性进展，基本建成现代能源体系。能源安全保障能力大幅提升，绿色生产和消费模式广泛形成，非化石能源消费比重在 2030 年达到 25%的基础上进一步大幅提高，可再生能源发电成为主体电源，新型电力系统建设取得实质性成效，碳排放总量达峰后稳中有降。

中国能源报　2022-03-28

林业生态能源是碳中和生力军

林木每生成一吨生物量，可吸收 1.83 吨二氧化碳。林业生态能源作为燃料使用，一吨生物质能量相当于 0.5 吨标准煤，燃烧排放的二氧化碳与其生长期间吸收的二氧化碳总量基本相当，且方便储存、运输，并可转化为电、热、蒸汽、冷等多种能源。而且，林木硫含量低，燃烧生成的硫氧化物少。

联合国环境署报告指出，应对气候变化、控制碳排放的最佳方法是增加自然碳汇。林业生态能源尊重自然规律，依托科技创新，利用荒漠化、边际土地种植能源林，通过对中幼龄林进行科学抚育，可更多更快地提高自然碳汇，具有保护生物多样性、涵养水源、防风固沙等综合效益，同时可替代煤电、供暖、供蒸汽、制冷，实现减煤、降碳目标。

根据中共中央、国务院印发的《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》，我国森林蓄积量到 2025 年和到 2030 年应分别达到 180 亿立方米和 190 亿立方米。我国现有宜林荒山荒地 7661.5 万公顷，即 11.49 亿亩，占现有森林面积的 6.2%。按照每亩每年能源植物提供约 6 吨生物量计算，每年可提供生物量超过 60 亿吨，新增百亿吨碳汇。由此可见，推动林业可持续发展与提供低成本低碳能源相结合，意义重大。

促进煤电与新能源优化组合。煤电低碳改造依赖昂贵的 CCS(碳捕获与封存)或 CCUS(碳捕获、利用与封存)设施，很难实现规模化，且世界上没有大规模、市场化应用的先例。林业生态能源固碳成本低、固碳量大，成本仅是 CCS 的 20%。同时，煤电与林业生态能源通过市场化机制优化组合，技术成熟，能以较低可负担的成本和最短时间实现固碳，是煤电低碳发展的捷径。此外，生物质能与煤耦合燃烧，可优化煤电的燃料结构，降低运营成本和碳排放。

提高风电、光伏消纳水平。近年来，我国风电和光伏发电持续快速发展，但同时，储能和智能

电网建设滞后，电力系统发展不协调等问题日益突出。目前化学储能受技术、成本制约，难以规模化发展，同时抽水蓄能选址难、建设周期长。因此，可推动储热发展，探索“风光+储热+生物质发电”的优化组合模式，提高风电、光伏富余电量的消纳水平和调峰能力，促进源、网、荷、储协调发展。

我国风电和光伏发电项目主要集中在“三北”地区，可就近结合发展林业生态能源。储热可作为生物质发电和风电、光伏发电之间的纽带，在用电低谷时消纳风电、光伏发电的富余电量蓄热，在用电高峰时将储热转化为电，实现风电、光伏发电与生物质能多能互补、协调发展，不仅可以提高风电、光伏发电项目运行的稳定性和效率，也能提高风电、光伏发电项目对电网的友好度。

加快荒漠化地区绿色生态建设。我国荒漠化土地、沙化土地分别占国土面积的 1/4 和近 1/5，多年来没有解决既增绿又增收的问题，而发展林业生态能源，可以兼顾增绿和增收。我国宜林荒山荒地每年新增百亿吨自然碳汇，可通过碳汇交易将林业资源转化为收益，同时将每年收获的 60 亿吨能源林转化为商品能源，可替代化石能源 30 亿吨，实现 1.5 万亿元收益。

北方清洁供暖的重要选择。我国北方地区集中供暖面积达 150 亿平方米，随着城镇化提速，小规模集中供暖和分散式取暖持续增加。近年来，北方地区电、天然气取暖成本增加，补贴难以为继，大面积推广难度大。因此，可推广生物质供暖，同时在分布式应用场景下，煤炭成本为 0.15 元/大卡，生物质能成本为 0.1 元/大卡-0.15 元/大卡，且生物质能不需脱硫，综合成本更低。

促进边远地区乡村振兴和经济发展。我国未开垦的宜林荒山荒地大多分布在经济欠发达地区或偏远农村，生物质资源丰富，但缺乏产业支撑，是当地乡村振兴的难点。因此，利用偏远地区丰富的土地资源和富余劳动力，培育林业生态能源产业，不仅有利于偏远地区发展绿色循环经济产业，凭借低成本的电、热、冷、气等优势招商引资，还可为当地农业发展提供炭基肥，带动就业，巩固脱贫攻坚成果，促进乡村振兴和农业碳中和。

需要注意的是，发展林业生态能源体系，需创新生物质燃烧机理，用高效、低排放、低能耗的燃烧技术支撑林业生态能源应用，实现高水平盈利，从而反哺支撑林业生态能源可持续发展。

佟继良 吉林省能源局原调研员 中国能源报 2022-03-28

我国将建立三级碳排放计量服务支撑体系

本报讯 记者张金梦报道：近日，市场监管总局发布《“十四五”市场监管科技发展规划》（下称《规划》），首次明确提出建立三级碳排放计量服务支撑体系。

《规划》在绿色低碳与节能环保领域关键计量技术研究方面，提出要完善各级碳计量服务体系，建立碳计量基准、计量标准和标准物质全覆盖溯源体系，支持建立省市县三级碳排放计量服务支撑体系。在夯实碳达峰碳中和市场监管技术基础方面，提出加快研究建立碳达峰碳中和计量体系，加强重点用能单位能源计量管理，健全碳达峰碳中和产业计量测试服务体系。

中央碳达峰碳中和领导小组咨询专家彭应登表示，此次明确省市县三级碳排放计量服务支撑体系，本质上是为进一步实现碳核算精细化、全面化。“省市县三级能源排放计量服务其实早已实施，但省市县三级碳排放计量服务却是第一次在政策文件中明确。此前，碳排放计量服务一般涉及省级、市级层面，县级层面开展碳排放计量工作较少。此次明确省市县三级碳排放计量服务支撑体系，可以调动县级碳计量、核算、监管资源，推进各地能源计量器具配备和能源计量审查，实现省市县重点用能单位能源计量审查全覆盖，进一步提高碳计量、核算精准度。”

记者了解到，碳排放计量是碳核算、监管体系最核心、最基础的工作。有业内人士表示，当前，我国数据采集仪表种类繁多、品质良莠不齐、通信功能不完善，碳数据记录、统计、计算过程中存在计算错误、篡改数据等风险，拉低了碳核算与监管精准度。

对此，彭应登建议，要建立全国统一的碳计量评价标准体系，进一步提升碳计量支撑能力，引导各地实施碳计量重点工程、引导企业实施数据管理，促进碳排放实测技术研发和应用。同时，他指出，碳排放计量不需“另起炉灶”，而是可以在传统能源数据计量方式的基础上延伸发展，通过引

导部分重点用能单位实施能源计量数据在线采集和实时监控，进一步提高碳计量精准度。

中国能源报　2022-03-28

能源行业是破解生态危机的“牛鼻子”

由世界自然基金会（WWF）发起的“地球一小时”活动于 3 月 26 日再次来临。今年的主题为“行动！共创未来”，旨在将以人为本、以地球为先变成新常态，建设一个公平、碳中和、自然向好的未来。“地球一小时”活动是应对全球气候变化所提出的一项全球性节能活动，发起于 2007 年，倡导社会各界在每年 3 月最后一个周六晚上 8 点半到 9 点半，关掉不必要的灯光和其他耗电设备，以实际行动应对气候变化。

当前，由于粗放式的化石能源开发生产，导致全球气候、生物多样性等危机出现已经成为全球共识。作为破解生态问题的“牛鼻子”，能源变革形势日益严峻。而鉴于能源行业发展对生态文明的全面评估仍有欠缺，能源、气候及生物多样性等关系到全球生态文明的行业应协同治理，切忌“头痛医头，脚痛医脚”。

能源转型日益紧迫

多位业内专家坦言，作为温室气体的主要来源，化石能源利用是引起全球变暖的重要原因，粗放的化石能源生产也引起了空气、淡水和海洋的直接污染。目前，这些趋势在全球范围内不仅未得到根本改变，甚至更加恶化。

《联合国生物多样性公约》秘书处行动之友成员彭奎指出，能源粗放式发展不仅会直接导致生物多样性的破坏，也会引起气候变化，从而威胁生物多样性。“传统的水电大坝和油气管道建设的快速扩张，导致森林破坏、生境破碎化、生物多样性丧失、水土流失等。即便是新的清洁能源如风能、太阳能和潮汐能的基础设施建设，若不充分将生态系统功能和生物多样性纳入评估，也会引起较大的自然破坏，带来高昂的环境和社会代价。”

天合公益基金会秘书长张海告诉记者，地球因人类活动正在经历第六次物种大灭绝已是业内共识。“在前 5 次的物种大灭绝中，当时地球上占统治地位的物种全部都在大灭绝中消亡了。人类当前面临的，就如同格拉斯哥气候变化大会指出的——‘是人类最后一次扭转局势的机会’。”张海认为，基于此，能源革命的重要性、紧迫性不言而喻。

“长期以来，人类对煤炭、石油、天然气等化石能源以及薪柴等初级生物质能大量开发、过度消耗，这一不合理的能源发展方式对气候变化、生物多样性产生了全面影响，成为气候危机、生物多样性危机的重要根源。”能见研究院副院长曹开虎指出，能源与气候、生物多样性息息相关，抓住能源的转型变革，就是抓住了破解气候危机和生物多样性危机的“牛鼻子”。“以化石能源为主的发展方式与生态文明建设的要求越来越不适应、不协调。应对气候变化，保护生物多样性，世界亟需一场深刻的能源电力革命。”

对危机的忽视是最大危机

忽视危机是最大的危机。错误观念和发展理念是导致人类不断埋下生态危机、气候危机、生物多样性危机的种子。又因为存在侥幸心理，难以正确有效地应对危机。

“尽管人们越来越清醒地认识到上述危机的根源是来自对化石能源的依赖，但是如何正确处理二者之间的关系，全球并未形成思想共识和共同行动。”曹开虎说。

以能源发展与生物多样性为例，在彭奎看来，当前保护生物多样性与能源发展最突出的矛盾有两个方面。其一是某些能源基础设施建设对自然生态系统和栖息地的直接破坏依然严重，使经济发展和自然保护的冲突难以平衡。“例如，传统化石能源开发的土地破坏和环境污染、水电大坝建设淹没和破坏重要栖息地及森林等生态系统、能源管道和输电网络建设毁林、风电和太阳能电厂对生境和鸟类迁徙通道的干扰等等。”彭奎指出，能源行业建设的直接破坏依然是生物多样性丧失的主要原因之一，而目前的应对方案并不能解决生物多样性丧失的根本问题。

其二是能源行业发展还未能将生物多样性纳入主流化进程，难以采取行动促进生物多样性与气候变化的协同增效。“当前能源发展更多从用户需求及气候变化的角度开展工作，很少考虑行业对生态功能、物种多样性及生态系统稳定性的短期和长期影响。这使得生物多样性并未像应对气候变化一样，被纳入能源行业的战略、规划、投资和行动，成为行业和企业决策治理的必要部分。因此，能源行业的气候变化和生物多样性协同的效应无法实现，其可持续战略并不完整。”彭奎举例，即使是为应对气候变化而建设的大规模海岸带风电，如果缺少对滨海湿地、鸟类栖息地和迁徙通道影响的全面评估，反而会引起生物多样性丧失，进而导致更严重的生态文明问题。

曹开虎指出，摆脱危机难在脱离“老路”，过去的老路已经造成经济系统对化石能源的强大路径依赖和“碳锁定效应”，破解气候、生态等危机就要实现碳排放和经济增长脱钩，必须要有新的思路。

切忌“头痛医头，脚痛医脚”

生物多样性丧失具有多方面原因，根据联合国《生物多样性全球评估报告》，总体可归纳为气候变化、环境污染、栖息地破坏、生物资源过度消耗、生物入侵五大因素。曹开虎指出，“这五大因素既独立作用，又产生叠加效应。”

“气候、能源、生物多样性等领域的保护与修复要强调协同效应。比如，不能为了应对气候变化出台一套技术资金支持体系，生物多样性方面出台一套技术资金支持体系，能源行业再出台一套体系。所有方面应该发挥协同效应。”张海认为，人与生物圈生存空间的生态系统是互相联系的，因此在谈及治理时，不能“头痛医头，脚痛医脚”，而要把人类所面临的共同危机和挑战放在一起来解决，各个方面协同增效。

曹开虎指出，全球能源互联网发展合作组织提出的全球能源互联网理念，就是全球应对气候变化、促进生物多样性保护、推动经济高质量发展、推动生态文明与地球生命共同体建设的有力举措和系统性方案。按照该组织的定义，全球能源互联网就是清洁主导、电为中心、互联互通的现代新型能源体系，实质是智能电网+特高压电网+清洁能源。“全球能源互联网通过能源生产清洁主导、能源消费电能主导，实现能源发展与碳脱钩、经济发展与碳排放脱钩，是路径优、速度快、经济性好的全球碳中和方案。”

曹开虎认为，全球能源互联网能够引领清洁低碳发展，实现《巴黎协定》温控目标，从而化解最致命的气候环境危机；消除人为污染源头，守护天蓝、地绿、水清的地球家园；改善人类生存状况，大幅降低灾害和疾病对人类威胁；有力扭转生物多样性下降趋势，在生物多样性保护中发挥全局性作用，助力实现自然万物和谐共生；构建零碳循环经济体系，实现社会经济高质量、可持续发展；实现能源普惠普及，促进社会公平、和谐繁荣。

本报记者 杨晓冉　中国能源报　2022-03-28

英国新版能源战略力捧油气核

3 月 21 日，英国首相鲍里斯·约翰逊在核工业领导人圆桌会议上强调，英国眼下的当务之急是强化自身能源安全，应该“超光速”地推进核能产业发展。这一表态被视为英国公布在即的新版能源战略的“简易版”，其目标包括强化本土油气生产，加速推动新一代核电技术应用并将核能作为绿色转型的关键组成部分。

重启北海油气招标

3 月 21 日，英国石油和天然气管理局宣布更名为北海过渡管理局（NSTA），决定在今年颁发新的北海油气开发许可证。《金融时报》指出，这是 2020 年以来北海地区的首轮油气开发招标，意味着受油气供需严重失衡、大宗商品价格飙涨等因素影响，英国被迫重新将能源安全和供应保障列入最优先事项。

尽管英国新版能源战略的内容和细则以及具体目标尚未确定，但 NSTA 的诞生以及新一轮北海油气开发招标启动，无疑暗示出英国能源重心正再度向原油和天然气倾斜。

此举在英国引起极大争议，反对者声称开发北海油气早就应该停止，清洁能源技术才是首选。对此，NSTA 负责人 Andy Samuel 表示，英国仅有 40%的天然气需求来自国内，亟需降低对进口能源的依赖。

据悉，来自俄罗斯的原油约占英国原油进口总量的 8%，天然气约占英国天然气进口总量的 5%-6%。英国财政部指出，欧盟对俄罗斯石油和天然气实施的禁令，给英国造成了 700 亿英镑的损失，相当于其国内生产总值的 3%，仅能源价格上涨就将在今年底前给英国家庭带来 380 亿英镑的额外负担。

核电深受倚重

除了油气，核电也成为英国新版能源战略中最受倚重的产业。英国首相约翰逊承诺会以更快速度、更具成本效益的方式扫清核电发展的障碍，大型核电站和小型模块化反应堆都将是不错的选择。

英国媒体指出，英国上一次兴建核电站还要追溯到 1995 年，2006 年以来唯一一个新核电站项目——欣克利角 C 核电站目前仍在建设中，一旦投产可以承担英国 7%的电力需求。

但英国财政部表示，如果按照每座新核电站 200 亿英镑的建造成本计算，英国财政赤字将大大提升。

根据约翰逊的规划，英国核电产业的中期目标是在没有财政补贴的情况下新建核电站，如果要实现这一点，必须降低建设和融资成本，同时加快技术创新。

业内人士指出，新一代小型模块化反应堆可能是英国发展核电很好的选项，其很大程度上可以在工厂内预制，建造程序更加规模化、程序化，平均建造时间仅为 7.7 年。

拟新建 6 座大型核电站

英国商业、能源和产业战略部国务大臣 Kwasi Kwarteng 表示，将成立特别工作组以加快新核电站建设脚步，旨在实现到 2050 年核电占比 1/4 的目标。

据了解，随着大批老旧核反应堆退役，英国核能发电能力将在 10 年内减少一半以上。目前，核电约占英国电力结构的 16%，约翰逊政府的目标是到 2050 年将核电的占比提升至 25%，这意味着核电将成为英国绿色能源转型的关键组成部分。

英国政府预计，到本世纪中叶，英国电力需求将至少翻一番，核电应该在清洁电力供应方面发挥关键作用。如果要实现上述目标，英国需要在 2030 年-2050 年期间新建至少 6 座大型核电站，到 2050 年将核电产能增加 5 倍。

英国亲核议员呼吁制定更积极的核电发展路线图，即到 2035 年新增 1500 万千瓦的核电装机，到 2050 年进一步增加到 3000 万千瓦。英国核电行业则认为，到 2035 年，英国需要约 1600 万千瓦的核电装机才可能实现减排目标，而要实现 2050 年净零排放的目标，英国的核电装机至少需要达到 4500 万千瓦-5000 万千瓦。

一位负责新版能源战略的英国官员对《金融时报》表示，2050 年核电装机达到 2400 万千瓦的目标是合理的。

本报记者 王林　中国能源报　2022-03-28

热能、动力工程

南工大新发现或推动未来电池技术加速发展

日前，南京工业大学陈宇辉教授课题组联合上海大学施思齐教授以及奥地利科学技术学院 Stefan A. Freunberger 教授，发现通过改变盐浓度或者溶剂，可以极大提高绝缘体的电化学速率，并研究发现了其背后的机理。研究成果近日发表在国际权威期刊《自然催化》上。

带有绝缘体的电化学是未来电池技术如锂-氧电池、锂-硫电池的特征和主要困难。它们在这方面

不同于当前的插层电池(如锂离子电池)，主要依靠离子(脱)嵌入来平衡混合导电固体的氧化还原电荷。锂-氧电池在放电或充电期间将溶解在电解质中的 O_2 相互转化为固态绝缘过氧化锂。锂-硫电池可将固态绝缘 S_8 和硫化锂相互转化。这些过程中的动力学瓶颈是电极与绝缘、不溶性、固体存储材料之间的电荷转移，即使在低倍率下也会导致高过电位和不完全转化。

“我们通过实验发现，用碘化锂作为氧化还原媒介体催化剂，在与绝缘物质比如过氧化锂反应时，存在一个突变电位。”论文第一作者、南京工业大学博士生曹德庆介绍，当媒介体电位低于突变电位时，氧化还原媒介体与绝缘物质反应的动力学较慢，当电位仅高于突变电位少许时，氧化还原媒介体与绝缘物质反应的动力学会突然加快。“而通过改变锂离子浓度或者改变溶剂，就可以调节媒介体电位的变化。”

“经过深入研究，我们发现这个现象不仅在碘化锂中存在，在其他媒介体与过氧化锂反应过程中也存在，并且这个结论还可以延伸到除了锂-氧电池的其他电池体系，例如锂-硫电池。”陈宇辉说，这种现象与所选用的氧化还原媒介体及电解质的类型无关，“经过进一步研究，我们发现突变电位存在的原因，其实是与绝缘物质的晶面有关。因为绝缘物质比如过氧化锂等是多晶面的，媒介体的电位应该超过主导晶面所需的最低过电势。”

“课题组的研究得到了材料化学工程国家重点实验室及南工大能源科学与工程学院的大力支持，这一研究成果为锂-氧和锂-硫电池体系选择媒介体提供了一种新的思路，为未来研究媒介体催化剂提供了一个新的依据。” 陈宇辉表示，研究成果也会促进锂-氧电池和锂-硫电池的工业化进程，为替代目前商业化的锂离子电池提供了更多选择，进一步加快大型储能系统例如新能源电动车等的发展进程。

谢诗涵　新华日报　2022-03-16

我国新型储能产业进入快车道 浙江等多地加速布局储能建设

随着风能、太阳能等新能源在我国能源体系中的占比不断提升，与新能源发展紧密相关的储能技术和产业也备受关注。今年以来，各省市加快推进储能项目的落地，有超过 20 个省份明确了配套储能设备的配储比例。

多地加速布局储能建设

在浙江长兴，总投资 67 亿元的新能源电池生产基地项目正式开工建设。项目围绕磷酸铁锂、三元材料等新能源原材料，规划建设全球领先的储能系统。

浙江长兴县发改局副局长 陈雪峰：“十三五”时期我们就已经开始谋划布局集“源网荷储售”一体的能源发展体系，储能产业作为其中的一个重要环节，我们支持市场主体特别是龙头企业，加强产品的技术研发，对技术比较成熟的龙头企业，我们吸引来长兴投资发展储能产业。

“十四五”期间，浙江省力争实现 200 万千瓦左右新型储能示范项目发展目标。

在山东济南，我国首座百兆瓦级分散控制储能电站正式投运。它每次充电可充 21.2 万度电，能够满足 1000 户家庭一个月的使用电量。

济南百兆瓦级分散控制储能电站工程师 文子强：我们这个项目目前吸纳的是山东省内富余的新能源电量，每天可以充放两次，可以吸纳 40 万度电，然后通过电网的需求，实时地释放出去供用户使用。

湖南省建立“新能源+储能”机制，力争到 2023 年建成电化学储能电站 150 万千瓦时以上。宁夏提出，新能源项目储能配置比例不低于 10%、连续储能时长要达到 2 小时以上。

电力规划设计总院技术创新与产业策划中心主任 戴剑锋：目前我们已经从实验室阶段，进入了商业化应用的初期了。截止到 2021 年底，我国的新型储能的这个规模，已经突破了 300 万千瓦。

国家发改委、能源局发布的《关于加快推动新型储能发展的指导意见》提出，到 2025 年，实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变，装机规模达 3000 万千瓦以上，到 2030 年，实现新型储

能全面市场化发展。

中国能源研究会储能专委会主任 陈海生：（目前）我们（储能）总体的装机，大概接近于我们系统电力总装机的 2%，在 2050 年左右，就应该占到总装机的 10%到 15%，距离我们这个市场需求还有巨大的空间。

【浙江新闻+】

什么是储能系统？

与传统化石能源相比，风电、光伏行业发电不稳定、间歇性的问题，需要储能设备的调峰、调频能力来解决，那什么是储能?

储能指的是将电能通过物理或者化学的手段转化为其他形式的能量存储起来，在需要的时候将能量转化为电能释放出来，类似于一个大型“充电宝”。

当前储能方式主要分为两类，一类是物理储能，一类是化学储能。物理储能主要包括抽水蓄能，压缩空气储能，蓄冷蓄热和飞轮储能等，化学储能主要包括锂电池、铅酸电池、液流电池、钠离子电池以及超级电容等。新型储能项目是除抽水蓄能外的储能项目。

储能系统相当于“蓄水池”，不仅可以解决新能源发电带来的电力系统不稳定问题，还能有效地提高新能源发电的电能利用和供需平衡。

储能多元化发展 新技术不断涌现

储能最重要的用途是解决电力供需的时间错配问题，也就是大家俗称的调峰。不同的储能技术有其不同的优劣势和应用场景，在我国储能产业发展中，也不断涌现出新的技术。

在河北张家口，百兆瓦压缩空气储能项目正在进行带电调试。项目建成后，将成为国际上规模最大、效率最高的先进压缩空气储能电站。

中科院工程热物理研究所储能研发中心产业化办公室主任 纪律：我们既可以通过电动机带动压缩机，把空气压缩，也是将电能转化为空气的压力能储存了。这个技术可以实现可再生能源的大规模消纳和接入。

在内蒙古乌兰察布，大型“源网荷储”技术研发试验基地正加速推进。试验基地搭建了国内首座固态锂离子电池储能电站、首座 3 兆瓦钠离子电池示范电站等七种储能技术验证平台以及储能技术检测实验室和大规模新能源接入仿真验证实验室。

三峡集团科学技术研究院院长 孙长平：它是集科研、实证和应用，三个结合在一起的，平台主要就是要验证新一代的储能技术，然后同时也是推动下一代的储能技术的发展。

根据国家能源局的政策，将强化储能行业技术创新，攻克卡脖子技术，并以技术进步推动成本下降和规模化发展，完善政策配套和市场环境，培育成熟的商业模式。

电力规划设计总院技术创新与产业策划中心主任 戴剑锋：国家出台了针对新兴储能的一些创新平台，来支持这个相关技术的研发。另外还有一些产教融合的平台通过产学研的结合，来推动相关的储能技术的发展，实现创新链和产业链的加快融合。

新型储能市场环境有待完善

业内人士表示，新型储能作为新兴产业，在政策机制方面进行了探索，但尚未形成统一、规范的管理思路，目前市场环境有待完善。

电力规划设计总院技术创新与产业策划中心主任 戴剑锋：目前来看的话，由于我们的新兴储能行业的发展还是初期，所以整体来看，从整个市场机制，包括行业管理的一些政策，目前来看还不是特别完善。

中国能源研究会储能专委会主任 陈海生：储能技术本身还需要进一步发展，主要是把规模体系做大，寿命进一步增加，还有要把这个成本降下来。形成体现储能价值的稳定价格机制，有利于储能的健康稳定的持续发展。

专家表示当前储能路线多、应用场景广，由示范应用阶段向规模化商业应用阶段转变的过程中，标准制修订需求急剧增加，现有标准化水平和能力成为制约行业发展短板之一。

中国能源研究会储能专委会主任 陈海生：关于储能的标准和规范，还需要我们市场和企业还有科研机构共同努力，来共同推动标准化的工作。

记者了解到，为推动新型储能高质量规模化发展，国家相关部门将加快出台“十四五”新型储能规划、新型储能项目管理规范。 对“新能源+储能”给予倾斜性支持政策，完善峰谷电价机制，增加用户侧储能收益；加快建设电力中长期交易市场、电力现货市场、辅助服务市场，推动储能参与各类市场获取多重收益，真正实现按效果付费。

电力规划设计总院技术创新与产业策划中心主任 戴剑锋：目前我们整个储能标准体系已经建立起来了，只是说它相关的标准还在制定过程当中，出台以后标准的问题就能够得到解决。对于商业模式的问题，通过这种先行先试，找到符合市场规律，可以推广的商业模式，能够适应我们整个新兴储能发展的一套价格机制。

浙江日报 2022-03-20

钙钛矿太阳能电池性能退化问题得解

钙钛矿太阳能电池有望提高光电转换效率，但其存在一个最大的缺陷——在阳光的照射下，其性能会随着时间的流逝而退化。来自美国、中国和韩国的科学家团队在最新一期《自然》杂志撰文指出，他们对钙钛矿太阳能电池的表面进行了简单的处理，解决了退化问题，扫清了薄膜太阳能电池技术应用道路上的最大障碍。

钙钛矿是一组与矿物质钙钛氧化物拥有相同原子排列（晶体结构）的材料，“家族成员”之一金属卤化物钙钛矿因在高效节能薄膜太阳能电池领域极具应用潜力而备受关注。钙钛矿太阳能电池的制造成本比硅基太阳能电池低得多，但其存在一个最大的缺陷——长期暴露在光照下，其性能退化，如果能妥善解决这一问题，将有助于太阳能技术“飞入寻常百姓家”。

最新研究负责人、美国加州大学洛杉矶分校材料科学与工程教授杨阳解释称，针对太阳能电池缺陷，科学家们目前常见的处理方法是在其表面沉积一层有机离子，使表面带负电。虽然这种处理方法旨在提高钙钛矿太阳能电池的能量转换效率，但它也使得电池表面堆积了太多电子。而这会破坏原子有序排列的稳定性，随着时间的推移，钙钛矿太阳能电池的效率会越来越低，最终使其无法商业化。

鉴于这一发现，团队找到了解决电池性能退化的方法，让带正电的离子与表面带负电的离子配对，这使表面电子变得更中性且稳定。

团队测试了经过处理后的太阳能电池在能加速电池老化的条件下以及模拟阳光全天候照明情况下的耐久性。结果表明，这些电池能在 2000 多个小时内保持最初光电转化效率的 87%。相比之下，在同样条件下，经历相同时间后，未经处理的太阳能电池性能下降到原来的 65%。

研究人员表示：“我们的钙钛矿太阳能电池是迄今为止报道的效率最稳定的电池之一，我们的最新研究为钙钛矿太阳能电池技术商业化和广泛采用奠定了基础，业界人士可以在此基础上进一步开发和完善这一技术，以设计出更稳定的钙钛矿太阳能电池。”

科技日报 2022-03-18

储能角色迎来大转换

新疆维吾尔自治区发改委日前发布的《服务推进自治区大型风电光伏基地建设操作指引（1.0 版）》（以下简称《操作指引》）明确，建设 4 小时以上时长储能项目的企业，允许配建储能规模 4 倍的风电光伏发电项目。记者注意到，新疆以储能规模确定新能源项目的方式，有别于目前国内新能源配储的常规操作。

目前，全国已有 20 多个省（区、市）出台了新能源配建储能相关政策，要求新能源项目配置

5%—20%、1—2 小时的储能项目。此次新疆新能源配套储能的推进路径，换算为新能源配储能比例为 25%，略高于其他省区。业内人士认为，作为新能源大省，新疆新能源产业近年快速发展的关键掣肘就是消纳难题，打破新能源配储常规模式，也是基于新能源消纳压力较大的考量。

从配套新能源的“配角”变为项目“主角”，新疆储能的角色置换，是否意味着储能的身份定位发生了根本性变化？未来，储能产业如何与新能源产业打好“组合拳”，实现高质量协同发展？

储能首次唱主角

“截至 2021 年底，新疆新能源累计装机容量为 3659 万千瓦，配套储能装机量不到 30 万千瓦，占比不足 1%，远低于其他地区要求新能源项目配储 5%—20%的比例。”中国化学与物理电源行业协会储能应用分会产业政策研究中心研究员张锋告诉记者，当前新疆储能产业规模跟不上新能源发展要求，作为新能源并网的前置条件，必须将储能置于突出位置。

《操作指引》明确提出，建设 4 小时以上时长储能项目的企业，允许配建储能规模 4 倍的风电光伏发电项目，如建设 10 万千瓦/40 万千瓦时（4 小时时长）储能，可配置 40 万千瓦新能源项目。“相当于将一部分新能源发电项目的建设资格交给储能企业，由其自建或绑定给第三方建设，这是相关政策文件首次将储能摆到这么高的位置。”中国电子信息产业发展研究院高级工程师王曦指出，此举将提高储能企业在产业链中的话语权。

厦门科华数能科技有限公司市场总监陈超进一步指出，《操作指引》是对 2021 年 5 月国家能源局发布的《关于 2021 年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》的进一步细化，旨在鼓励各类投资主体布局建设风电、光伏等新能源项目，强调了储能在市场化并网项目中的重要地位，体现出其平抑电力供需矛盾、调节新能源波动的重要价值。

有望破解“弃风弃光”难题

新疆的“反向”操作将给产业链带来哪些变化？

张锋认为，以储能规模配建新能源项目具有独特优势。“当前新能源项目大多盈利，而储能项目亏损情况较为普遍。角色置换可以避免新能源项目建成后，储能项目得不到落实导致的项目无法上网，继而产生‘弃风弃光’问题，从整体上提高新能源利用率。”他指出，新能源与储能进一步绑定后，为了拿到新能源项目的建设资格，传统电力企业、大型新能源企业会通过纵向一体化并购，整合一定规模的专业储能企业，进而丰富产业链、壮大企业规模。反之，储能企业也可以借此延伸主营业务，顺势并购新能源企业。“这两种路径都将产生一批综合性能源企业，进一步提升头部企业的竞争力。”

对此，王曦表示认同：“当前同时涉足新能源和储能业务的综合型企业不多，在政策引导下，行业上下游企业协同将越来越紧密。新能源侧配储多以电化学储能为主，通过布局储能项目拓展新能源业务，这对储能企业而言是一次延伸发展的好机会。”

事实上，业内对发展储能的重要性已有广泛共识。在张锋看来，无论是作为新能源项目并网的前置条件、纵向一体化整合的主要参与方，还是产业政策关照的对象，储能的身份地位都在潜移默化中发生了根本性改变。“新疆发展储能的模式较为新颖，很可能成为行业趋势，下一步可以在内蒙古、甘肃、青海、西藏等‘风光’资源较丰富的省区复制推广。”

解决好盈利问题是前提

但角色转换和跨界都并非易事。

“新疆的政策，一定程度上拓宽了储能企业的盈利渠道，但每个新能源项目的容量、成本、资源禀赋等各不相同，当前‘风光’配建储能的经济性还有待提高。”陈超提醒，储能企业若要投建一定规模的“风光”项目，需要搭建细化数据模型，进一步探索盈利模式。

“相比此前单独运营的新能源企业，一体化整合后，新能源企业的生产成本势必增加，盈利则会同步减少。”张锋指出，新疆以储能为主体的相关政策要进一步完善，使其和其他新能源发展政策高效衔接。同时，必须要解决好储能项目如何独立盈利或与新能源项目整合盈利的问题。

在王曦看来，在电力系统中，储能常常与新能源“绑在一起”，这种绑定关系的经济性尤为重要。

从拓展储能盈利空间的角度看，支撑新能源高效利用和稳定并网运行是其主要应用方向，需要从中实现更多的长期稳定收益。此外，储能在电网侧、用户侧都有广阔的应用空间，不仅可以参与电网调峰调频等辅助服务，满足电网峰谷调节、提升供电可靠性等多种需求，而且在工业微电网、5G 通信基站、数据中心、车网互动、充换电等领域也有多元化的应用场景。

本报记者 卢奇秀 张金梦　中国能源报　2022-03-21

建筑业降碳难点多潜力大

核心阅读

标准体系是指导标准化工作的有效手段，但目前我国建筑节能和低碳建设的标准化工作仍处于“进行时”，各地在构建适宜城乡建设各领域、各层级的碳排放核算标准方面缺乏统一的指导依据。

住房和城乡建设部近日印发的《“十四五”建筑节能与绿色建筑发展规划》（以下简称《规划》）提出，到 2025 年，完成既有建筑节能改造面积 3.5 亿平方米以上，城镇建筑可再生能源替代率达到 8%，建筑能耗中电力消费比例超过 55%。

就上述目标，业内专家表示，建筑领域全过程碳排放约占我国碳排放总量的 50%以上，开展该领域碳排放达峰行动，加快推进建筑能效提升、绿色建造试点、建筑电能替代、绿色建材与资源循环利用、绿色生态城区建设等工作，对推进环境与城市可持续发展、降低建筑领域碳排放以及我国“双碳”目标实现都具有深远意义。那么，建筑行业实现碳减排当前面临哪些堵点？行业该如何落实《规划》目标？

多环节存在明显短板

“当前，我国建筑领域在碳排放数据量化方面存在明显短板，碳排放核算方法和建筑节能低碳建设标准体系也不完备，亟需建立健全该领域的碳排放核算体系。”广西壮族自治区建筑科学研究设计院副院长朱惠英近日表示。

在朱惠英看来，标准体系是指导标准化工作的有效手段，但目前我国建筑节能和低碳建设的标准化工作仍处于“进行时”，各地在构建适宜城乡建设各领域、各层级的碳排放核算标准方面缺乏统一的指导依据。

朱惠英在调研中还发现，以数据为导向的建筑能耗统计制度也不完善。“目前各地或多或少都存在能耗统计获取数据规模和范围有限的问题，且获取渠道系统性、可持续性不强，数据统计大部分只强调电耗，而对燃气、供热、水资源消耗等其他基础数据的统计收集重视不够。另外，实施能耗统计的制度动力不足，目前该工作仍由政府主导，建筑业主体参与的主动性和积极性明显不足。”

此外，中国建筑业协会工程项目管理与建造师分会会长陈华元指出，由于建筑业具有体量大、链条长、环节多、精细管理难等特点，在碳减排目标约束下，其工业化、数字化、绿色化和国际化程度还不高，低碳化发展刻不容缓却又面临不少难题。

多层级碳排放监控亟待到位

面对上述难点，建筑行业如何开展行之有效的减排工作？

朱惠英建议，要尽快构建城乡建设各领域各层级碳排放核算标准体系。在她看来，建立健全碳排放核算方法和标准体系，亟需构建装配式建筑部件碳排放标准、建筑和市政设施等项目层面碳排放核算标准、建筑业企业和房地产行业企业等组织层面碳排放核查核算报告标准，以及城市及省级层面城乡建设领域碳排放核算标准等各类标准。“由此进一步提升各地建筑节能服务产业的水平，构建节能降碳量核定制度，引导地方成立节能降碳量核定机构，并对核定结果承担主体责任。”

陈华元对此表示认同：“建立健全建筑碳排放监测与核算制度迫在眉睫，应加快完善各级碳排放统计核算工作的组织建设和运行机制。”他指出，需制定“覆盖全面、边界清晰、科学合理”的建筑碳排放统计核算工作基本框架。“同时，运用物联网、可视化等多种技术，制定全国建筑碳排放监测、核算统一标准，开发多层级建筑碳排放监控系统，实现建筑碳排放‘可监测、可追踪、可考核’。”

朱惠英呼吁，要搭建城乡建设领域碳排放数据共享机制，通过多种手段发布能耗信息，提高建筑能耗数据透明度，提升可视化水平和数据应用效率。

可再生能源应用潜力大

记者注意到，《规划》明确了“十四五”期间建筑节能与绿色建筑发展 9 项重点任务：提升绿色建筑发展质量、提高新建建筑节能水平、加强既有建筑节能绿色改造、推动可再生能源应用、实施建筑电气化工程、推广新型绿色建造方式、促进绿色建材推广应用、推进区域建筑能源协同、推动绿色城市建设。

据了解，目前国内已有利用太阳能实现建筑内全部能源供给的成熟案例——位于中新天津生态城惠风溪智慧能源小镇的“0+小屋”项目，借助 60 片共 20 千瓦光伏板，顺利实现了全屋包括采暖等在内的清洁供能。

“项目充分考虑了屋顶结构、光照角度和周边环境，光照充足的情况下，光伏系统每天可发 60 度电，全年发电 20000 度以上，还可实现余电上网，成为区域分布式电源。”“0+小屋”建设者之一、国网天津滨海公司营销部工作人员贺瑞告诉记者。

利用光伏技术开展建筑节能的，不只天津。宁波市近日发布的《关于大力推进建筑屋顶分布式光伏发电系统应用工作的若干意见》明确提出，2025 年底建筑屋顶安装分布式光伏发电工作全面推进，力争 15%以上的建筑屋顶设置分布式光伏发电系统，90%以上新建建筑全面落实分布式光伏发电系统，建筑领域分布式光伏装机容量占全社会累计光伏并网容量超过 60%。

“考虑到大面积推广使用清洁能源将受到区域人口、工业规模限制，大量清洁能源需要进行储能、调峰及调配，建议以大型园区、社区为载体，鼓励代建代管代营一体化的承接模式，探索完善区域分布式清洁能源投建管相关立法和管理模式。”陈华元建议。

本报记者 张胜杰　中国能源报　2022-03-21

蓝碳交易的“厦门故事”

今年初，作为全国首个海洋碳汇交易平台，厦门产权交易中心（厦门市碳和排污权交易中心）成功完成了我国首宗海洋渔业碳汇交易，开启了中国蓝碳交易的新篇章。

促进海洋碳汇发展，开发海洋负排放潜力是实现碳达峰、碳中和目标的重要路径。什么是蓝碳？蓝碳在实现碳中和目标中发挥着什么作用？在蓝碳交易方面，厦门又做出了怎样的尝试？

海洋渔业碳汇在发展双碳经济中具有重要的实践意义。今年初，厦门市碳和排污权交易中心成功完成了 1.5 万吨海水养殖渔业海洋碳汇交易项目。这是全国首宗海洋渔业碳汇交易，标志着我国海洋渔业碳汇交易领域实现“零的突破”。

实现碳达峰、碳中和，是中国对世界作出的庄严承诺。党的十八大以来，党中央、国务院高度重视蓝碳经济发展，作出了“增加海洋碳汇”“探索建立蓝碳标准体系和交易机制”等一系列部署。作为我国海洋经济发展示范区之一，近年来，厦门在落实“碳达峰、碳中和”战略尤其是“绿碳携手蓝碳”上走在了全国前列。

海洋碳汇潜力巨大

早在 2009 年，联合国环境规划署就提出了“蓝碳”的概念。蓝碳究竟是什么？在实现碳中和目标中又发挥着什么作用？

“蓝碳，又称‘蓝色碳汇’或‘海洋碳汇’，特指海洋活动及海洋生物吸收大气中的二氧化碳，并将其固定、储存在海洋生态系统中的过程、活动和机制，是相对于陆地森林固定的‘绿碳’而言的。碳汇交易则是基于《联合国气候变化框架公约》和《京都议定书》对各国分配的二氧化碳排放指标的规定，创设出来的一种用于抵消人为碳排放当量的虚拟交易。”厦门大学环境与生态学院教授、蓝碳交易产学研团队成员陈鹭真告诉记者，在陆地森林中，人们应用绿色碳汇概念，实施造林、再造林和森林管理，进而达到造林减排的效果。然而，蓝碳由于相关排放因子尚未得到独立量化等因素，实际应

用案例要远小于绿碳。

其实，海洋在固碳方面具有无可替代的重要地位。数据显示，海洋储存了地球上约 93%的二氧化碳，且每年可以清除 30%以上排放到大气中的二氧化碳，是地球上最大的碳汇。虽然，海岸带植被面积仅有陆地植被面积的 0.05%，每年的固碳量却与陆地植被相当。与林业碳汇相比，海洋碳汇具有更大的碳吸收速率、更高的储存密度以及更长的储存时间，“负排放”潜力巨大。

据介绍，红树林、盐沼和海草床，能够捕获与储存大量碳并永久埋藏在海洋沉积物里，因而这三种生态系统又称为滨海蓝碳生态系统。特别是红树林，具有降低大气二氧化碳浓度、减缓气候变暖等重要功能，是地球上固碳效率最高的生态系统之一，以及滨海湿地蓝碳碳汇的主要贡献者之一。

2011 年，联合国发展计划组织、国际海事组织以及联合国粮农组织等机构联合发布了《海洋及沿海地区可持续发展蓝图》报告，提出了保护海洋生态系统、建立全球性蓝碳市场的目标。至此，蓝碳市场的开发日益引发关注。

随着人们对蓝碳减缓气候变化认识的深入，保护和恢复红树林生态系统得到越来越多的关注。这也体现在国际和国家减缓气候变化政策和财政机制中——应用红树林作为碳汇林或者开展碳中和的尝试随之出现。

在厦门环东海域东北角、同安湾湾顶处，有一片郁郁葱葱的海上森林，远远望去，就像是一道拱卫海岸线的绿色屏障。成群结队的白鹭或从低空掠过，或停在林中嬉戏、觅食。蜿蜒曲折的木栈道掩映在成片绿色里，向大海延伸而去，游人踏足其中，仿佛在海上漫步。这里是福建省最大的人工红树林公园——下潭尾滨海湿地公园，也是 2017 年金砖国家领导人厦门会晤碳中和项目所在地。

2010 年以来，我国主办的政府间国际会议陆续采用碳中和模式实现零碳排放目标，即通过植树造林等碳汇手段吸收会议交通食宿、会场用电产生的二氧化碳排放量，但主要在陆地森林中应用。通过厦门产权交易中心的专业化运作服务，2017 年金砖国家领导人厦门会晤碳中和项目，成为我国首例应用红树林蓝碳开展的大型会议碳中和项目。

“下潭尾滨海湿地公园位于海水与淡水交汇处，独特的地理位置为红树林的种植提供了天然条件。”厦门市海洋发展局重大重点项目办副主任余炎烽告诉记者，2017 年 8 月，厦门下潭尾红树林公园被确定为金砖国家领导人厦门会晤碳中和项目所在地。该项目通过种植 580 亩红树林，旨在于未来 20 年完全“吸收”会晤期间产生的二氧化碳排放，从而实现零排放目标。这是金砖国家领导人会晤历史上首次实现“零碳排放”。联合国秘书长海洋事务特使彼得·汤姆森来厦门期间，曾专门就此调研并给予充分肯定，成为了中外知名的“碳中和厦门故事”。

蓝碳交易先行先试

福建是海洋大省，2021 年 5 月印发的《加快建设“海上福建”推进海洋经济高质量发展三年行动方案（2021—2023 年）》将抢占海洋碳汇制高点作为重点任务之一。这是福建省坚持陆海统筹、建设海洋强省的一项重要部署；同年 7 月召开的福建省推进海洋经济高质量发展会议再次强调，要抢占海洋碳汇制高点；《厦门市海洋经济发展“十四五”规划》也提出，“探索开展蓝碳交易，推动海洋碳汇交易平台发展，推动海洋碳中和试点工程”。

为此 2021 年 7 月，厦门产权交易中心设立了全国首个海洋碳汇交易平台。“平台成立后积极部署、先行先试、主动创新，与国内海洋碳汇领域的专家团队合作，通过金融赋能推动落地应用，创新开展蓝碳交易，实践开发蓝碳投融资产品，争取打造加快实现双碳目标的新平台、新机制。”厦门产权交易中心董事长连炜说。

同年 9 月 12 日，红树林生态修复项目 2000 吨海洋碳汇在厦门产权交易中心海洋碳汇交易平台顺利成交，这是福建首宗海洋碳汇交易。连炜表示，红树林生态修复项目涉及清除入侵生物物种后红树林的再造，兼具固碳、生物多样性保护、净化环境与延缓淤积等综合生态环保意义，为当地社区发展提供了优质旅游资源与良好生态环境。因此，这一项目凸显出生态增汇、综合生态服务功能与社区经济联动发展的示范效应。“该宗交易实现了红树林碳汇功能与生物多样性保护的协同增效、红树林保护与周边社区生态建设协同发展的两大目标，标志着厦门市在海洋碳汇交易等领域走在全

国前列，是厦门创新陆海联动增汇新模式、抢占海洋碳汇制高点的实质性突破，为厦门打造国家级海洋碳汇交易中心迈出了坚实一步。”连炜说。

厦门大学是国内外海洋碳汇科学研究重镇，本次红树林生态修复项目的主要科技支撑力量正是厦门大学蓝碳交易产学研团队。记者了解到，该团队是一支由中科院院士戴民汉等杰出教授领衔，海洋科学、生态学和经济学等领域中青年骨干组成的多学科交叉学术团队，正协同国内相关研究力量开展产学研协同创新研究，服务于国家双碳战略需求，推动双碳目标的实现，为应对气候变化起到科技支撑作用。

该团队成员陈鹭真创立的红树林造林碳汇项目方法学，是此次碳汇交易的碳汇测算依据。据她介绍，该方法学以科研团队 20 余年的科学研究为基础，采用了更符合我国滨海湿地特点的测算参数，是我国自主创立的第一个红树林海洋碳汇方法学。“我们在红树林碳汇监测领域已经研究了20多年，在浙江、福建、广东、海南等地均有研究基地，积累了大量数据，这是我们创立红树林造林碳汇项目方法学的基础。利用这套方法，我们可以对人工红树林的生长边界、种植状况、每年生长量、土壤固碳量等指标开展准确测算。”陈鹭真说。

绿碳蓝碳携手发展

目前，碳汇生态产品的交易需求可分两类：履约与自愿。其中，联合国清洁发展机制（CDM）、中国核证自愿减排机制（CCER）下的碳汇交易主要目的均为履约。自愿市场则是在碳交易市场之外，相关组织、企业等自愿购买碳汇以抵消其碳排放。

当前，我国人均碳排放与单位 GDP 碳排放量仍较高，为完成 2030 年实现碳达峰、2060 年实现碳中和目标，已经有不少企业与个人自愿行动起来。

“您已成功购买碳中和机票。在您结束旅程后，厦航和兴业银行将委托厦门产权交易中心，通过蓝碳基金购入海洋碳汇，用于抵消您在旅程中的部分碳排放。感谢您为碳中和目标作出卓越努力！”今年以来，不少乘坐厦门航空航班的旅客购买了别具意义的全国首创“碳中和”机票，引发热议。

2021 年 11 月 12 日，兴业银行与厦门航空联合推出的全国首创“碳中和”机票正式上线。旅客自愿在航程最低价基础上加付 10 元，即能在日常空中旅途践行碳减排，减少自身行程对环境的影响。仅短短 1 个多月，首批 5 万张“碳中和”机票就完成认购。

作为红树林生态修复 2000 吨海洋碳汇项目与 1.5 万吨海水养殖渔业海洋碳汇交易项目这两宗交易的买方，兴业银行厦门分行通过厦门产权交易中心海洋碳汇交易平台积极参与各类蓝碳交易，探索开展蓝碳金融。“为推动海洋要素市场的流动，培育蓝碳市场，兴业银行厦门分行与厦门产权交易中心合作，在全国率先创新探索蓝碳金融，设立全国首个蓝碳基金，资金专项用于委托厦门产权交易中心采购碳汇来抵消该行指定的碳排放，引导企业与个人客户践行碳减排。”兴业银行厦门分行绿色金融部总经理林建英告诉记者。

“蓝碳基金将持续关注蓝色生态领域，努力发挥先行先试与示范引导的作用，并积极与海洋重点实验室等智库合作，旨在引导更多企业与客户共同践行碳减排，以资金、智库、行动等形成合力，将更多社会资源与资本投入到红树林、盐沼和海草床等海洋碳汇生态系统修复项目，积极推动碳中和，合力践行国家双碳战略，共建美好生活。”林建英表示。

在厦门产权交易中心服务大厅，一块大屏幕吸引了记者的目光——该屏幕可以计算日常生活中产生的碳排放量。“这是厦门产权交易中心为了鼓励普通市民树立减碳意识而推出的碳足迹清单，包括了日常生活的方方面面，公众在我们中心的官网和微信公众号上均可以查询。”厦门产权交易中心业务负责人徐莎一边演示，一边对记者说，“比方说，我们点击‘食物’选项，选择‘牛肉’，然后输入重量，就可以计算出食用这些牛肉所产生的具体碳排放量。通过这份清单，公众可以方便地计算出生活中产生的碳排放量，从而对日常生活中可以从哪些方面减碳一目了然。”

今后究竟该如何更深入探索海洋生态产品价值实现机制与蓝碳进入市场机制？连炜认为，应当积极推动海洋碳汇与绿色金融的融合发展。“激活海洋生态资产价值，仅仅依靠企业自身力量远远不够，金融活水要为企业提供支持。”连炜表示，在厦门市多部门的共同支持下，厦门产权交易中心承

担起绿色融资企业（项目）的建库认证工作，创新性地将海洋产业企业及项目列入直通车，启动了“厦绿融”绿色金融数字化系统建设，积极探索数字经济、绿色经济、海洋经济“三合一”融合发展。

“厦门是全国首个将海洋碳汇融入绿色金融标准建设的城市，既有良好的政策支持，也有先行先试的海洋碳汇交易经验，这是厦门独特的优势。今后，我们将持续联合开展海洋碳汇交易品种的研究，开发出更具吸引力的蓝碳产品，打造海洋碳汇与绿色金融融合发展的‘厦门样板’。”连炜说。

刘春沐阳　经济日报　2022-03-22

用能第一大户减碳步子，快了还是慢了

近日，工业和信息化部、国家发改委和生态环境部联合印发《关于促进钢铁工业高质量发展的指导意见》（下称《指导意见》），首次在国家政策层面明确了钢铁行业碳达峰的时间表：力争到2025年，80%以上钢铁产能完成超低排放改造，吨钢综合能耗降低2%以上，确保2030年前碳达峰。

记者注意到，与 2020 年底工业和信息化部发布的《关于促进钢铁工业高质量发展的指导意见（征求意见稿）》（下称《征求意见稿》）不同，此次正式印发的《指导意见》将钢铁行业碳达峰时间由2025年调整至2030年，且取消了能源消耗总量和强度下降指标，新增吨钢综合能耗。业内专家表示，此举是为避免行业因急于实现碳达峰而“过度反应”。虽然我国钢铁行业降碳仍面临产量增速较快、碳排放总量持续升高等挑战，但钢铁行业仍需统筹兼顾发展与降碳，不可毕其功于一役，应确保科学、有序实现碳达峰目标。

以吨钢综合能耗指标倒逼行业节能

“此次出台的《指导意见》首次明确了钢铁行业碳达峰时间，与此前大部分研究得出的‘钢铁行业2025年实现碳达峰’结果相比，延迟了5年，表述方式也从‘力争’‘率先’变成了‘确保’。”国网英大碳资产高级研究员郑颖说，为避免出现“一刀切”及“运动式减碳”等错误做法，《指导意见》更多强调钢铁行业绿色低碳发展指标和要求趋向“量力而行”。

除此之外，《指导意见》还取消了钢铁行业能源消耗总量和强度下降指标，新增吨钢综合能耗。记者注意到，《征求意见稿》中提到“力争到2025年，能源消耗总量和强度均下降5%以上”，而此次发布的正式文件则将其调整为“吨钢综合能耗降低2%以上”，与《“十四五”原材料工业发展规划》等文件中关于钢铁行业绿色发展的目标一致。

“将能源消耗总量和强度下降指标调整为吨钢综合能耗，一方面可以适当为钢铁行业‘松绑’，严防以能耗双控为由的不合理限电限产等严重危害经济发展的‘运动式减碳’行为，对钢铁行业产业链造成过大压力，确保行业在正常平稳生产中有序、安全降碳；另一方面，相比能耗双控指标，吨钢综合能耗指标对降低钢铁产量的直接推动力更强。”郑颖表示，吨钢综合能耗与钢铁企业能耗水平和生产力直接相关，要达到下降目标，就要动态调整能耗水平、压减产量，可以约束和倒逼企业降低生产能耗。

郑颖进一步表示，调整后的《指导意见》在碳达峰时间与具体目标的设定上，均为钢铁行业低碳发展留足了时间和空间，这是基于当前国家相关政策基调的审慎稳妥的选择。

“以氢代碳”“绿化”冶炼过程

“《指导意见》针对钢铁行业实现碳达峰的路径已很明确，但难在压缩粗钢产量和压低吨钢碳排放之后，如何抵消剩余的碳排放，实现钢铁行业深度降碳。”在冶金工业规划研究院低碳发展研究中心主任李冰看来，短期内，钢铁行业降碳将以宏观调控继续压减粗钢产量和降低吨钢碳排放为主，长远看，有望通过可再生能源替代方式，改变钢铁行业用能结构，从钢铁工业源头降低碳排放。

记者了解到，钢铁行业碳排放量约占我国碳排放总量的18%，其二氧化碳排放主要源于钢铁冶炼过程中，碳和氧发生的还原反应。相关统计数据显示，2020年，我国钢铁产量约为10.53亿吨，若按我国目前每生产一吨钢铁约产生1.8吨二氧化碳计算，2020年全年，我国钢铁行业约产生19亿吨二氧化碳。“短时期内，钢铁行业碳排放量仍会持续上涨。”郑颖说。

以氢代替碳作为钢铁冶炼过程中的还原剂，可以大幅减少二氧化碳排放。郑颖介绍，目前，高炉富氢冶炼和富氢气基竖炉是我国氢冶金发展的两大主要方向。“长远来看，用氢气替代一氧化碳做还原剂，还原产物为水，没有二氧化碳排放，因此炼铁过程绿色无污染。若再加上钢铁行业源头全部使用可再生能源发电，预计到 2060 年，我国钢铁行业可减少 70%—80%的碳排放量。”

郑颖同时指出，当前制氢成本较高，按照每吨 60 元—70 元的价格计算，采用氢能炼铁工艺成本比传统高炉冶炼工艺至少高 5 倍以上，加上目前储氢技术还有待突破，未来钢铁行业要全面推广“以氢代碳”尚需时日。

纳入全国碳市场提上日程

除利用清洁能源替代等手段外，郑颖建议，下一步，还应鼓励将钢铁行业纳入碳排放交易市场，利用市场化手段加强钢铁行业碳排放约束力。

“全国碳市场的总量调控机制，可以助力降低钢铁行业排放总量，提升钢铁企业在碳排放数据管理、监测以及碳资产管理等方面的能力。”郑颖表示，碳市场将成为钢铁行业去产能的推手，通过发挥市场导向作用，可激励可再生能源利用和低碳技术创新，促进形成碳资产管理业务。“钢铁行业被纳入全国碳市场后，控排企业将获得配额碳资产，若配额在履约后仍有富余，企业可通过合理的碳资产保值增值操作，实现碳资产管理盈利。”

在郑颖看来，钢铁行业有望成为第二批纳入全国碳市场的行业。此前，生态环境部应对气候变化司已向中国钢铁协会发出《关于委托中国钢铁工业协会开展钢铁行业碳排放权交易相关工作的函》，钢铁行业或将很快被纳入全国碳市场的重点行业。纳入全国碳市场后，钢铁行业还需建立全流程全方位的碳排放监测监控体系，摸清钢铁行业碳排放家底，进一步加强钢铁行业全生命周期碳管理能力建设，构建全过程碳排放数据管理体系。

除此之外，将钢铁行业纳入全国碳市场，也有助于推动该行业碳排放末端处理技术的进步。“通过碳市场约束，可鼓励技术基础较好的钢铁企业提升碳捕获利用与封存（CCUS）等低碳技术的研发投入，开发低碳创新技术，从而加快形成具有自主知识产权、在全球钢铁行业领先的关键核心技术。”郑颖说。

张金梦　中国能源网　2022-03-21

国际最新研究：全球天文科研设备碳排放每年至少 120 万吨

施普林格·自然旗下专业学术期刊《自然-天文学》最新发表的一篇论文估计，全球空间和地基科研设备是天文学研究碳足迹的最大贡献者，其年均温室气体排放量相当于每年至少排放 120 万吨二氧化碳。

这项研究结果表明，规划未来天文观测台站和空间任务时务必采取一种可持续、速度更慢的方式，这样才能实现《巴黎协定》设立的目标。

该论文称，近年来，人们一直在讨论天文学研究对气候的影响，与天文学研究活动相关的碳足迹，如乘飞机前往学术会议或是运行超级计算机模拟，逐渐成为碳排放的主要来源。

利用法国生态转型部(ADEME)和法国碳足迹协会(ABC)开发的一种方法，论文通讯作者、法国国家科学研究中心天体物理和行星研究所尤尔根·克诺德塞德(Jürgen Kn?dlseder)和同事根据建筑材料、运行成本、用电量，以及空间或卫星任务的发射质量，估算了近 50 个空间任务和 40 个地基望远镜设备的温室气体排放。他们发现，全球范围内在役的天文学科研设施的整体碳足迹相当于排放约 2030 万吨二氧化碳，每年排放量相当于约 120 万吨二氧化碳。这么高的年排放量大约是工作相关飞行估值的 5 倍，其中，空间任务占到总排放的至少 1/3。

研究团队预计，詹姆斯·韦伯太空望远镜和平方千米阵这类设备每一个的排放量就相当于排放至少 30 万吨二氧化碳。这一排放量也是该研究估算的所有设施所能达到的最大碳足迹。他们指出，根据 ADEME 的建议，该团队在研究中估算单个设施的碳足迹时采用了 80%的不确定性。

论文作者总结认为，放慢天文学基础设施建设的脚步以及整个领域的科研速度，是确保今后实现可持续性的关键，放慢速度的方法包括鼓励分析档案数据而不是获得新数据，或是减少论文发表压力。

孙自法　中国新闻网　2022-03-23

建筑业降碳，难在哪儿？

核心阅读

标准体系是指导标准化工作的有效手段，但目前我国建筑节能和低碳建设的标准化工作仍处于“进行时”，各地在构建适宜城乡建设各领域、各层级的碳排放核算标准方面缺乏统一的指导依据。

住房和城乡建设部近日印发的《“十四五”建筑节能与绿色建筑发展规划》（以下简称《规划》）提出，到2025年，完成既有建筑节能改造面积3.5亿平方米以上，城镇建筑可再生能源替代率达到8%，建筑能耗中电力消费比例超过55%。

就上述目标，业内专家表示，建筑领域全过程碳排放约占我国碳排放总量的50%以上，开展该领域碳排放达峰行动，加快推进建筑能效提升、绿色建造试点、建筑电能替代、绿色建材与资源循环利用、绿色生态城区建设等工作，对推进环境与城市可持续发展、降低建筑领域碳排放以及我国“双碳”目标实现都具有深远意义。那么，建筑行业实现碳减排当前面临哪些堵点？行业该如何落实《规划》目标？

多环节存在明显短板

“当前，我国建筑领域在碳排放数据量化方面存在明显短板，碳排放核算方法和建筑节能低碳建设标准体系也不完备，亟需建立健全该领域的碳排放核算体系。”广西壮族自治区建筑科学研究设计院副院长朱惠英近日表示。

在朱惠英看来，标准体系是指导标准化工作的有效手段，但目前我国建筑节能和低碳建设的标准化工作仍处于“进行时”，各地在构建适宜城乡建设各领域、各层级的碳排放核算标准方面缺乏统一的指导依据。

朱惠英在调研中还发现，以数据为导向的建筑能耗统计制度也不完善。“目前各地或多或少都存在能耗统计获取数据规模和范围有限的问题，且获取渠道系统性、可持续性不强，数据统计大部分只强调电耗，而对燃气、供热、水资源消耗等其他基础数据的统计收集重视不够。另外，实施能耗统计的制度动力不足，目前该工作仍由政府主导，建筑业主体参与的主动性和积极性明显不足。”

此外，中国建筑业协会工程项目管理与建造师分会会长陈华元指出，由于建筑业具有体量大、链条长、环节多、精细管理难等特点，在碳减排目标约束下，其工业化、数字化、绿色化和国际化程度还不高，低碳化发展刻不容缓却又面临不少难题。

多层级碳排放监控亟待到位

面对上述难点，建筑行业如何开展行之有效的减排工作？

朱惠英建议，要尽快构建城乡建设各领域各层级碳排放核算标准体系。在她看来，建立健全碳排放核算方法和标准体系，亟需构建装配式建筑部件碳排放标准、建筑和市政设施等项目层面碳排放核算标准、建筑业企业和房地产行业企业等组织层面碳排放核查核算报告标准，以及城市及省级层面城乡建设领域碳排放核算标准等各类标准。“由此进一步提升各地建筑节能服务产业的水平，构建节能降碳量核定制度，引导地方成立节能降碳量核定机构，并对核定结果承担主体责任。”

陈华元对此表示认同：“建立健全建筑碳排放监测与核算制度迫在眉睫，应加快完善各级碳排放统计核算工作的组织建设和运行机制。”他指出，需制定“覆盖全面、边界清晰、科学合理”的建筑碳排放统计核算工作基本框架。“同时，运用物联网、可视化等多种技术，制定全国建筑碳排放监测、核算统一标准，开发多层级建筑碳排放监控系统，实现建筑碳排放‘可监测、可追踪、可考核’。”

朱惠英呼吁，要搭建城乡建设领域碳排放数据共享机制，通过多种手段发布能耗信息，提高建

筑能耗数据透明度，提升可视化水平和数据应用效率。

可再生能源应用潜力大

记者注意到，《规划》明确了“十四五”期间建筑节能与绿色建筑发展 9 项重点任务：提升绿色建筑发展质量、提高新建建筑节能水平、加强既有建筑节能绿色改造、推动可再生能源应用、实施建筑电气化工程、推广新型绿色建造方式、促进绿色建材推广应用、推进区域建筑能源协同、推动绿色城市建设。

据了解，目前国内已有利用太阳能实现建筑内全部能源供给的成熟案例——位于中新天津生态城惠风溪智慧能源小镇的“0+小屋”项目，借助 60 片共 20 千瓦光伏板，顺利实现了全屋包括采暖等在内的清洁供能。

“项目充分考虑了屋顶结构、光照角度和周边环境，光照充足的情况下，光伏系统每天可发 60 度电，全年发电 20000 度以上，还可实现余电上网，成为区域分布式电源。”“0+小屋”建设者之一、国网天津滨海公司营销部工作人员贺瑞告诉记者。

利用光伏技术开展建筑节能的，不只天津。宁波市近日发布的《关于大力推进建筑屋顶分布式光伏发电系统应用工作的若干意见》明确提出，2025 年底建筑屋顶安装分布式光伏发电工作全面推进，力争 15%以上的建筑屋顶设置分布式光伏发电系统，90%以上新建建筑全面落实分布式光伏发电系统，建筑领域分布式光伏装机容量占全社会累计光伏并网容量超过 60%。

“考虑到大面积推广使用清洁能源将受到区域人口、工业规模限制，大量清洁能源需要进行储能、调峰及调配，建议以大型园区、社区为载体，鼓励代建代管代营一体化的承接模式，探索完善区域分布式清洁能源投建管相关立法和管理模式。”陈华元建议。

张胜杰　中国能源网　2022-03-24

温州研发钠离子电池即将试产 可解决大型储能瓶颈性难题

日前，温州大学碳中和技术创新研究院顺利完成了钠离子电池中试产线的布局，计划于今年内正式投产，这意味着温州本土研发的钠离子电池储能的研究和产业转化，即将进入市场阶段。

据了解，温州大学碳中和技术创新研究院是我市落实碳达峰碳中和国家战略、抢占绿色低碳科技创新制高点的重要举措之一。去年 9 月，瓯海区人民政府与温州大学签约，共建温州大学碳中和技术创新研究院和温州市钠离子电池实验室，全球高被引学者、国际钠离子电池领域顶尖人才俞术雷及其团队，以此为契机落户温州，俞术雷教授担任院长，团队核心人员 15 人。

据悉，研究院成立后，很快攻克了钠离子电池正极材料除水等关键难题，实现钠离子电池原材料的公斤级合成。自今年 1 月份生产出本土第一块钠离子电池样品后，仅仅两个月就完成了钠离子电池中试产线的布局，为推动后续钠离子电池的产业化、打造温州钠离子电池“百亿企业、千亿产业”奠定良好基础。

“尽管锂离子电池在电动汽车和便携式电子设备等传统市场上表现出色，但由于其成本高且存在安全性低等问题，因此在大规模电网存储中的部署仍然面临阻力，而成本低、安全性更高的钠离子电池将成为有益补充。”温州大学碳中和技术创新研究院的相关工作人员介绍，钠离子电池未来发展方向主要是针对一些大型储能装置，例如智能电网、电动车等，逐步实现对传统电池的取代。

温州大学碳中和技术创新研究院致力于研发世界领先的低成本、高安全、长寿命钠离子电池关键材料，解决大规模储能瓶颈性难题，布局低速电动车、电动船、家庭储能、电网储能等领域应用场景，实现高性能钠离子电池产品产业化，推动绿色清洁能源的发展。目前研究院已具备良好的科研实验条件，并取得了一系列成果。

洪越风 庄苗苗 许文星　温州日报　2022-03-24

森林资源增长支撑“双碳”目标

我国森林面积和蓄积量保持逾 30 年“双增长”，为持续巩固提升生态系统碳汇能力提供了强大保障，成为实现“双碳”目标任务的重要支撑。为使森林“双增长”工作兼顾规模与效率，需要精准施策，切实把钱花到刀刃上。

国家林业和草原局近日表示，我国森林面积已达 2.2 亿公顷，森林蓄积量超 175 亿立方米，保持了逾 30 年的持续“双增长”，成为世界森林资源增长最多的国家。这为持续巩固提升生态系统碳汇能力提供了强大保障，成为实现“双碳”目标任务的重要支撑。

我国在提升森林碳汇能力方面取得显著成绩，每年在土地利用、土地利用变化与林业清单方面的碳汇量位居全球首位。从 1990 年到 2020 年，全球森林面积和森林蓄积量不断减少，而我国森林面积和蓄积量逆势增长，对于缓解全球森林减少速度、提升全球森林碳汇能力发挥了重要作用。这得益于我国坚持生态保护、绿色发展、民生改善相统一的理念，深入推进大规模国土绿化行动，持续开展造林扩面、抚育提质等工程，构建了全社会关注林业发展的有利格局。

当前，随着这项“双增长”工作的持续，可用于新增造林的土地面积日益减少，需要进行抚育的森林更为边远，基础条件更差，相关成本更高。为使“双增长”工作兼顾规模和效率，实现数量与质量并举，需要精准施策，切实把钱花到刀刃上。

“双碳”关系经济社会发展全局及绿色转型。应通过拓宽森林生态产品价值实现路径，进一步发挥森林在改善民生福祉、促进绿色发展上的积极作用。当前，国内一些地方已经探索出“全域森林康养产业”“林业碳票”“碳汇+”等经验做法。然而，受限于林业设施用地政策不明朗、生态产品价值市场实现机制不发达、生态公益事业社会公众参与度低，部分地区的森林生态产品价值实现路径单一、规模小、效益低，“绿水青山”向“金山银山”转化还面临某些难题。为此，要深化林业制度改革，破解深层次瓶颈制约；开展森林可持续经营认证，确保生态优先，打造森林生态产品品牌，建立溢价消费信任，建成生态产品市场实现机制；还要加快森林生态公益事业发展步伐，为社会公众提供更多参与机会与渠道。

此外，还应做好森林资源节约、减量和综合高效利用工作，减少森林采伐和木材生产产生碳泄漏带来的“减法效应”。处于供给端的企业要积极研发推广使用新技术、新工艺、新设备，提升森林资源综合高效利用能力，加速发展竹材、藤本植物、秸秆等新材料对木材的替代加工制造业，加大对废旧竹木质林产品的回收、再加工和循环利用。有关部门要加大森林生态文化的科普宣传，营造全社会尊重森林、爱护森林、节约和减量利用森林的有利局面，引导消费者成为绿色生活方式的追随者，成为绿色生产方式的有力监督者和支持者。

在“双碳”目标的引领下，我国森林面积和蓄积“双增长”步伐将更为稳健，森林生态系统碳汇能力将持续提升，“双碳”目标的实现将得到更为坚实的支撑，也将为全球减缓和应对气候变化以及共建生命共同体作出更为积极的贡献。

谢 屹 北京林业大学经济管理学院教授 经济日报 2022-03-26

新型储能发展大步提速

储能产业再迎重大政策利好。

国家发改委、国家能源局 3 月 21 日印发的《“十四五”新型储能发展实施方案》（以下简称《实施方案》）提出，到 2025 年，新型储能由商业化初期步入规模化发展阶段，具备大规模商业化应用条件。其中，电化学储能技术性能进一步提升，系统成本降低 30%以上。

新型储能是建设新型电力系统、推动能源绿色低碳转型的重要装备基础和关键支撑技术，更是实现“双碳”目标的重要支撑，《实施方案》从技术创新、试点示范、商业模式创新、风险管理、国际合作等方面进一步明晰了“十四五”期间我国新型储能的发展路径，引发行业热议。中关村储能产业

技术联盟理事长陈海生表示，作为今年针对新型储能的首个国家级重磅文件，《实施方案》为我国新型储能勾画出了高质量、规模化发展的精准“路线图”，产业发展将顺势步入“快车道”。

电化学储能系统降本超三成

《实施方案》明确，到 2025 年，新型储能要具备大规模商业化应用条件，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，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。其中，电化学储能系统成本降低 30%以上；火电与核电机组抽汽蓄能等依托常规电源的新型储能技术、百兆瓦级压缩空气储能技术实现工程化应用；兆瓦级飞轮储能等机械储能技术逐步成熟；氢储能、热（冷）储能等长时间尺度储能技术取得突破。

“《实施方案》从技术创新、试点示范、商业模式创新等不同方面对储能行业作出了全方位说明，为从业者明确了产业优化方向和操作路径。”北京泓慧国际能源首席运营官沈庆生告诉记者。

记者注意到，截至 2021 年底，我国新型储能装机中锂离子电池占比达 89%。中关村储能产业技术联盟副秘书长李臻就此表示，“十四五”期间新型储能技术应用还将以锂离子电池为主。“目前以锂离子电池、全钒液流电池为主的电化学储能产业链相对完善，具备降本基础和空间。”

陈海生进一步指出，2021 年以来，上游原材料涨价直接影响了储能项目的经济性。“目前国家层面正积极研究制定稳定原材料价格的方案，随着技术进步和产业规模的进一步扩大，锂离子电池价格将逐步回落，‘十四五’期间还有持续下降的空间。”

“十四五”装机目标未提及引热议

值得注意的是，国务院 2021 年 10 月印发的《2030 年前碳达峰行动方案》以及国家发改委、国家能源局 2021 年 7 月发布的《关于加快推动新型储能发展的指导意见》均明确提出，2025 年新型储能装机容量达到 30GW 以上。但《实施方案》并未提及具体装机目标，引发行业热议。

有观点认为，因为超过 30GW 的目标完成起来有难度，所以政策在“踩刹车”。对此，陈海生予以否定：“新型储能‘十四五’期间的发展规模不再设定具体目标，可以充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，主管部门将以市场需求为导向，进一步完善市场机制建设，为储能发展营造良好的市场环境，推动行业健康有序发展。”

据中国能源研究会储能专委会不完全统计，截至 2021 年底，我国已投运的储能项目累计装机容量（包括物理储能、电化学储能以及熔融盐储热）达到 4593GW，同比增长 29%。其中，抽水蓄能新增规模居首，为 8.05GW；电化学储能紧随其后，投运规模达 1.87GW/3.49GWh，规划在建规模超过 20GW。新能源配置储能以及独立储能是新增装机的主要支撑。

据了解，目前仅青海、山东、湖南、浙江、内蒙古五省区以及南方电网明确的“十四五”期间储能规划目标就达 39GW，已高于国家规划目标。根据中关村储能产业技术联盟 2021 年发布的《储能产业研究白皮书 2021》，2025 年我国储能市场规模保守场景下将达 35.5GW，理想场景下将达 55.9GW。这意味着未来 4 年，储能将以年均 72%以上复合增长率持续高速增长。

“相信通过政策激励和市场驱动，我国将成为全球第一大储能市场。”陈海生表示。

储能技术和应用场景更加多元

《实施方案》的另一大亮点在于强调储能技术“百花齐放”，不仅部署了不同技术类型、不同时长尺度的储能技术发展，而且首次提出了火电抽汽蓄能、核电抽汽蓄能的示范应用。

沈庆生指出，《实施方案》给予各类新型储能技术多元应用场景和发展空间，并通过示范项目的先行先试，为后续规模化发展打好“前站”。“未来新型储能定会呈现‘百花齐放、多能互补’的局面，《实施方案》对电源侧、电网侧、用户侧储能都给予同等鼓励，而非延续以往侧重支持电源侧储能的思路，此举将缓解不同应用场景配储发展不平衡的问题。”

在李臻看来，“十四五”期间新型储能发展的关键之处，在于解决“构建完善的产业体制机制”和“确保产业安全发展”两大核心问题。

李臻提出的两大核心问题，《实施方案》均有强调和说明。

《实施方案》要求，加快推进新型储能作为独立主体参与各类电力市场的进程，研究制定准入

条件、交易机制、调度、结算细则以及技术标准等。鼓励新能源电站以自建、租用或购买等形式配置储能，以此来发挥储能“一站多用”的共享作用。积极支持各类主体开展共享储能、云储能等创新商业模式的应用示范，试点建设共享储能交易平台和运营监控系统。此外，《实施方案》要求突破储能电池智能传感、储能电池热失控阻隔、电池本质安全控制、基于大数据的故障诊断和预警等全过程安全技术，支撑大规模储能电站安全运行。

本报记者　卢奇秀　中国能源报　2022-03-28

CCS 商业化开发迎来突破

多家行业研究机构指出，在各国减碳压力增加、碳价不断增长的情况下，碳捕捉与封存（CCS）商业模式、应用场景都逐步呈现出多元化的发展势头，在此情况下，未来数年里 CCS 上下游产业链服务规模将迎来大爆发。

近日，荷兰最大的在建碳捕捉与封存（CCS）项目 Porthos 公布最新招标信息，将在海上建设约 20 千米运输管道，用于从荷兰鹿特丹港口运输二氧化碳至北海海底的储存库。据了解，Porthos 项目是欧洲规划的多个 CCS 项目中的一个，因其为共享互联项目，一旦建成，英国、挪威以及欧盟成员国的高碳排放行业都将受益。

130 个项目在运或正在开发

行业研究机构睿咨得能源在近日发布的研究报告中称，2022 年，全球范围内已经公布建设计划的 CCS 商业项目投资总额有望达到 44 亿美元，远高于去年的 28 亿美元，涨幅超过 50%，随后的 2023 年-2025 年期间，全球范围内 CCS 领域内投资总额将分别达到 110 亿美元、180 亿和 190 亿美元，3 年总投资将有望达到 520 亿美元。

睿咨得能源的统计显示，截至目前，全球范围内总计有 56 个商业化运营的 CCS 项目，另外，各国已经公布了 84 个 CCS 商业化开发项目计划，其中 63 个位于欧洲和北美地区。

仅在今年 3 月，全球范围内就有多个 CCS 项目获得了投资进展。3 月 22 日，挪威政府宣布，与多个私募基金等合作伙伴一道收购芬兰公用事业公司 Fortum 的部分股权，并承诺将在 2026 年前，投资至少 60 亿挪威克朗在首都奥斯陆建设 CCS 项目，以降低奥斯陆主要排放源 Klemetsrud 垃圾焚烧厂的温室气体排放量。

据了解，该 CCS 项目是挪威政府制定的跨国 CCS 项目 Longship 中的一环，将为欧洲多国高排放行业提供海底二氧化碳封存服务。据了解，该项目早在 2017 年就获得了积极的试验结果。

与此同时，位于美国北达科他州的 CCS 项目也迎来了投资突破，该项目计划每年捕捉 8 亿吨二氧化碳，美国能源供应商 Continental Resources 宣布将为其投资至少 2.5 亿美元，用于捕捉与封存美国乙醇生产厂家和其他工业来源排放的二氧化碳。

应用场景日益广泛

值得注意的是，从目前已经公布的 CCS 项目来看，CCS 的应用已经不再仅限于化石燃料领域，而是涵盖了其他高碳排放领域。根据行业研究机构伍德麦肯兹的统计，今年全球范围内预计将有 15 个大型 CCS 项目迎来最终投资决定，涉及领域包括了天然气生产运营、甲醇生产、蓝氨生产等不同应用场景，按照目前发布的数据，如果全部投建，每年的减碳量有望超过 3500 万吨。

业界普遍认为，催生各场景下 CCS 应用需求、推动 CCS 领域投资额不断上涨的主要因素，是各国不断推进的碳交易市场。近几个月里，欧盟碳价一再突破历史新高，今年 2 月，欧盟碳价最高突破 95 欧元/吨，较去年初翻了两倍以上。去年底，加拿大政府宣布将上调碳价，将每吨二氧化碳交易价格上调至 50 加元。同时，作为全球主要化石燃料出口国的印尼，也在去年 11 月宣布启动本土碳交易，以推动燃煤电厂减排。

Fortum 公司奥斯陆 CCS 项目主管 Jannicke Bjerkas 指出：“虽然 CCS 技术目前成本仍居高不下，但这是一项非常有效的减排手段。碳价的高涨有望让 CCS 项目的商业价值更加凸显。”

国际能源署（IEA）指出，截至 2021 年底，全球范围内针对碳捕捉、封存、利用的项目层出不穷，商业模式已经从此前大型独立的减碳设备转变为具有共享功能、共建储存基础设施的二氧化碳工业中心，能够利用规模化效应而降低商业风险，全新的商业模式也正不断涌现。同时，部分国家针对 CCS 相关技术提供了税收抵免等支持措施，这些因素都让 CCS 投资氛围变得更加友好和多元。

上下游市场投资同步增加

在业内看来，随着 CCS 行业逐步走出试验阶段、进入大规模发展时期，碳捕捉乃至碳去除领域相关上下游服务市场规模也逐步显现。

睿咨得能源高级分析师 Lein Mann Hansen 在该机构最新发布的研究报告中指出："CCS 技术是全社会脱碳的基本组成之一，近两年间，全球的 CCS 规划项目数量大幅增加，相关服务领域投资预计将在未来几年里出现暴增。"

睿咨得能源认为，CCS 相关服务业务包括了二氧化碳封存设施安装、项目运维、二氧化碳运输、设备采购、储气建设等多个上下游业务板块，其中，二氧化碳捕集设施和运维服务投资将占整体服务市场规模的 2/3，预计到 2025 年，该领域投资需求将达到 550 亿美元。另外，二氧化碳运输、储存设备建设、海底管道建设、海上安装工程等领域的需求也将出现增长。

不过，尽管 CCS 行业发展迅速，但 IEA 也提醒称，最终落地的项目数量目前仍不确定。为尽量确保项目顺利实施，各国政府应及时为 CCS 项目提供相应支持，同时加速开发可封存二氧化碳的区域。

本报记者 李丽旻　中国能源报　2022-03-28

微电网将改写电网格局

核心阅读

虽然短期内以大电网为主的格局很难改变，但是随着我国分布式能源的推进和落地，与之配套的微电网将在能源格局中扮演越来越重要的角色。微电网要与大电网形成兼容互补的关系 ，必须实现自平衡、弱连接、轻控制、大备用。

"这是里程碑式的改变。微电网从此前的大电网从属地位上升到与大电网并列、互为补充的地位。"微电网从业者李先生看到刚刚出台的《"十四五"现代能源体系规划》后说。

3 月 22 日出炉的《"十四五"现代能源体系规划》（以下简称《规划》）提出，要创新电网结构形态和运行模式，积极发展以消纳新能源为主的智能微电网，实现与大电网兼容互补。

在业内人士看来，定位的提升将成为微电网市场升温的"助燃剂"。

更适应分布式能源发展趋势

据了解，微电网是指由分布式电源、储能装置、能量转换装置、负荷、监控和保护装置等组成的小型发配电系统。

北京北变微电网技术有限公司首席专家祝振鹏告诉记者，微电网有助于促进分布式电源与可再生能源消纳，实现对负荷多样供给，是实现主动式配电网的一种形式。"随着新能源成本和储能成本不断下降，微电网的经济性已经略有显现，市场已经进入了商业化应用的阶段。"

金风低碳能源设计研究院规划研究部高级电力市场研究员杨萌认为，《规划》指明了集中式能源向分布式能源转型的方向。虽然短期内以大电网为主的格局很难改变，但是随着我国分布式能源的推进和落地，与之配套的微电网将在能源格局中扮演越来越重要的角色。

在祝振鹏看来，随着微电网在能源格局中定位的提升，行业标准的陆续出台，微电网的发展将不再局限于自身的收支平衡。

与大电网形成兼容互补关系

祝振鹏向记者表示，从技术角度来看，未来，微电网将是电网结构中重要的组成，随着越来越多的分布式电源接入配电网，传统配电网的结构也将发生变化。"换个角度来看，微电网可以看作是

大电网的一个可控负荷，实现发电、储电、自用电以及与外部配电网交互电量的优化控制。”

“未来的电网模式应该是大电网与微电网的结合体，大电网的架构是微电网发展的前提条件，而微电网具备接纳清洁能源、调节能力超强的特征，能够为大电网提供补充。”祝振鹏表示，“电网的控制模式将更开放多元，有利于大幅提高电网的系统效率。”

杨萌认为，微电网要与大电网形成兼容互补的关系，必须实现自平衡、弱连接、轻控制、大备用。

“首先需要将分布式电源作为一个半封闭的实体，电网只需调度这个实体，而实体内部的调度由其自发完成，从而实现大电网调节余缺，小实体内部完成优化调度的兼容性运行。”杨萌解释说，“这就意味着，大电网减轻对微电网的控制，在实体内部实现基本自平衡的同时，在面对一些临时性的电力不足或电力过剩的情况时，采用弱连接的方式，将大电网作为备用，从而提升电网的整体安全性。”

在市场中不断完善

据记者了解，与政策屡屡加码支持形成鲜明对比的是，市场对于微电网的投资却不温不火。

“顶层设计的明确，为微电网扫除了发展道路上的障碍。”祝振鹏表示，“现在需要市场一边探索，一边完善，不可能一蹴而就。”

杨萌认为，微电网的提出旨在实现分布式电源的灵活、高效应用，解决数量庞大、形式多样的分布式电源并网问题。但现在分布式能源落地碰到了三个“硬钉子”：配电价格机制尚未理顺、辅助服务权责仍不明确、绿电消费认证机制不通。

在杨萌看来，当前，微电网的规划设计还没有形成较为细致的国家标准和操作流程。对于分布式能源部署来说，也需要根据实际需求进行完善。对于项目审批而言，手续流程还有待简化。“现有的电力市场尚不完善，导致微电网很难在电力市场获得较高的经济效益。”

杨萌告诉记者，传统的电网调度模式，对于分布式能源的源网荷互动限制较大。“在新型电力系统之下，大电网的主要功能将不再是传输电能，而是传输调节性的电力，或承担微电网的‘大备用’角色。因此，未来十几年，大电网的主要职能将逐渐从传输电能转为以补充电力和辅助服务为主。”

本报记者 韩逸飞　中国能源报　2022-03-28

电网侧新型储能破局之路越走越宽

核心阅读

新政透露出，电网替代性储能设施成本收益有望纳入输配电价回收。业内提醒，要据此做好可行性研究论证，阐述清楚相关性、合理性和合法性。

3 月 21 日，国家发改委、国家能源局印发《“十四五”新型储能发展实施方案》（以下简称《实施方案》）的通知。

《实施方案》提出，储能要以规模化发展支撑新型电力系统建设，坚持优化新型储能建设布局，推动新型储能与电力系统各环节融合发展。在电网侧，因地制宜发展新型储能，在关键节点配置储能提高大电网安全稳定运行水平，在站址走廊资源紧张等地区延缓和替代输变电设施投资，在电网薄弱区域增强供电保障能力，围绕重要电力用户提升系统应急保障能力。

在政策和市场的双重推动下，电网侧新型储能正在被重新激活。

有望计入输配电价成本

新型储能的成本回收机制缺失一直是困扰行业发展的核心问题之一。根据新政精神，要对发挥系统调峰作用的新型储能，经调峰电源能力认定后，参照抽水蓄能管理并享受同样的价格政策。但是，不少业内专家表示，现阶段电化学储能最主要的作用仍是调频，能够实现调峰的储能电站为数不多。

华北电力大学国家能源发展战略研究院执行院长王鹏表示，按照电改 9 号文的要求，电网企业

正在转变盈利模式，电网的投资有赖于通过合理的输配电价回收成本。

“去年国家发改委下发《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》后，电网企业投资抽水蓄能电站的热情明显高涨，按照《实施方案》形成的共识，当电网侧新型储能价格政策出台后，电网企业对投资新型储能的态度会有很大改变。”王鹏说，“《实施方案》强调的是建立电网侧独立储能电站的容量电价机制，这意味着只是将容量电价对应的容量电费纳入电网输配电价回收，而不是储能电站的全部成本收益。”

中国能源研究会配售电研究中心副主任吴俊宏认为，《实施方案》暗示出，未来，部分电网侧新型储能成本收益大概率会纳入输配电价。“例如，文件提出‘科学评估新型储能输变电设施投资替代效益，探索将电网替代性储能设施成本收益纳入输配电价回收。’这符合相关性原则，即这类电网侧储能不作为电源主体看待，而是替代性发挥输变电设施功能，则具备纳入输配电价的条件。”

帮助降低电网基础设施建设成本

据了解，新形态下电网安全防御，需要在数百毫秒内快速抑制数百万千瓦乃至上千万千瓦有功能量对系统的冲击，迫切需要在电力系统内增加更为灵活、可靠和快速的大规模有功调节资源。但此前由于储能成本较高及成本疏导等问题，电网对于新型储能并不像对抽水蓄能那样热衷。

王鹏认为，大规模新能源接入电网后，电力系统的运行特性发生变化，需要资源快速响应，新型储能有望在提高电力系统稳定性方面担当大任。“当然，能发挥的重要作用也包括在配网中增强末端薄弱区域常态的供电保障能力和应急状态的保障能力。”

“实际上，在关键电网节点配置储能，不只是发挥其调峰作用，更要发挥其调频、调压、事故备用、爬坡、黑启动等多种功能。比如，在直流特高压落点等位置布置储能，就可以发挥出储能快速提供有功、无功对于电力系统的安全稳定作用。”吴俊宏表示。

吴俊宏表示，纯粹从技术上讲，不该区分电源侧、电网侧、用户侧储能。只是相比电源侧或用户侧储能，电网侧储能有更大范围的适应性。

配置电网侧新型储能不仅是提升电力系统灵活性的需要，甚至还可以帮助电网降低输变电设施投资。《实施方案》提出，在输电走廊资源和变电站站址资源紧张地区，支持电网侧新型储能建设，延缓或替代输变电设施升级改造，降低电网基础设施综合建设成本。

在一位电网内部人士看来，电网侧储能延缓和替代输变电设施投资，要结合负荷中心、临时性负荷增加地区、阶段性供电可靠性需求提高地区等不同场景来考虑。

“临时性负荷增加地区、阶段性供电可靠性需求提高地区大多属于临时性的供电容量提升需求。在这两种场景下，供电企业完全可以挖掘潜能顶上去，无需额外的输变电设施投资，这相当于以较小成本解决了系统的冗余备用问题。”该人士表示，“而在负荷中心场景下，由于空间和安全等因素，新建或改造输变电设施受限，电网新型储能恰可以发挥更大作用。”

据了解，相比巨大的输变电设施投资而言，新型储能投资相对较低，若在特定场景下，新型储能可以部分代替输变电设施的功能，从经济性上来考虑，也能撬动电网企业投资和接纳新型储能的意愿。

做好相关监管工作

一方面，新型储能投资成本有望纳入输配电价回收；另一方面，在特定场景下，新型储能可以帮助电网降低输变电设施新建或改造投资。在此背景下，电网侧新型储能将迎来新的发展契机。

吴俊宏表示，实际上，电网侧新型储能不只是电网公司投资的储能，也可能是其他社会资本投资的储能。其建设目的和作用会因项目而不同，投资回收机制也各异。未来，电网侧储能发展的关键是，如何科学管理各类电网侧储能项目，既要通过机制的建立有效激励项目，也要做好监管，避免投资冲动造成项目亏损或者抬升整个电力系统的成本。

业内普遍认为，电网侧储能成本收益想要进入输配电价当中进行回收，一定要做好可行性研究论证，阐述清楚相关性、合理性和合法性。

吴俊宏表示，电网侧储能一旦计入发配电价，相关的监管工作需要同步落实到位。“监管部门需

要认定电网侧储能是不是真实地发挥了相应功能，还是仅仅作为摆设。”

本报记者 韩逸飞　中国能源报　2022-03-28

广东功率最大用户侧“超级充电宝”投产

本报讯 3 月 14 日，广东功率最大的用户侧电化学储能项目（磷酸铁锂）佛山群志光电用户侧储能项目通过验收，整体并网投产。该项目由南方电网公司广东电网能源投资有限公司投资、建设，规模达 9.5 兆瓦/19.14 兆瓦时，储能系统每日的充放电量高达 32.3 兆瓦时，相当于 3300 多户家庭一天的用电量，成为目前广东省用户端最大型的“超级充电宝”。

大力开发储能项目、深化储能规模效应是南方电网公司落实国家“双碳”目标，构建新型电力系统的一项重要举措。作为南方电网公司 2021 年新兴业务领域重点项目，该项目通过“谷充峰放”消纳富余电源，提供调频调压、市场化需求响应等辅助服务，有效降低客户用电成本、解决客户敏感负荷电压质量问题，同时进一步提升区域电网的供电可靠性和供电质量。

“该项目切实为用户提供了‘一揽子’用电用能解决方案。”广东电网能源投资有限公司储能事业部总经理李建平介绍，项目通过配套电压暂降治理设备的增值服务产品，为客户提供 1600 千伏安敏感负荷的电压暂降治理方案，有效解决客户敏感负荷电压质量问题，是助力完善现代供电服务体系的重要实践。

依托于广东电网能源投资公司在项目安全运行、商业合作模式方面丰富的运营经验，该项目配置了温感、烟感、可燃气体感应器、七氟丙烷自动灭火器等完备的消防设施，确保防护标准安全到位。同时，通过“粤能投”平台 7×24 小时实时在线监测，有力保障储能电站安全稳定运行。

据悉，为响应广东省分时电价政策要求，该项目通过“谷充峰放”获得分时价差收益，并通过参与市场化需求响应、为电网提供辅助服务等增加综合收益，可每年为客户创造有效价值超 500 万元，并缓解局部配网峰谷负荷差，实现经济效益和社会效益双丰收。

近年来，广东电网能源投资公司通过储能、电动汽车、售电等各业务板块，大力推进解放用户，提供更加个性化多元化增值服务产品。目前，该公司已累计开发持有储能项目 25 个，规模达 162 兆瓦，根据规划，将在 2022 年底前实现储能规模突破 400 兆瓦，着力为企业用户解决用能成本高等问题。

“未来，我们将继续快速大力拓展储能项目，探索创新储能应用场景和商业模式，服务需求侧响应市场。”广东电网能源投资公司相关负责人表示，将把握“风光水火储一体化”“源网荷储一体化”发展契机，持续聚合储能项目调节能力，深化规模效应，将以打造柔性负荷集成商的发展定位，统筹整合企业客户及项目资源，引导非生产性空调负荷、工业可中断负荷、电动汽车充换电站、储能电站等参与需求侧响应，提升电网调节能力，降低调节成本，助力构建以新能源为主体的新型电力系统。

沈甸　中国能源报　2022-03-28

新型储能新政发布，为何没明确装机目标？

储能产业再迎重大政策利好。

国家发改委、国家能源局 3 月 21 日印发的《“十四五”新型储能发展实施方案》（以下简称《实施方案》）提出，到 2025 年，新型储能由商业化初期步入规模化发展阶段，具备大规模商业化应用条件。其中，电化学储能技术性能进一步提升，系统成本降低 30%以上。

新型储能是建设新型电力系统、推动能源绿色低碳转型的重要装备基础和关键支撑技术，更是实现“双碳”目标的重要支撑，《实施方案》从技术创新、试点示范、商业模式创新、风险管理、国际合作等方面进一步明晰了“十四五”期间我国新型储能的发展路径，引发行业热议。中关村储能产业

技术联盟理事长陈海生表示，作为今年针对新型储能的首个国家级重磅文件，《实施方案》为我国新型储能勾画出了高质量、规模化发展的精准“路线图”，产业发展将顺势步入“快车道”。

电化学储能系统降本超三成

《实施方案》明确，到 2025 年，新型储能要具备大规模商业化应用条件，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，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。其中，电化学储能系统成本降低 30%以上；火电与核电机组抽汽蓄能等依托常规电源的新型储能技术、百兆瓦级压缩空气储能技术实现工程化应用；兆瓦级飞轮储能等机械储能技术逐步成熟；氢储能、热（冷）储能等长时间尺度储能技术取得突破。

“《实施方案》从技术创新、试点示范、商业模式创新等不同方面对储能行业作出了全方位说明，为从业者明确了产业优化方向和操作路径。”北京泓慧国际能源首席运营官沈庆生告诉记者。

记者注意到，截至 2021 年底，我国新型储能装机中锂离子电池占比达 89%。中关村储能产业技术联盟副秘书长李臻就此表示，“十四五”期间新型储能技术应用还将以锂离子电池为主。“目前以锂离子电池、全钒液流电池为主的电化学储能产业链相对完善，具备降本基础和空间。”

陈海生进一步指出，2021 年以来，上游原材料涨价直接影响了储能项目的经济性。“目前国家层面正积极研究制定稳定原材料价格的方案，随着技术进步和产业规模的进一步扩大，锂离子电池价格将逐步回落，‘十四五’期间还有持续下降的空间。”

“十四五”装机目标未提及引热议

值得注意的是，国务院 2021 年 10 月印发的《2030 年前碳达峰行动方案》以及国家发改委、国家能源局 2021 年 7 月发布的《关于加快推动新型储能发展的指导意见》均明确提出，2025 年新型储能装机容量达到 30GW 以上。但《实施方案》并未提及具体装机目标，引发行业热议。

有观点认为，因为超过 30GW 的目标完成起来有难度，所以政策在“踩刹车”。对此，陈海生予以否定：“新型储能‘十四五’期间的发展规模不再设定具体目标，可以充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，主管部门将以市场需求为导向，进一步完善市场机制建设，为储能发展营造良好的市场环境，推动行业健康有序发展。”

据中国能源研究会储能专委会不完全统计，截至 2021 年底，我国已投运的储能项目累计装机容量（包括物理储能、电化学储能以及熔融盐储热）达到 4593GW，同比增长 29%。其中，抽水蓄能新增规模居首，为 8.05GW；电化学储能紧随其后，投运规模达 1.87GW/3.49GWh，规划在建规模超过 20GW。新能源配置储能以及独立储能是新增装机的主要支撑。

据了解，目前仅青海、山东、湖南、浙江、内蒙古五省区以及南方电网明确的“十四五”期间储能规划目标就达 39GW，已高于国家规划目标。根据中关村储能产业技术联盟 2021 年发布的《储能产业研究白皮书 2021》，2025 年我国储能市场规模保守场景下将达 35.5GW，理想场景下将达 55.9GW。这意味着未来 4 年，储能将以年均 72%以上复合增长率持续高速增长。

“相信通过政策激励和市场驱动，我国将成为全球第一大储能市场。”陈海生表示。

储能技术和应用场景更加多元

《实施方案》的另一大亮点在于强调储能技术“百花齐放”，不仅部署了不同技术类型、不同时长尺度的储能技术发展，而且首次提出了火电抽汽蓄能、核电抽汽蓄能的示范应用。

沈庆生指出，《实施方案》给予各类新型储能技术多元应用场景和发展空间，并通过示范项目的先行先试，为后续规模化发展打好“前站”。“未来新型储能定会呈现‘百花齐放、多能互补’的局面，《实施方案》对电源侧、电网侧、用户侧储能都给予同等鼓励，而非延续以往侧重支持电源侧储能的思路，此举将缓解不同应用场景配储发展不平衡的问题。”

在李臻看来，“十四五”期间新型储能发展的关键之处，在于解决“构建完善的产业体制机制”和“确保产业安全发展”两大核心问题。

李臻提出的两大核心问题，《实施方案》均有强调和说明。

《实施方案》要求，加快推进新型储能作为独立主体参与各类电力市场的进程，研究制定准入

条件、交易机制、调度、结算细则以及技术标准等。鼓励新能源电站以自建、租用或购买等形式配置储能，以此来发挥储能“一站多用”的共享作用。积极支持各类主体开展共享储能、云储能等创新商业模式的应用示范，试点建设共享储能交易平台和运营监控系统。此外，《实施方案》要求突破储能电池智能传感、储能电池热失控阻隔、电池本质安全控制、基于大数据的故障诊断和预警等全过程安全技术，支撑大规模储能电站安全运行。（文丨本报记者 卢奇秀）

卢奇秀　中国能源网　2022-03-28

新型储能，大型“充电宝”怎么建？

制图：汪哲平

用电低谷时，利用电能将空气压缩到盐穴中；用电高峰时，再释放空气，推动空气透平发电。在江苏金坛盐穴压缩空气储能项目，地下千米的盐穴化身大型“充电宝”，一个储能周期可存储电量30 万度，相当于 6 万居民一天的用电量。

这种压缩空气储能是新型储能“家族”中的一员。日前，国家发展改革委、国家能源局印发的《“十四五”新型储能发展实施方案》（以下简称《实施方案》）提出，到 2025 年，新型储能由商业化初期步入规模化发展阶段，具备大规模商业化应用条件。

新型储能究竟是什么？“十四五”时期要如何发展？记者进行了采访。

既能平滑不稳定的风电光伏，也能配合常规火电等参与电力系统调峰调频

通常来说，新型储能是指除抽水蓄能以外的新型储能技术，包括新型锂离子电池、液流电池、飞轮、压缩空气、氢（氨）储能、热（冷）储能等。

为什么要高质量、规模化发展新型储能？这是当前新能源开发规模快速增加、负荷峰谷差持续拉大背景下，提升电力系统调节能力、保障电力系统安全运行的必然需求。

要知道，风电、光伏都是“看天吃饭”，其发电具有波动性、间歇性，“极热无风”“极寒无光”。随着未来大规模、高比例应用，再加上煤电面临转型、新增装机规模趋缓，如果遇到无风无光、阴冷

冰冻的极端天气，风电光伏发电出力大减，电力供应由谁来保障？

储能的作用可以通俗理解为“充电宝”， 风电、光伏大发时或者用电低谷时充电，风光出力小或者用电高峰时放电。既能平滑不稳定的光伏发电和风电，提高可再生能源占比，也能配合常规火电、核电等电源，为电力系统运行提供调峰调频等辅助服务，提高电力系统的灵活性。

3 月 20 日，位于浙江绍兴的 35 千伏红星变电站内，最后 4 台集装箱式电池组被吊装至预定位置。至此，浙江首个 35 千伏电网侧直挂式储能电站进入并网投运倒计时。“储能电站的最大功率为 6 兆瓦，可支持约 3000 台家用 2 匹空调同时工作 2 小时。”国网绍兴市上虞区供电公司副总工程师陈岳峰介绍，根据测算，储能电站建成后，上虞 220 千伏道墟变电站的峰谷差率将从现在的 43.5%降至 35.4%，有助于削峰填谷、平滑负荷曲线。

建设周期短，选址简单灵活，调节能力强

“新型储能建设周期短、选址简单灵活、调节能力强，与新能源开发消纳的匹配性较好，优势逐渐凸显，加快推进先进储能技术规模化应用势在必行。”国家能源局有关负责人介绍。

看建设周期，抽水蓄能电站建设周期通常为 6 至 8 年，新型储能中的电化学储能项目建设周期为 3 至 6 个月，新型压缩空气储能项目建设周期一般为 1.5 至 2 年。

看选址和应用场景，“抽水蓄能电站选址往往需要找地势落差较大的地方，但容量效益强、单站规模大，适宜电网侧大规模、系统级应用；新型储能单站体量可大可小，环境适应性强，能够灵活部署于电源、电网和用户侧等各类应用场景，可以作为抽水蓄能的增量补充。”国网能源研究院新能源与统计研究所副所长黄碧斌介绍。

再看调节能力，新型电化学储能的反应速度快，可以做到毫秒至秒级的响应。

国家能源局有关负责人介绍，“十三五”以来，我国新型储能实现由研发示范向商业化初期过渡，实现了实质性进步。锂离子电池、压缩空气储能等技术已达到世界领先水平，2021 年底新型储能累计装机超过 400 万千瓦。

以电化学储能技术为例，近年来，电池安全性、循环寿命和能量密度等关键技术指标得到大幅提升，应用成本快速下降。“近 5 年，锂电池能量密度提高了 1 倍以上、循环寿命提高了 2 至 3 倍、应用成本下降超过 60%。”黄碧斌举例。

未来，新型储能的发展空间广阔。中科院电工研究所储能技术研究组组长陈永翀说，尽管我国的储能装机规模世界第一，但储能与风电光伏新能源装机规模的比例（简称“储新比”）不到 7%；相对而言，其他国家和地区的平均储新比已达 15.8%。随着新能源发电规模的快速增加，我国储新比还有很大的增长空间。

鼓励不同技术路线，“高安全、低成本、可持续”是共同目标

《实施方案》提出“市场主导、有序发展”的基本原则，明确新型储能独立市场地位，并提出充分发挥市场在资源配置中的决定性作用。“过去，新型储能更多是作为火电厂的辅助参与调频，明确独立市场地位后，未来结合电价政策的出台，新型储能可以独立参与并网调度、交易结算等，有利于加快新型储能的市场化步伐。”陈永翀说。

新型储能优势颇多、迎来发展机遇，但在业内看来，未来规模化、产业化、市场化发展，至少有安全和成本“两道坎”要跨过。

安全是新型储能发展的底线。“目前锂电储能系统还没有达到本质安全的目标，管控不当的话有燃烧爆炸风险。”陈永翀认为，未来需要发展本质安全技术，即在电池热失控之前就要做到内部安全可控，不能依赖热失控后的外部消防措施。黄碧斌认为，新型储能模块、电池柜等方面的安全标准、安全风险评估流程尚需完善和规范。

对此，《实施方案》提出，加强新型储能安全风险防范，明确新型储能产业链各环节安全责任主体，建立健全新型储能技术标准、管理、监测、评估体系，保障新型储能项目建设运行的全过程安全。

成本方面，以目前占据主流的电化学储能为例，黄碧斌介绍，按照现在普遍的成本计算，即使

日均两充两放，全寿命周期单次充放度电成本超过 0.5 元/千瓦时。不仅如此，加大安全投入也会增加储能项目成本。他建议，面向电力系统应用场景需求，加快推动长寿命、低成本、高安全、高效率的先进电化学储能材料，以及大容量、长时间的新型储能技术研发。

同时，还要加快建立新型储能价格等成本疏导机制。“当前有关部门已出台加快推动新型储能发展的指导意见、‘十四五’实施方案等，鼓励储能项目通过电力市场疏导成本、获取收益。但目前参与市场的准入条件、交易机制等细则尚未明确，各侧储能缺乏成熟的商业模式，企业安装储能的积极性并不高。”黄碧斌建议，进一步细化电网侧独立储能参与市场机制，完善电网侧替代性储能价格疏导机制，完善峰谷电价、尖峰电价政策，优化峰谷电价价差，为用户侧储能发展创造空间。

除了安全和成本问题，陈永翀认为，当前新型储能发展还面临一些问题，例如一些地方要求新能源强制配套储能，但新能源配储比例不科学；新型储能调用少、利用率低，需要进一步明确新型储能系统的并网接入和调度标准等。

新型储能的技术路线呈现多元化，国家能源局有关负责人介绍，《实施方案》对新型储能技术创新加强战略性布局和系统性谋划，提出研发储备技术方向，鼓励不同技术路线“百花齐放”，同时兼顾创新资源的优化配置，“此外，还要坚持示范先行的原则，积极开展技术创新、健全市场体系和政策机制方面的试点示范，通过示范应用带动技术进步和产业升级。”

“目前建设的新型储能项目 80%以上都是锂离子电池，占比最高；其他类型，例如液流电池、铅酸电池、储热蓄冷等占比较小。锂电储能综合性能较好，但仍需进一步解决安全问题和资源回收问题；液流电池安全，也方便回收再生，但系统成本较高。”陈永翀认为，储能应用场景很丰富，每种场景的性能要求各不相同，有的对功率要求高、有的对容量需求大，储能技术各有特点，未来多种储能路线将并行发展。

“尽管如此，‘高安全、低成本、可持续’是所有储能技术发展的共同目标。要加快建立以企业为主体、市场为导向、产学研用相结合的绿色储能技术创新体系。”陈永翀说。

人民日报　2022-03-28

韩国大幅提升碳中和目标

韩国的产业化起步于 20 世纪下半叶，与其他发达经济体相比较晚，但其在实现碳中和目标方面一直力争前列。

早在 2020 年 7 月，文在寅政府为激活国内经济制定“韩版新政”时，就将“实现碳中和”列为三大目标之一，迈出了韩国向碳中和国家方向发展的第一步。同年 12 月，韩国政府通过“2050 碳中和宣言”，正式向全世界做出了到 2050 年实现碳中和目标的承诺。

韩国在宣言中表示，将为实现“在产业、经济、社会全方位推进碳中和，培育可再生能源、氢能、能源 IT 产业”“构建低碳产业生态系统”“实现没有弱势群体和地区的公平转换”三大目标果断投资，还将构建碳中和财政项目，积极搞活绿色金融和基金。值得一提的是，韩国 243 个地方政府也宣布将共同参与“2050 碳中和宣言”。

为在国家层面总体协调相关政策措施，韩国政府于 2021 年 5 月专门设立了直属总统的“2050 碳中和委员会”，使各项目标、相关举措进一步细化。同年 10 月，委员会采纳了几个月以来有关部门就 2030 国家自主贡献目标上调方案和 2050 碳中和方案的相关意见，最终决定将碳中和中期目标大幅提升，即到 2030 年前将温室气体排放量较 2018 年的缩减幅度由原来的 26.3%上调至 40%。目前，韩国已正式提交该方案至联合国。

具体来看，发电领域计划减排 44.4%，其中煤炭发电所占比重将较 2018 年减半，可再生能源比重将大幅提高；产业领域将通过优化钢铁产业工序和替换石化原料减排 14.5%；建筑领域将通过节能型建筑及高效能源设备的普及减排 32.8%；在运输领域，将投入 450 万辆环保汽车，争取实现 37.8%的减排目标。此外，韩国政府还计划通过保全、复原温室气体吸收源吸收 2670 万吨温室气体，并引

进碳捕集、利用与封存技术，同时推进在国外的减排项目。

为落实相关目标，韩国政府于 2021 年底公布了“工业与能源碳中和大转型愿景与战略”，提出了实现碳中和的路线图。具体来看，到 2034 年淘汰 24 座老旧煤炭发电机组，将煤炭发电配额制度向民间领域推广，争取到 2050 年全面淘汰煤炭发电。韩国政府还计划携手国营企业扩大对碳中和项目的投资，并引导民间领域增加碳中和投资。政府预计，2025 年各方对该领域的投资有望达到 94 万亿韩元。

与此同时，韩国政府还提出了“引领低碳经济的世界四大工业强国”愿景，并确立了清洁电能占比达到 70.8%，约为 2018 年 3.6%的 20 倍；清洁型氢能源自给率达到 60%；绿色高附加值工业品占比达到 84.1%，超 2018 年 16.5%的 5 倍以及制造业碳排放强度较 2018 年减少 86%的目标。

对此，有关专家表示，韩国具有引领碳中和时代到来的信心。政府将通过技术革新将能源价格维持在合理水平，并致力于确保经济安全，从而保障核心能源的稳定供应。企业是碳中和的“主人公”，政府将支持企业的努力，成为企业实现碳中和的坚强后盾。（经济日报杨 明）

杨 明　经济日报　2022-03-28

地热能

河北出台措施推进地热能科学有序开发利用

河北省发展改革委、省财政厅等 9 部门日前联合印发《关于促进全省地热能开发利用的实施意见》。实施意见提出，以增加可再生能源供应、减少温室气体排放、实现可持续发展为导向，深入开展地热资源勘查，因地制宜推进地热能项目建设，规范和简化管理流程，建立完善信息统计和监测体系，促进全省地热能科学有序、清洁高效开发利用。

地热能是一种分布广泛、稳定可靠的可再生能源，是实施清洁能源替代的重要途径。实施意见提出实施 5 项主要任务，推进地热能开发利用。

深化地热能资源勘查开发工作。组织开展地热资源调查评价，重点对平原区 37 个基岩热储地热远景区、山区对流型地热田和盆地型地热异常区开展地热资源调查评价，同步在环渤海等地热资源丰富地区组织开展干热岩勘查工作。

积极推进浅层地热能利用。按照省政府公布的地下水超采区、限制开采区和禁止开采区范围和有关规定，结合供暖（制冷）需求因地制宜推进浅层地热能利用，建设浅层地热能集群化利用示范区。对供暖（供冷）需求集中程度不高的农村地区，在满足土壤热平衡情况下，推行地埋管地源热泵供暖（供冷）。对供暖（供冷）需求集中程度较高的城郊地区，在水文、地质条件适宜、符合地下水资源保护要求的条件下，按照同一含水层取水等量回灌、且不对地下水造成污染的方式，稳妥发展地下水源热泵供暖（供冷）。对已经建成投用的逐步有序改造提升。

稳步推进中深层地热能供暖。在进行资源评估、环境影响评价和经济性测算的基础上，鼓励采用“密封式、无干扰井下换热”（取热不取水）技术开发利用地热能资源；在充分论证基础上，有序采取“取热不耗水、全部同层回灌”技术，分区开发利用地热能资源。稳步开展中深层地热资源集中利用示范工作，探索有利于地热能开发利用的新型管理技术和市场运营模式，推进区块整体开发方式地热能供暖，禁止采用尾水直排方式开发利用地热能。

推动地热能开发利用产业化发展。积极推动地热能在供暖（制冷）、旅游、医疗康养、生态农业、工业等方面的应用，纵向延伸地热能产业链，实现地热资源梯级开发、集约化利用。横向拓展地热能产业链，鼓励地热能开发运营与数字化、智能化发展相结合，倡导“地热能+”模式，推广地热能与太阳能等其他可再生能源形成多能互补的能源供给方式，发展地热能利用装备制造、监测服务等关联产业，助推地热能产业规模化发展。

加大科技攻关力度。加快开展地热尾水回灌及监测技术研究，提高地热水同层回灌率。加强地热开发利用关键技术和核心装备的科研攻关，重点开展深部地热钻井工艺、高温地热动态监测等关键技术研发。开展水热均衡研究，重点研究回灌对地温场的影响，为地热资源可持续高效利用保驾护航。

潘文静　河北日报　2022-03-21

生物质能、环保工程

煤制油与生物质能融合发展潜力大

俄乌冲突导致油价大涨，各国开始担忧以原油为基础的供油体系，煤制油及生物质液体能源再次受到重视。2021 年，我国原油对外依存度超过 70%，煤制油具有保障能源安全的重要作用。

煤制油主要有两种生产路径，一种是煤加氢直接液化，再合成油品，即将煤制成煤浆，在高温、高压、催化条件下与氢气反应，通过催化加氢、溶剂萃取、裂解等工艺，将煤转化为烃类液体，然后再加氢精制，去除油中的氧氮。另一种是煤间接液化，先将煤气转变为合成气（一氧化碳+氢气），在催化剂的作用下经费托合成转化为烃类，再经过深加工得到油品。

截至 2020 年，我国建成投运 7 个煤制油项目(含 1 个煤油共炼项目)，总产能约 700 万吨/年，除鄂尔多斯直接液化项目外，其余 6 个均为煤间接液化项目。生物质能主要包括生物质固体能源、生物质液体能源、生物质气体能源等，其中生物质液体能源主要包括生物乙醇、生物甲醇、生物柴油、生物质（秸秆）裂解油品等。

煤制油亟需技术进步与升级。煤基费托合成油的柴油组分达到《GB/T29720-2013 煤基费托合成柴油组分油》要求，可作为中间产品出售，但达不到《GB19147 车用柴油》和《GJB3075 军用柴油规范》要求，不能作为成品油出售。目前只能依据《GB/T32066-2015 煤基费托合成 液体蜡》，将煤制柴油作为液体蜡销售。

煤制油与生物质能融合发展，可弥补油品短板。以煤间接液化油品为例，该油品的组分磨痕直径为 600 微米-700 微米，而《GB19147 车用柴油》规定，柴油磨痕直径不能大于 460 微米。生物质能可生成脂肪酸酯型抗磨剂，敏感性强，可有效改善煤间接液化烃类组分，同时针对煤基费托合成烃类组分产品直链烃类含量高、芳烃环烷烃含量低、硫氮含量低等特点，在加剂量 0.02%-5%范围内，可将煤基费托合成油烃类馏分磨痕直径指标降至 340 微米以下，大幅提高油品的润滑性能，优于《GB19147 车用柴油》相关要求。

煤制油与生物质能融合发展，可有效解决油品密度低的问题，并改善油品运动粘度、闪点、馏程等指标，不仅能满足车用柴油要求，还可拓展到坦克、舰船等用油。

煤间接液化油品经过改善提质，可作为优质汽柴油调和组分，获得市场认可，同时可通过调整其工艺参数，生产凝点-50℃-0℃的柴油组分，但无法作为单独油品销售。目前生物质能行业已开发出凝点为-30℃、-40℃、-50℃的生物柴油，按照国六柴油标准要求，可根据凝点(包括冷滤点)将生物柴油分为凝点不高于 0℃、-10℃、-20℃、-35℃、-50℃ 6 个标号，均可对标石化柴油。

为完善生物柴油标准，中国石油和化学工业联合会将《生物柴油(B100)》《生物调和燃料(B10、B20、B30)》《脂肪酸酯型柴油抗磨剂》列入 2020 年第一批团体标准计划项目。上述标准明确提出，生物柴油与煤基费托合成油组分调和，可得到凝点不高于 0℃、-10℃、-20℃、-35℃、-50℃6 个标号的 B5 柴油，符合《GB25199 B5 柴油》要求，且比该标准增加-20 号、-35 号、-50 号 3 种柴油。

值得一提的是，中央军委后勤保障部立项支持的《军队后勤开放研究项目》，包括《煤基军舰用柴油关键技术研究》《加氢工艺军用柴油与武器装备适应性研究》等相关课题。该课题提出，推动煤间接液化与生物质能融合发展，开发军用舰船用油及-60 号柴油。我国自主研发的“煤间接液化油品

+脂肪酸酯型抗磨剂调和”工艺，实现煤基费托合成油提质转化，达到《GJB3075 军用柴油规范》《GB19147 车用柴油》《GB25199 B5 柴油》等标准要求，不仅能作为车用柴油，还可作为坦克、舰船用油，其动力性、经济性与石化柴油相当，润滑性更优。同时，坦克、舰船使用煤基合成油，不仅有利于扩大装备用油范围，提高燃料保障能力，还能加强军用、民用技术双向转移，完善军民融合科技成果共享机制。　　（作者系中国石油和化学工业联合会特种油品专业委员会副主任）

冀星　中国能源报　2022-03-28

太阳能

分布式光伏配储大有前景

储能是电力系统不可或缺的灵活性调节资源。储能系统如何建设、使用，在一定程度上影响着电力结构调整进度。近年来，分布式光伏发展势头迅猛，装机量迅速攀升，推动分布式光伏和分散式储能相结合，“散”可在用户端构建小型微电网，成为大电网的有效补充；“聚”可成虚拟电厂，通过综合调度、控制管理，使电力系统更富有弹性和灵活性。同时，分布式光伏和储能相结合，在用户侧可以发挥保电、降低用能成本、降碳减排等功能，进而疏导储能成本，促进储能产业健康发展。

国家能源局的最新统计数据显示，2021 年全国光伏发电新增并网容量达 5488 万千瓦，同比增长 88.39%，在新增电源装机中的占比提升至 55%。其中，集中式光伏新增并网容量达 2560 万千瓦，分布式光伏新增并网容量达 2927.9 万千瓦。至此，国内分布式光伏累计装机量达 1.08 亿千瓦，占光伏并网装机容量的 1/3。

众所周知，新能源发电具有波动性、间歇性、不稳定性，随着并网新能源装机规模不断增长，电网对灵活性调节资源的需求也越来越迫切。国家电网公司的最新研究结果显示，在充分考虑全国电力平衡、电量平衡、新能源消纳、极端天气等因素的影响下，以及在火电机组灵活性改造应改尽改、抽水蓄能电站应建尽建且只考虑日内调节的前提下，到 2030 年，新型储能装机规模需达 1.5 亿千瓦。因此，全国有超过 20 个省（区）出台相关政策，要求新建大型新能源场站必须配置 5%-20%的储能，时长 1-4 小时不等。然而，从 2021 年各地配建的储能项目来看，效果不尽如人意。部分投资者坦言，新建新能源场站按政策配建储能，只是为了拿到发电项目并网指标，并不考虑储能电站功能和质量好坏。至此，强配储能的问题逐渐暴露：

强制配建的储能电站增加了新能源项目的投资成本，拉低了项目的经济性，影响了投资商的积极性，进而延缓了项目落地执行进度，降低了新能源产业发展速度，不利于碳达峰碳中和目标实现。

强制配建的储能电站没有明确的收益来源，建设成本无法有效疏导，导致储能设备招标时易引发恶性市场竞争，甚至“价低者得”。投标方为降低成本，会降低配置，甚至采用库存电池、退役电池，出现“良币驱逐劣币”的现象，带来安全隐患，不利于储能产业健康有序发展和技术提升。

此外，强制配建的储能电站建设完成后，没有明确的调用机制和合理的价值评定办法，储能调用次数得不到保障，设备利用率不高，造成灵活性调节资源浪费和资产浪费。

相比之下，分布式光伏配建分散式储能有以下优势：

分布式光伏配建储能可在用户端构建小型微电网系统，增强光伏并网友好度，提升光伏自发自用率。在用户遭遇限电、断电、自然灾害等电力供给异常的情况下，可开启离网状态，保障重要或基本的负荷需求。分布式光伏配建储能有利于疏导储能系统建设成本，让投资者更关注储能本身的碳减排、削峰填谷、紧急备电、黑启动、供电末端“电能质量治理”等功能价值，帮助用户节省用能成本及其他电力设备的投入成本。

同时，分布式光伏配建储能可以结合售电、充电、换电、负荷管理等业务场景，实现用户侧源网荷储一体化发展，实现区域内能源自耦合，有利于盘活社会资本，培育新场景下的新型商业模式，

促进能源消费高质量发展。

此外，分布式光伏配建储能有利于提升电网弹性和安全性，促进“以可再生能源和清洁能源发电为主（占 70%-80%以上）、骨干电源与分布式电源相结合、主干电网与局域配电网和微电网相结合”的电力系统构建和发展。通过聚合大量分布式光伏、储能等灵活性调节资源，构建虚拟电厂，通过市场化手段激励用户挖掘用能弹性和需求响应的积极性，增强电力系统的调节能力，节省电网投资，并可为电网做好补充，构建起“打不垮、摧不毁、经济坚强”的新型电力系统。

分布式光伏配建储能得到部分地方的明确支持。2021 年底，广东省能源局在《关于征求广东省市场化需求响应实施方案及交易细则意见的函》中，明确赋予了负荷聚合商包括售电公司和第三方独立主体聚合商的市场主体地位。该文件规定，对于储能资源聚合成的直控虚拟电厂，原则上按照不低于“两充两放”安排每日调度计划、每日顶峰时长不低于 4 小时，并明确了各种情况下的交易价格，这在一定程度上保障了虚拟电厂的收益。2022 年 1 月，山东省枣庄市能源局、枣庄市行政审批局和枣庄供电公司联合下发的《枣庄市分布式光伏开发建设规范》明确提出，新建分布式光伏要“按照装机容量的 15%-30%、时长 2-4 小时配置储能设施，或者租赁同等容量的共享储能设施”，为分布式光伏配套建设储能的规模提供了政策依据。

可以预见的是，随着部分地区试点先行，成效显著后再进行推广，分布式光伏配建储能将有广阔的市场空间。　　(作者系新能源发电和储能行业资深人士）

彭宽宽　中国能源报　2022-03-21

河北：屋顶分布式项目按照“光伏+储能”开发建设

本报讯　记者范彦青报道：3 月 16 日，河北省能源局发布《屋顶分布式光伏建设指导规范（试行）》的通知，《规范》规定了屋顶分布式光伏项目工作流程、规划要求、项目立项、本体设计、接网设计、工程建设、并网调试、工程验收、调控与保护、运行维护、交易结算、用电监察、项目评价等应遵循的基本要求。《规范》所提到的屋顶分布式光伏项目主要指利用工业园区、企业厂房、物流仓储基地、公共建筑、交通设施和居民住宅等建筑物屋顶建设的分布式光伏发电项目，适用于接入 35 千伏及以下电压等级的屋顶分布式光伏建设。

屋顶分布式光伏项目逐步按照“光伏+储能”方式开发建设，可选择自建、共建或租赁等方式灵活开展配套储能建设。自然人的屋顶分布式光伏项目应不大于 50 千瓦，配套储能原则上应在主要并网点集中建设，优先采用 380 伏并网，并网点应在分布式光伏并网点附近，以解决部分台区电压偏差、设备重过载、就地无法消纳等问题。综合考虑整县屋顶分布式光伏开发规模、负荷特性等因素，确定储能配置容量，配套储能装置应满足 10 年（5000 次循环）以上工作寿命，系统容量 10 年衰减率不超过 20%。

中国能源报　2022-03-21

新策略提升钙钛矿太阳能电池稳定性

近日，美国加利福尼亚大学洛杉矶分校杨阳课题组与中国西湖大学工学院王睿课题组以及韩国成均馆大学 Jin-Wook Lee 课题组合作，就传统提升钙钛矿电池光电转换效率的表面处理策略所导致的能级不匹配问题进行了深入探索，并设计了全新的表面处理策略，实现了具有高光电转换效率、长期稳定性的钙钛矿太阳能电池。在经过 2000 小时全天候加速光照测试后，钙钛矿电池仍然保持着超过 87%的原始光电转换效率，展现出其在未来光伏领域中的巨大潜力。该研究成果近日发表于《自然》。

基于钙钛矿结构的材料是近年来兴起的新型太阳能电池材料，其晶体结构为 ABX3，与传统的钛酸钙（CaTiO3）结构类似，其中 A 位通常为一价有机或无机阳离子、B 位为二价金属阳离子、X

位为卤素阴离子。目前钙钛矿太阳能电池的光电转换效率从初始的 3.8%提升到了目前的 25.7%，已逼近硅太阳能电池的实验室最高效率（26.7%）。然而其较差的工作稳定性，依旧是制约其商业化的主要因素。

基于此，科研团队通过对传统意义上有效且简单的钙钛矿电池效率提升的策略——表面处理进行深入探索，发现尽管表面处理材料中的有机阳离子可以实现有效的表面缺陷钝化，但被忽视的卤素阴离子会导致表面电势的改变，不利于电池的长期稳定性。科研人员通过引入有机阴离子替换卤素阴离子，减少了表面电势的偏移，在实现了超过 24.4%的光电转换效率的同时，保持了超过 2000 小时的长期工作稳定性。

总的来说，尽管常规的表面钝化具有增益效果，但可能会对钙钛矿表面电势造成影响，从而对钙钛矿器件工作稳定性产生副作用，限制了这些处理策略的进一步发展。科研团队引入有机阴离子，可减弱其负面影响，从而实现最大化的稳定性改进。此外，有机阴离子的设计多样性，为发展提升钙钛矿太阳能电池稳定性的更有效策略开辟了新路径。

张晴丹　中国科学报　2022-03-22

攻克技术难题，达到环评要求 “水面光伏”才能稳立潮头

22%

据预测，2019—2024 年全球“水面光伏”的需求量预计将以年均 22%的速度增长，2022 年，“水面光伏”新增装机容量将占全球所有光伏新增装机容量的 2%。

一排排蓝色的光伏板架设在宽阔的鱼塘上，像碧波上的鱼鳞，在阳光照射下熠熠闪光……这是江苏省江都区曹桥村“渔光互补”发电站项目现场。

曹桥村境内地势低洼，有上千亩废旧鱼塘和滩涂资源。曹桥村通过规划，把区域内四五十个大小不一的鱼塘整合为六个成片的大鱼塘，并在此基础上建设了总装机容量 15 兆瓦的“渔光互补”光伏发电站项目。在曹桥村“渔光互补”光伏发电站，上层空间用于光伏发电的同时，下层水体还能用于养殖，形成了“上面发电、下面养鱼”的集约发展模式，助力农民增产增收。目前，该水面光伏电站年均发电量达 1800 万千瓦时，仅发电量一项，每年可产生效益 1800 万元，日均效益 5 万元。

10 多年来，光伏发电成本下降了 90%以上。随着光伏产业的快速发展，其应用领域也越来越广泛，而“水面光伏”也成为了光伏产业的一颗新星。

不占用土地、发电效率更高

水面光伏电站是指在水塘、中小型湖泊、水库、蓄水池、采煤塌陷区形成的湖泊等水面上建立的光伏发电站。隆基绿能科技股份有限公司中国地区部解决方案专家马竞涛说，从广义的“水面光伏”来说，行业并没有严格的界定条件，一般将光伏电站下部长期为水域的电站，都称为“水面光伏”。

根据其基础类型不同，水面光伏电站主要有桩基固定式和漂浮式两种建设形式。而光伏电站具体采用哪种类型通常由水深来决定，即在水深小于等于 3 米的浅水区，可采用桩基固定式；在水深大于 3 米的深水区，径流稳定、水位变化一般小于 6 米时，可采用漂浮式。

由于不占用土地资源，可减少水量蒸发，又兼顾渔业养殖等特点，近年来“水面光伏”受到广泛关注，并在湖泊、河流、滩涂、近海等多种场景下得到成功应用。特别是建在水面较为开阔区域的光伏电站，可避免其他物体的阴影对光伏组件发电带来的不利影响，水面的光反射率也远大于地面和山地表面的反射率。并且水面具有冷却作用，能有效降低光伏组件的温度损耗，“水面光伏”系统的整体发电量比同等条件下的屋顶或地面光伏发电系统，高出 10%—15%。

同时，随着挡浪墙、围堰施工等工程技术方案的改进和提升，我国“水面光伏”项目已进入海域，成功建设了浙江慈溪海涂项目等海上光伏项目，拓展了“水面光伏”的开发应用领域。中能众诚新能源科技有限公司总经理张晓鸣说，“水面光伏”的桩基固定式和漂浮式两种形式，各有其适用的场景，但从发展前景而言，漂浮式正在成为光伏地面集中式与屋顶分布式之后的第三大光伏电站发展趋势。

“漂浮式光伏电站具有不占用土地，发电量相对较高，不破坏水域环境的特性，预计未来 5 年全球市场规模将达到 60 吉瓦以上。”张晓鸣说。

发展“水面光伏”仍面临技术问题

目前，全球“水面光伏”产业已进入快速发展期。由于支持政策好、商业模式成熟，我国“水面光伏”项目总装机容量已达全球第一，也是大规模水面光伏电站的主要建设国家。目前，我国“水面光伏”项目主要分布在沿海、沿江城市。

据能源和自然资源咨询公司伍德麦肯兹公司的电力与可再生能源部预测，2019—2024 年全球“水面光伏”的需求量预计将以年均 22%的速度增长，2022 年，“水面光伏”新增装机容量将占全球所有光伏新增装机容量的 2%。

不过当前发展“水面光伏”还面临政策和技术等问题限制。晶科能源控股有限公司总经理陈康平说，光伏复合项目用地标准不够明确，各地对灌木林地、坑塘水面等用于光伏复合项目建设的审批标准不一，部分地区存在“一刀切”的情况。一些地区相关部门过度解读涉河建设项目管理的政策要求，限制了“水面光伏”项目的开发。他建议，在坚守生态红线、不改变原用地性质的前提下，明确在一般耕地、灌木林地、坑塘水面、水库水面、园地等建设光伏复合型项目的适用规范，为因地制宜建设农光互补、渔光互补等具有综合经济社会效益的光伏复合项目提供便利。

今年 1 月 7 日，山东省海洋局结束了对《关于推进光伏发电海域立体使用管理的指导意见（征求意见稿）》（以下简称《征求意见稿》）的意见征求工作。根据《征求意见稿》，山东鼓励各市因地制宜探索利用已确权的养殖用海、盐田用海区域，科学布局光伏发电项目。

据初步统计，我国海洋光伏电站项目规划的发电量已超过 500 万千瓦。天津南港、广西防城港、江苏连云港、河北黄骅港和曹妃甸及山东、浙江、福建等省的重点区域都有相应项目规划。

浙江大学海洋学院教授赵西增说，目前国内外内陆水面的光伏技术已相对成熟，但海洋光伏电站项目套用内陆“水面光伏”的技术方案，“事实上几乎完全不可行”。赵西增认为，由于海洋环境的特殊性，不同地区的风浪流差别非常大，不仅无法沿用内陆水面光伏电站的经验，甚至不同海域的技术方案都需“一事一议”。目前，海洋光伏电站的技术仍处于起步阶段，如何从技术层面控制风险、优化投资，还需要更基础的研究探索。

建设“水面光伏”有严格的环评要求

河南、山西等地日前发布的总河长令，将水面光伏电站列入了重点排查和整治范围。那么，“水面光伏”是否会对生态环境不利，会不会影响水质？

欧洲研究人员在对一处水面光伏电站进行了一年多的环境影响调研后得出结论：“水面光伏”不会影响水质。调研表明，组件下的水体含氧量在一年内变化很小。风和阳光仍然很容易到达组件阵列下方的水面，该漂浮系统下的水质与邻近水域仍处于同一水平。

据《国际低碳技术杂志》2021 年刊发的一篇报告显示，研究人员对水面光伏组件的不同覆盖率和倾斜角度下不同水体水质参数进行了监测，结果均显示水质没有受到影响。水面光伏系统能通过遮蔽阳光起到冷却水体的作用，从而防止有毒绿藻的聚集和水体蒸发。数据还表明，水体中硝酸盐浓度最高下降了 14%、叶绿素浓度平均降低了 17.5%。

建设水面光伏电站，我国在生态环境保护方面有着严格的要求。马竞涛说，环评主要包括土地规划、电力规划分析，建设及生产过程的原有污染、新产生污染评估，以及大气环境、水环境、声环境、地下水、光环境等方面的污染情况。“还包括项目是否将改变区域环境现有功能、建设项目配套的环保技术方案和投资估算。部分特殊情况还需进行大气环境影响、水环境影响、生态影响等方面的专项评价。”

当前，我国“水面光伏”产业链持续优化升级，成熟的应用案例和解决方案不断出现。水电水利规划设计总院国际业务部综合处处长张木梓说，如阳光电源股份有限公司等提出了“大型水面光伏电站智慧解决方案”理念，采用“水上光伏专用智能汇流箱+箱式逆变房”模式，具有“入水不浸、无线通信、灵活接线”等特点，使水面光伏电站发电量更高、更安全可靠，投资更少；浙江正泰新能源开发有限

公司等提出“合筑锦绣光伏”理念，发展“渔光互补”电站，实现水下养殖、水上发电，还依托大数据云服务平台，全方位远程监控、专人管理，保障了系统的可靠运行。

“目前，‘水面光伏’已获得了世界各地的广泛认可，并为光伏场景的拓展提供了更多可能。”马竞涛说。

李 禾　科技日报　2022-03-22

分布式光伏新解：走向 600W+

在“双碳”目标、整县推进、能耗双控等强有力的政策牵引下，分布式光伏迎来高速增长；与此同时，基于先进技术的 600W+超高功率组件已经成为行业主流，光伏 6.0 时代已然来临。随着超高功率组件有效降低光伏度电成本成为共识，高价值 600W+组件应用于分布式、助力分布式光伏跨入 6.0 时代，可谓恰逢其时，且是众望所归。此时，更系统、全面向全行业开放分布式超高功率组件应用密码，使 600W+组件发挥更高价值成为必然。

3 月 22 日，天合光能重磅发布《600W+超高功率组件分布式应用白皮书》，系统解析用户关心的 7 大热点问题。白皮书客观正视 600W+分布式发展过程中的挑战并给出全套解决方案，将进一步提升分布式光伏效率，建设完善的 600W+分布式光伏生态，也将有力助推分布式光伏整县推进及全社会低碳化目标实现。

集思广益赢未来！600W+分布式应用是行业共同推进的成果

国家能源局公布 2021 年全年新增光伏并网 54.88GW，其中分布式光伏新增装机 29.28GW，占据光伏应用的半壁江山，市场空间巨大。在“双碳”目标、能耗双控、分时电价、绿电交易、整县推进的政策大势之下，分布式正在迎来空前大发展的契机。共同推进 600W+超高功率组件分布式应用，将促进分布式产业结构升级，实现我国分布式跨越发展，领先全球！

由于单体应用场景面积有限，分布式光伏有两个重要技术指标：一、装机量的最大化；二、组件高功率和高效率。在这个要求的驱动下，分布式市场迫切需要结构化升级，需要更强发电能力、更低度电成本、更高收益的新产品满足这一需求。

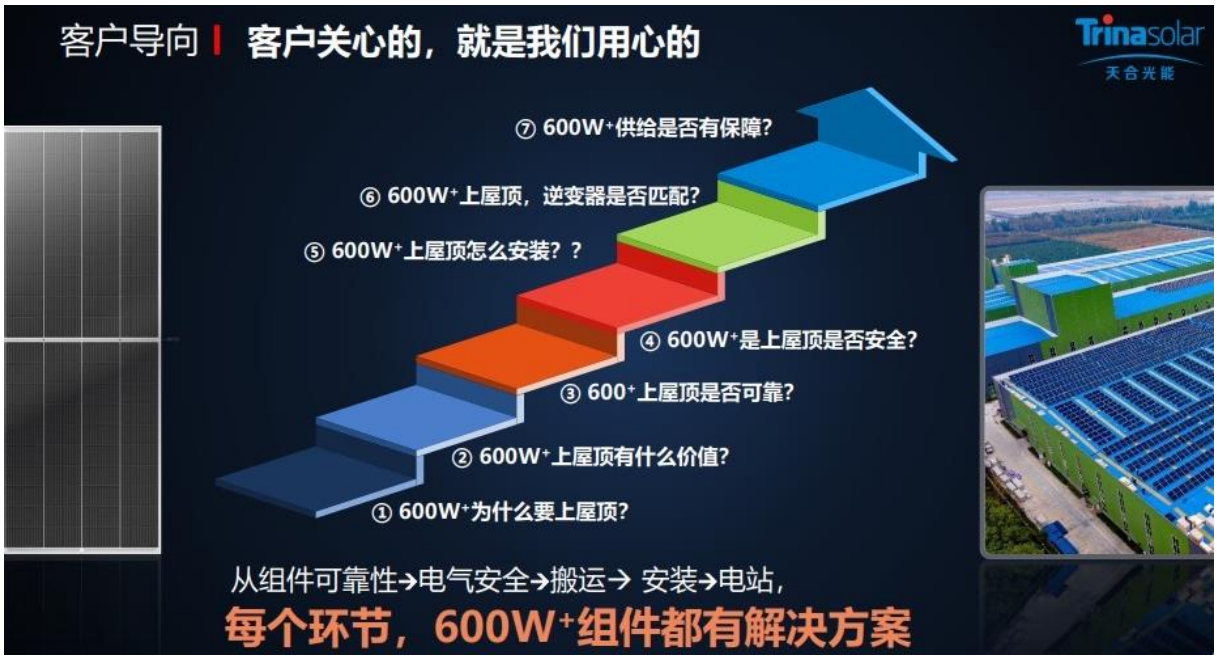
顺应分布式场景需求，600W+超高功率分布式光伏呼之已出——600W+分布式已在全国乃至全球遍地开花。光伏 6.0 时代已经来临，应用 600W+组件上屋顶是一种具有前瞻性的创新行为，也是是终端用户专业及睿智的选择。

这是市场的需求、更是产业链携手推动的结果。分布式高功率的趋势从去年就开始了，下半年更明显，在分布式场景，逆变器、线缆等适配性方面全面无忧；去年底，天合光能、天合智慧分布式携手阿特斯、东方日升、固德威、古瑞瓦特、华为、锦浪、上能电气、阳光电源、正泰电源以及正泰太阳能共 12 家全球领线光伏企业联合签署战略合作，共同推动分布式产业结构升级及低碳化进程——600W+分布式发展汇集了各方智慧、共赢“超级光伏屋顶”新未来。

7 大热点打包全解

600W+分布式应用白皮书应运而生，以开放心态为行业提供统一标准，为高功率和高效率组件的分布式应用提供规范保障，确保分布式电站运行稳定，守护客户价值。

本次白皮书集合了天合光能 600W+超高功率组件的产品价值及可靠性分析，着眼于客户最关心的 7 大热点问题，快问快答：



Q：600W+为什么要上屋顶？

A：市场之需、技术完善、600W+价值使然

Q：600W+上屋顶有什么价值？

A：连每瓦节省多少钱都算好了！最高节省达 1 毛

Q：600+上屋顶是否可靠？

A：确保卓越的载荷能力和全方位的可靠性

Q：600W+上屋顶是否安全？

A：妥妥的，而且 600W+组件光伏系统因为连接点数量减少，发生直流拉弧的概率更低、更安全！

Q：600W+上屋顶怎么搬运及安装？

A：创新研发出快速安装方案和辅助举升装置，敬请期待！

Q：600W+上屋顶，逆变器是否匹配？

A：全球已经有 22 家、超过 230 款组串式逆变器可以匹配 600W+超高功率组件

Q：600W+供给是否有保障？

A：天合光能智能制造基地遍布全球，2022 年组件产能 50GW

每个环节，只要用户关心，600W+分布式应用白皮书都有详细解决方案！在此稍做揭秘，更详细说明请在文末“扫码”直接获取完整白皮书。

户用 600W+：安全可靠、收益更优

600W+组件全面应用了先进的无损切割技术、型材设计优化、电气安全无忧，确保卓越的载荷能力和全方位的可靠性。其中电气安全方面，研究可知直流拉弧的产生基本都与材料质量和现场施工有关，保证连接器的施工质量尤为关键。

众所周知，工程系统中节点越多，发生故障和失效的概率就越大，而 600W+高功率低电压组件正因为大幅减少光伏组件块数，大幅提高组串功率，从而直接减少组件间互联点数量约 24%，减少组串级连接点约 35%，从源头上极大的减少了系统中的节点数量。这一方面降低了发生故障的概率，另一方面，也降低了节点连接处因接触电阻所带来的电量损耗。安全性、可靠性与经济性上并举，为终端客户创造最优的工程建设解决方案。

此外，经过全方位实证案例及第三方测试，600W+组件在分布式的应用价值十分显著。600W+组件在户用租赁模式下，典型常见屋顶可以节省系统初始投资超过 6 分钱/W，而且由于组件功率提

升，安装块数减少，在新一代超高功率组件中系统价值全面胜出。

工商业 600W+：业主增收看得见！双控低碳下的必然选择

由于组件功率提升，安装块数减少，使得 600W+在工商分布式场景下，至尊 670W 组件对比参考 545W 组件，节省系统初始投资成本超 4 分钱/W。670W 组件组串功率更高，大幅减少 PV 电缆用量和支架导轨，组件块数的减少也相对节省了安装费用，这一成本节省甚至高达 1 毛钱/W。这将成为低碳化、能耗双控、绿电交易下，又一激发业主选择超高功率组件的关键原因。

快捷安装解决方案正式发布，分布式光伏项目组件安装施工过程提速达 40%

同期，天合光能还发布针对分布式施工研发的辅助举升设备和快捷安装解决方案，组件安装施工过程可缩短 40%时间！每一分钱的节省、每一分钟工期的缩短，对项目投资都有重要意义，也将助推分布式光伏整县推进的快速进行。

降低度电成本是分布式应用的持续趋势。高功率、高效率、高质量、高可靠性的 600W+超高功率组件，却具备更低的建设运维等成本，这一系列的关键因素也使得度电成本得到了进一步降低，决定了 600W+超高功率组件成为分布式光伏的主流应用趋势。

至今，600W+在户用和工商业市场的可靠性和系统价值已经获得市场的全面认可。天合光能始终以客户为中心，通过不断为客户提供最佳解决方案，提升客户价值。

天合光能　2022-03-23

超高功率组件应用价值突出

近日，天合光能重磅发布《600W+超高功率组件分布式应用白皮书》（以下简称“白皮书”），系统解析用户关心的热点问题。据介绍，白皮书正视 600W+分布式发展过程中的挑战并给出全套解决方案，将进一步提升分布式光伏效率，建设完善的 600W+分布式光伏生态，将有力助推分布式光伏整县推进及低碳目标实现。

超高功率成为主流趋势

当前，在“双碳”目标、整县推进、能耗双控等强有力的政策牵引下，我国光伏行业迎来了高速增长，其中分布式光伏的增长速度最为突出。国家能源局的数据显示，2021 年国内光伏新增装机 5300 万千瓦，其中分布式光伏新增约 2900 万千瓦，约占全部新增光伏发电装机的 55%，历史上首次突破 50%。

“虽然未来发展前景巨大，但目前分布式光伏缺乏专属的产品和产品线，未来分布式产品应该成为重点推动方向，将业内先进的 600W+产品应用到分布式中，为客户创造价值。”天合光能产品战略与市场部负责人张映斌指出。

据了解，由于单体应用场景面积有限，分布式光伏有两个重要技术指标：一是装机量的最大化；二是组件高功率和高效率。在这两个要求的驱动下，分布式市场迫切需要结构化升级，需要更强发电能力、更低度电成本、更高收益的新产品满足这一需求。

自去年以来，光伏行业组件高效化发展格局进一步深化，组件完成由 500W+向 600W+超高功率组件的跨越式发展。去年下半年，600W+组件因为高价值被用于分布式场景，随之而来的是更低的系统造价和更低的度电成本。

开展屋顶光伏建设，发展大尺寸高效光伏组件，为分布式光伏未来的发展指明了方向。在业内人士看来，未来大尺寸高效光伏组件已经成为了分布式安装商的首选方案，分布式光伏进入 600W+时代是趋势。

“随着近两年高效电池技术及大尺寸硅片等技术的运用，主推整个产业化的组件功率迅速增加到 670W，可以说分布式光伏行业的 6.0 时代已经到来。”张映斌说。

600W+屋顶应用正当时

当前，600W+超高功率组件已广泛应用。据了解，经过全方位实证案例及第三方测试，600W+

组件在分布式的应用价值显著。600W+组件在户用租赁模式下，典型常见屋顶可以节省系统初始投资超过 0.06 元/瓦。

在张映斌看来，组件功率的增加推动光伏系统初始投资及度电成本持续降低，当前推动 600W+上屋顶顺应了光伏发展潮流，可谓恰逢其时。“简单来讲，现在已经买不到 300W、400W 的组件了，现在市面上大部分是 450W、500W 及 600W 以上的组件，其中 600W+代表的是目前行业内最先进组件产品，业主不会选择已经或者即将过时的产品。”

“采用 600W+组件还有一个潜在的优势，就是降低产品被淘汰风险，确保组件在项目 25 年生命周期内可以替换。目前大尺寸电池、组件的市场占比不断提升，许多厂商开始淘汰原先的老旧产能，新建产线全部支持 210 甚至更大尺寸。在这样的情况下，选用 600W+组件对业主而言无疑更安全。”张映斌进一步表示。

另外，由于 600W+组件相比小功率组件要更大、更重，其应用于户用屋顶时的运输、安装效率也是业内所关注的问题之一。“目前上屋顶的都是 500W+组件，重量在 28-29 公斤左右，600W+组件是 31 公斤-33 公斤。从实际情况来看，目前 500W+组件需要两人搬运，600W+的重量相对增了 3 公斤-5 公斤，增加的重量在可承受的范围内。”张映斌指出，“同时，为了提升上屋顶搬运效率，我们专门开发了辅助工具，简单来说就是电动云梯，把组件放在上面，单次可承载 5 片组件，时间最快仅需 90 秒钟，提升了效率的同时减少了光伏组件与墙面碰撞导致的损坏。”

引领行业跨越式发展

张映斌表示，当前 600W+在户用和工商业市场的可靠性和系统价值已经获得市场认可。天合光能始终以客户为中心，通过不断为客户提供最佳解决方案，提升客户价值。

“高功率、高效率、高质量、高可靠性的 600W+超高功率组件，却具备更低的建设运维等成本，这一系列的关键因素也使得度电成本得到了进一步降低，决定了 600W+超高功率组件成为分布式光伏的主流应用趋势。总体而言，无论是政策层面、技术发展侧还是各种产品侧，我们都已经做好了推进 600W+‘上’屋顶的准备。”张映斌表示，“得益于高功率和低电压特性，以山东某 21.6 千瓦装机容量的斜屋顶为例，600W+组件可以在户用分布式节省 BOS 初始投资超 6 分/瓦；在江苏一处装机容量 166.3 万千瓦的工商业屋顶上，670W 组件能节省系统 BOS 初始投资成本超 4 分/瓦。”

“另外，目前国外的一些地区可能还在谈 300W、400W、500W 的组件。天合光能引进 600W+‘上’屋顶以后，可以说将引领我国光伏行业在分布式领域跨越式的发展。”张映斌进一步说，“随着市场接受程度逐步提高，希望未来在我国市场全面推进 600W+，共享 600W+带来的价值，积累一定经验后再走向海外。”

本报实习记者　姚美娇　中国能源报　2022-03-28

65%！薄膜硅光伏电池光吸收率创新纪录

荷兰和英国科学家借助一种纳米纹理结构，使薄膜硅光伏电池变得不透明并因此增强了其吸收太阳光的效率。实验结果表明，采用新方法设计出来的薄膜电池能吸收 65%的阳光，是迄今薄硅膜表现出的最高光吸收率，接近约 70%的理论吸收极限，有望催生柔性、轻质且高效的硅光伏电池。研究发表在《美国化学学会·光子学》杂志上。

硅太阳能电池效率高，且原材料为地球上储量丰富的硅，被认为是高效的光伏技术。但它们需要用到厚、硬、重的晶圆，因此用武之地有限。使用薄膜能将硅的使用量降低 99%，并使电池更轻且坚固耐用，很容易地集成到城市建筑物甚至小型日常设备内。但薄硅膜只能吸收 25%的太阳光。鉴于此，荷兰原子分子国立研究所（AMOLF）、英国萨里大学和帝国理工学院的研究人员对其进行了改进。

研究人员解释说，他们利用新方法设计出的纳米结构表面有一种超均匀分布图案，可将直射太阳光限定于一个角度范围内，从而将更多光捕获在硅膜内。被捕获的光越多，被吸收的几率也越大。

研究显示，超均匀分布图案能更好地限定太阳光的入射角度，使更多太阳光被吸收。

此外，将太阳光捕获到薄硅内面临两大关键挑战：太阳光包含多种颜色，而硅膜的尺寸有限，且硅对每种颜色光的吸收能力不一样。研究发现，表面镀有金字塔形状且图案尺寸与光的波长类似的厚硅太阳能电池能解决这一问题。

最新研究负责人、AMOLF 的埃丝特·阿拉肯·拉多说："我们估计 1 微米厚的碳—硅电池的光电转化效率可达到 20%以上，这是柔性轻质碳—硅光伏电池的重大突破。研究还发现，高效薄硅电池可由低品质的硅制成，如此可降低净化原硅的能源需求，并缩短能源回收时间。"

研究人员指出，尽管这种高效薄膜电池距离应用还有一段距离，但超均匀图案薄膜光伏电池极具潜力。

刘霞　科技日报　2022-03-30

超能减碳，异力而昇！东方日升发布超低碳 BIPV、HJT 新品

3 月 29 日，东方日升"超能减碳，异力而昇——超低碳系列产品发布会"在浙江宁海圆满落幕，知名分析机构、合作伙伴代表等作为嘉宾出席活动，现场异彩纷呈，新品发布与战略签约仪式相得益彰。作为发布会的重头戏，东方日升分享了最新 BIPV 产品-"超能顶"、"超能瓦"，以及 HJT 产品-"伏曦"（Hyper-ion）。新产品减碳水平与发电性能进一步升级，引领 BIPV、HJT 发展应用新格局。

"超能"BIPV，打造新时代绿色屋顶

自中国提出双碳目标承诺以来，减碳事业围绕各行业火热展开，为了使绿色低碳更深入企业生产与居民生活，2021 年建筑减碳政策密集出台，推动我国开启"建筑双碳"时代。顶层设计将减碳提升到了新的战略高度，作为光伏新能源领跑企业，东方日升响应减碳号召，顺应减碳趋势，并秉承安全、可靠、经济、适用、便捷、美观六大原则，推出适用于工商业建筑屋顶的"超能顶"以及适用于民用建筑屋顶的"超能瓦"两大王牌产品，助力我国绿色建筑转型升级。

据介绍，"超能顶"采用组件和钢板新型集成方式，可与彩钢行业无缝衔接，作为建材融入建筑系统；搭载采用 210 电池的双玻无边框新型组件技术，210+双玻保证基础高发电量，无边框则避免屋顶积灰影响，在采用东方日升的 210 异质结电池可带来 7%以上的发电增益；采用新型 360°直立锁边 740 瓦型，防水性能优异，同时无阴影遮挡，再次额外提升 1.5%发电量。

除此之外，"超能顶"可选铝锌镁钢板或彩涂钢板，可订做客制化颜色，实际应用方案灵活匹配客户需求。该产品安装简易快捷，单人即可完成，后期运维难度显著降低，而"超能顶"自身的耐腐蚀设计与优异的抗风、防火性能则保证后期运维频率大幅减少，更加安全省心。

"超能瓦"产品尺寸 1817mm*420mm，颜色外形兼顾美观设计，与户用屋顶系统完美匹配。该产品最大功率为 120 瓦，同样采用无积灰设计，额外带来 5%发电增益。快速便捷的搭积木式安装方式，单人即可完成，节省 30%的施工成本。

该产品最大亮点是设计了"叠加式"与"平铺式"两种产品方案，客户自由选择度更高。而"超能瓦"造价基本相当于户用分布式+瓦屋面造价，在不改变成本的情况下，"超能瓦"的低碳属性更加契合当前市场需求。

低碳"伏曦"，释放 HJT 绿色价值

降本一直是困扰异质结技术主流化的行业难题。基于半导体物理、半导体封装、基础材料、设备开发等技术储备，历经上千组实验，东方日升最终将领先成果产品化落地。新品"伏曦"电池技术采用 210 异质结半片 120 微米+微晶技术，突破 25.2%超高效率。根据海南某 100MW 项目测算，在一次性投入成本与传统工艺有竞争力的情况下，异质结的长期发电量拥有使其 LCOE 降低 10%以上甚至更多的优势。

"伏曦"在完美钝化技术加持下，开压超过 750mV，可搭载远低于 TOPCon 与 PERC 硅片厚度的超薄片，使用 HJT 薄片电池相比 PERC 碳值下降近 30%之多！"伏曦"同时搭配高强度合金钢边框技

术，在不使用特殊硅料的情况下，其碳足迹值可从每瓦 570 以上降至 400 以下，如使用特殊硅料，这一数值更可接近 300，是名副其实的“超低碳”标杆之作。

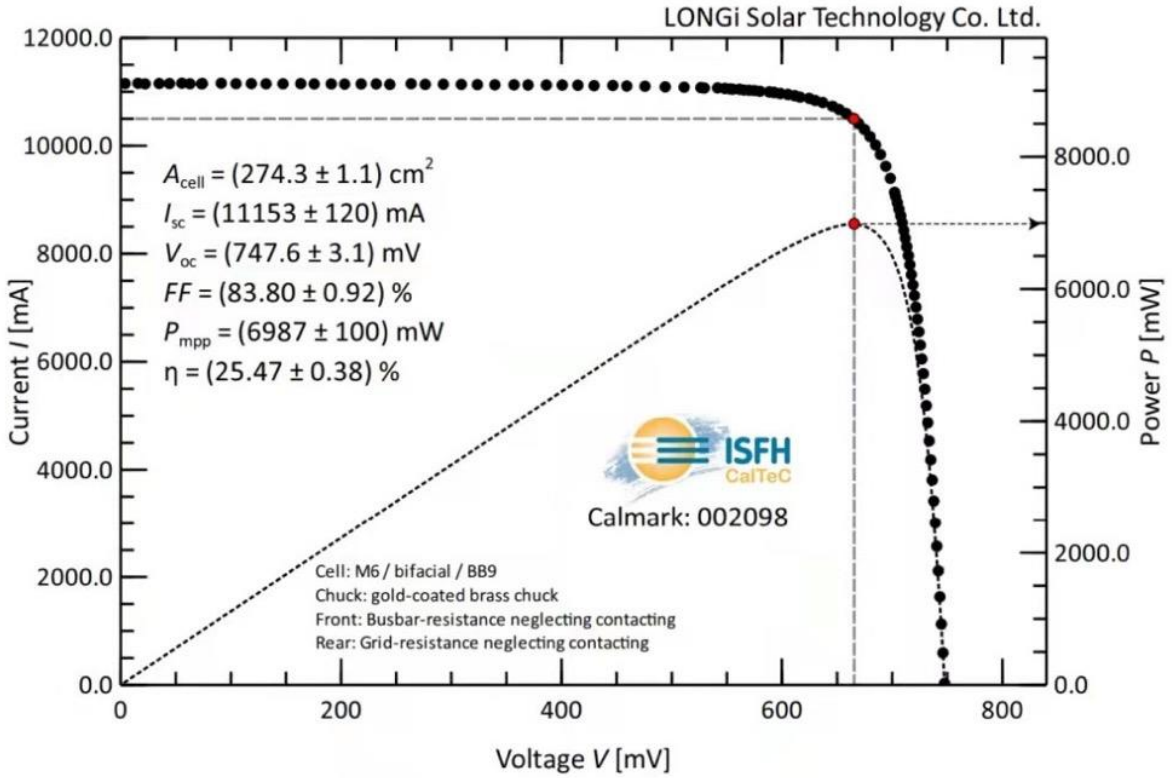
目前东方日升异质结高效组件已通过 5 倍 IEC 测试规范，第三方认证碳足迹分值小于 400。随着“碳足迹”概念逐渐落实，以目前欧洲碳排放权价格在 80 欧元每吨左右为计算依据，“伏曦”产品的潜在溢价空间可达每瓦 1 毛人民币。HJT 所带来的绿色价值，正由以“伏曦”为代表的低碳产品持续释放。

未来，东方日升将重点聚焦低碳系列产品的研究，包括 BIPV 与钢边框、异质结技术的综合开发，融合出更丰富的低碳产品，进一步打造光伏“低碳宇宙”，推动绿色可持续发展，加速拥抱“零碳时代”。

仲新源　中国能源网　2022-03-29

25.47%！隆基电池效率再创纪录

近日，记者从隆基绿能科技股份有限公司获悉，经德国哈梅林太阳能研究所(ISFH)认证，隆基采用掺镓 p 型硅片制备的硅异质结电池（p-HJT）获得效率新突破：完全利用可量产工艺在全尺寸(M6 尺寸，面积 274.3cm?)单晶硅片上，创造了转换效率为 25.47%的大尺寸 p 型光伏电池效率世界纪录，进一步验证了低成本异质结量产技术的可行性。



据悉，德国哈梅林太阳能研究所(ISFH)是是太阳能领域权威的第三方检测机构，其测试的电池效率被全球广泛认可。针对此次效率突破顺利获得认证，隆基研发团队指出，转换效率的提升得益于针对异质结电池的 p 型硅片工艺方案，在结合优异界面钝化技术的基础上，p-HJT 电池的 VOC（开路电压）可达到 747.6mV。隆基研发团队强调，本次低成本异质结电池方案（p-HJT）并未做全面的工艺优化，相信未来该技术路线仍有很大的发展潜力。

据记者了解，多年来，隆基始终秉持“不领先、不扩产”原则，注重在研发领域的投入。公司研发投入占营收的比重一直稳定在 5%左右，目前已组建了超过千人的专业研发团队，累计获得各类专利

1196 项。在科技创新的强力驱动下，目前隆基在新型太阳能高效电池技术方面已实现全面领先。特别是在提升电池效率方面，隆基将其作为公司科技创新的主航道，仅在 2021 年，就先后七次打破光伏电池转换效率世界纪录。其中 n 型 TOPCon、p 型 TOPCon 和 n 型 HJT 电池转换效率分别被推高至 25.21%、25.19%、26.30%，不断挑战新的技术应用极限。

隆基方面表示，未来，将持续加大技术研发力度，快速推动高效光伏产品度电成本的进一步降低，全面加速能源结构变革，推动全球减碳目标的早日实现。（文 | 本报记者 姚金楠）

姚金楠　中国能源网　2022-03-30

海洋能、水能

我国华东地区两大抽水蓄能电站开建

记者 18 日从国家电网获悉，国家电网位于浙江泰顺、江西奉新的两座抽水蓄能电站开工建设。

抽水蓄能是目前技术最成熟、经济性最优、最具大规模开发条件的储能方式，抽水蓄能电站是电力系统绿色低碳、清洁灵活调节电源。目前，我国抽水蓄能电站装机规模居世界第一。

国家电网新源公司基建部主任张学清介绍，浙江泰顺、江西奉新抽水蓄能电站总投资 147.73 亿元，总装机容量 240 万千瓦，计划于 2030 年竣工投产。其中，浙江泰顺抽水蓄能电站，位于浙江省温州市泰顺县，总装机容量 120 万千瓦，安装 4 台单机容量 30 万千瓦机组，以 2 回 500 千伏线路接入浙江电网，工程总投资 71.34 亿元。江西奉新抽水蓄能电站，位于江西省宜春市奉新县，总装机容量 120 万千瓦，安装 4 台单机容量 30 万千瓦机组，以 2 回 500 千伏线路接入江西电网，工程总投资 76.39 亿元。

国家电网抽水蓄能和新能源事业部副主任乐振春表示，这两座抽水蓄能电站既可以提高电网的调峰能力，保障系统的安全稳定运行，更能促进风能、太阳能等清洁能源的消纳。到 2025 年，国家电网投产的抽水蓄能电站装机容量将超过 5000 万千瓦。

“十三五”以来，国家电网已累计开工建设 23 座抽水蓄能电站，装机容量达 3093 万千瓦，投资近 1800 亿元；累计投产 7 座抽水蓄能电站，装机容量 765 万千瓦。此次开工建设的浙江泰顺、江西奉新抽水蓄能电站，是国家电网公司今年首批开工建设的抽水蓄能电站。

戴小河　新华社　2022-03-19

抽蓄项目密集开工

本报讯　记者苏南报道：受国家相关政策推动，曾一度停下建设“脚步”的抽水蓄能（下称“抽蓄”）项目如今呈现出“大干快上”“四处开花”之势。

记者梳理发现，去年以来，以国网、南网两大电网为代表的电力企业和地方政府均已积极启动相关工作，抽蓄建设高潮已现。

目前我国已投产抽蓄电站总规模达到 3249 万千瓦，主要分布在华东、华北、华中和广东；在建抽蓄电站总规模 5513 万千瓦，约 60%分布在华东和华北。

“我国已建和在建抽蓄规模均居世界首位。”中国电建北京院总规划师靳亚东接受记者采访时表示，仅 2021 年，就有 11 座抽蓄电站核准开工，总装机规模 1320 万千瓦，其中 9 座投产发电，总装机规模 490 万千瓦。

记者注意到，多个省区在加快构建新型电力系统的过程中，均着重提到抽蓄建设。如内蒙古自治区近日提出，“十四五”将加快推进赤峰芝瑞 120 万千瓦抽蓄电站建设，力争早日建成投产，争取早日开工乌海 120 万千瓦、包头 120 万千瓦抽蓄电站；甘肃省将装机总量 1300 万千瓦的 11 个抽蓄

电站列入“十四五”重点实施项目；开工建设平坦原、咸宁大幕山、宜昌清江等抽蓄项目，被写进 2022 年湖北省政府工作报告。

与此同时，抽蓄勘查、开工项目也呈“多点开花”之势。近期，浙江景宁抽蓄电站召开预可行性研究报告审查会、浙江云和抽蓄电站举行资源开发合作签约仪式、湖北巴东桃李溪抽蓄电站前期地质勘探工作启动、山西阳泉 140 万千瓦抽蓄项目地质勘探工作全面铺开、湖北罗田平坦原抽蓄电站正式动工……

“我国大力发展抽蓄非常必要。”中国水力发电工程学会咨询专家张博庭在接受记者采访时说。多位受访人士均认为，抽蓄是当前及未来一段时期满足电力系统调节需求的关键方式。

张博庭同时提醒投资企业，“要重视前期项目论证，尽量使项目开发与系统需求衔接。”

空前高涨的投资与开发建设热情无疑也为抽蓄的科学有序开发带来了新挑战。“一方面，抽蓄项目主要服务于电力系统，应充分衔接电力系统规划和能源基地规划；另一方面，投资企业在前期阶段，应充分论证，做好工程设计优化，排查敏感因素，确保项目顺利推进。”靳亚东直言。

“国家虽然在政策层面鼓励大力发展抽蓄，但从盈利角度看，目前尚无明确态度。”张博庭直言，现行政策仍坚持以两部制电价（电量电价+容量电价）为主体，“将来如果实行峰谷差电价，抽蓄就可作为独立的市场竞争主体，以峰谷电价差赚取相应利润。”

专注于抽蓄前沿技术研究的瑞士瑞华智慧能源未来能源研究院负责人黄星星表示，抽蓄电站的前期建设成本高昂、后期运行维护花费巨大，需要充分调研国内抽蓄电站实际情况，参考国际成熟定价模式，进一步探索适合我国能源市场的定价方法和价格形成机制，推动抽蓄在能源市场中参与公平竞争。

“建立容量补偿机制或容量市场、统筹考虑多种资源是一个非常好的思路。不仅可充分激励各类新能源可持续健康发展，还可形成完善的约束机制，防止单一资源不切实际发展。”黄星星说。

谈及容量电费分摊问题，中国电建北京院规划发展研究院院长王婷婷认为，不同电源对于抽蓄的需求不同，可按照“谁收益谁付费、多受益多付费”的原则，在电价核定之初就明确机组容量分摊比例。“服务于多个省级电网的，可以根据功能和服务情况，由国家发改委组织相关省区协商确定分摊比例。”

“抽蓄行业已驶入快车道，如何健康有序发展是需要重点考虑的问题之一，这就需要从电网需求、清洁能源布局、配套基地等多方面进行科学论证，对抽蓄的需求容量及空间布局形成有力支撑。”王婷婷进一步指出。

中国能源报　2022-03-21

抽水蓄能：储能产业的基石

为实现碳达峰碳中和战略目标，可再生能源发电的规模快速提升，也推动了储能行业的发展。近日，国家发改委、国家能源局印发了《“十四五”新型储能发展实施方案》，为储能赛道再添了一把火。本次实施方案提出的新型储能，主要针对的是以锂电池为代表的电化学储能。

锂电池储能的风口处自然热闹非凡，国内动力电池企业大多都在开辟储能业务，作为极为重要的第二增长曲线。

然而事实上，储能技术是多种多样的，常见的是电化学储能和机械储能两大类。电化学储能作为增长最快的细分领域吸粉最多，而默默担当大任的机械储能却已悄然迎来了发展的拐点，值得投资者及各界人士深入追踪。本文将尝试分析大家并不熟悉却前景同样广阔的——抽水蓄能：

为什么说它既是储能产业的基石，又是风电、光伏及核电等整个新型电力系统的压舱石？

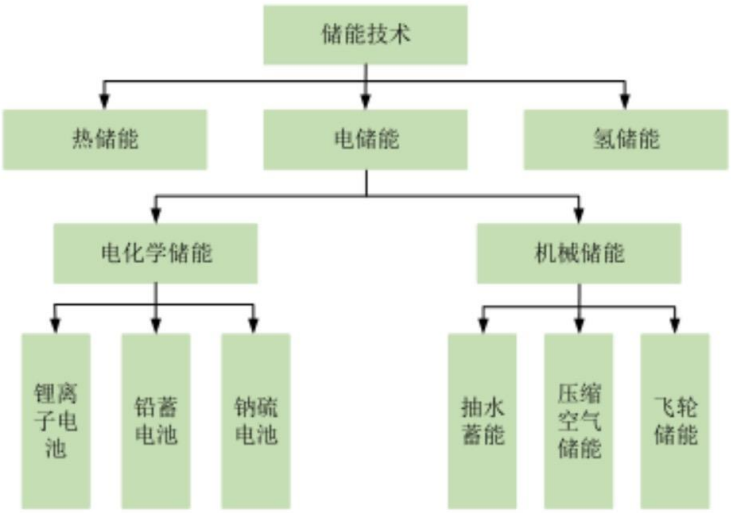


图 1：储能技术分类，资料来源：派能科技招股说明书

01 储能产业的基石—抽水蓄能

【1】何谓抽水蓄能？

虽然抽水蓄能对大多数人来说都是陌生的领域，但它并不是什么新鲜的技术。抽水蓄能作为最早的大容量储能技术，从 20 世纪中期开始就被大量运用，逐渐成为全世界应用最为广泛的储能技术。

据国际水电协会（IHA）发布的 2021 全球水电报告，截至 2020 年底，全球抽水蓄能装机规模为 1.59 亿千瓦，占储能总规模的 94%。在我国，抽水蓄能在储能领域同样是主导者。

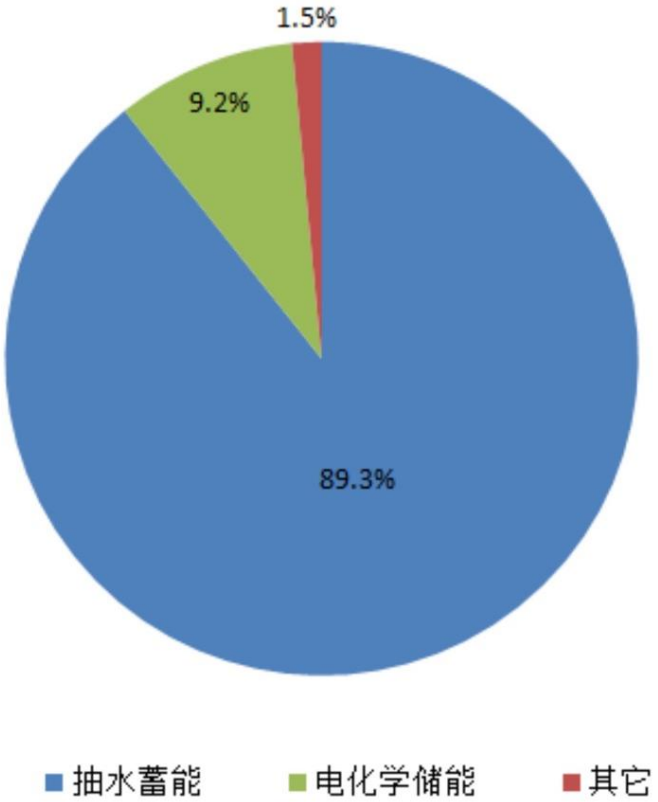


图 2：截至 2020 年末中国抽水蓄能占比，资料来源：CNESA

抽水蓄能，按字面意思理解，即利用水作为储能介质，通过电能与水的势能相互转化，实现电能的储存和释放。通常一座抽水蓄能电站由两座海拔高度不同的水库、水轮机、水泵以及配套的输水系统等组成。

【2】工作原理

我们都熟悉，水力发电的原理是把水的势能转化为电能。抽水蓄能技术和水力发电技术是一脉相承的，底层技术都是势能和电能的相互转换。

在抽水蓄能电站运行过程中，当用电处在低谷时，先用电网中富余的电将水抽到上水库储存，这个过程是把电能转化为水的势能；等到用电高峰来的时候，再将上水库的水放出来，水流顺势而下推动水轮机发电，电就“送回去”了。

抽水蓄能有两种方式，一种是纯抽水蓄能，国内建的大部分都是这类，比如广州抽水蓄能电站、河北丰宁抽水蓄能电站；另一种是混合式抽水蓄能，是在纯抽水蓄能的基础上安装有普通水轮发电机组，可以利用上河道的水流发电。后者既有储能的作用，又拥有常规水电站的功能。

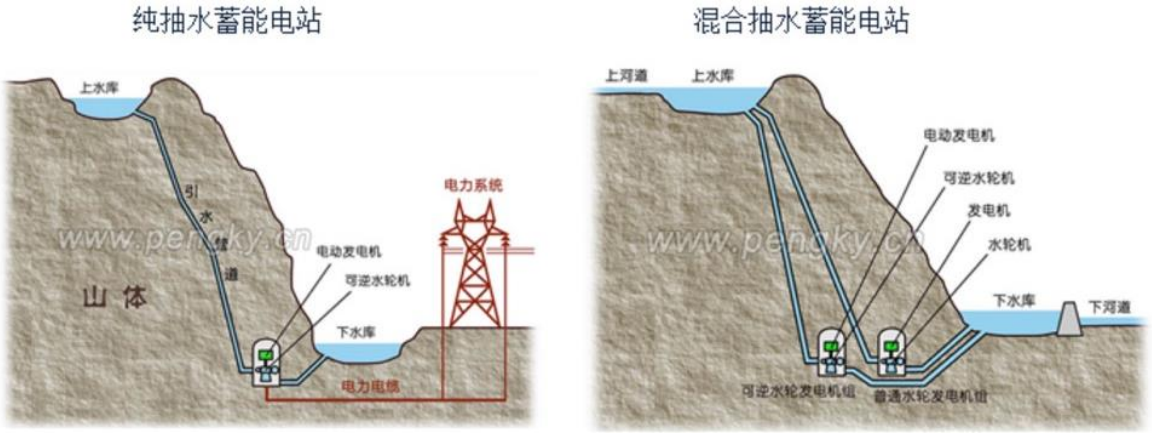


图 3：抽水蓄能电站示意图，资料来源：鹏芃科艺

【3】建设抽水蓄能的必要性鉴于风电、光伏资源的特殊性，风电、光伏装机容量在负荷高峰时存在不能充分利用的可能性。故而建设抽水蓄能电站的必要性格外凸显：它可以同等程度替代煤电装机容量，并发挥调峰、填谷等特殊功能，能够显著减轻电网调峰压力。具体来说，建设抽水蓄能电站，可以有效改善电网系统运行条件，降低系统煤耗量，提高水电、风电资源的利用程度，保证核电机组安全平稳运行，提高核电运行效益，从而促进能源结构的优化调整和清洁能源、可再生能源的发展。

【4】抽水蓄能的优点

1)技术成熟

在我国，抽水蓄能早在 20 世纪 60 年代就实现了商业化应用。经过半个世纪的发展，我国的抽水储能技术已经处于世界一流水平。

图 4：中国抽水蓄能电站发展历程，资料来源：中国改革报《能源发展》周刊，华创证券

2)运行成本低

看到运行成本低，相信很多人会疑问，抽水蓄能电站是个大工程，成本能低到哪里去？实际上，抽水蓄能电站度电成本（即储能电站总投资/储能电站总处理电量）远低于其他储能方案。

具体来说，根据国家能源局披露抽水蓄能在建项目数据，抽蓄电站平均单位装机投资金额为 6136 元/千瓦，初始投资确实较大，但抽水蓄能电站建成之后稳定运营期超过 50 年，甚至长达 100 年，长期保值摊薄了各项费用。这就跟水力发电一样，虽然建造成本高昂，但综合下来反倒是最经济的电力来源。

根据澳洲国立大学研究团队的成本模型数据：使用 100%可再生能源电力系统发电成本约 $30/MWh，平衡成本约$20/MWh（含抽水蓄能、高压直流输电和光伏/风电溢漏成本），总度电成本约为$50/MWh（约合人民币 0.32 元/KWh）。

反观电化学储能虽然装机成本低，但其寿命跟抽水蓄能相比实在太短。当前成本较低的磷酸铁锂电池，循环寿命往往只有 5000 次左右，导致其度电成本高达 0.62-0.82 元/kWh。显然，抽水蓄能是现成的较为经济的储能技术，有抽水储能在，我们不必过于依赖锂电池或其他储能方式在未来能够大幅降本。

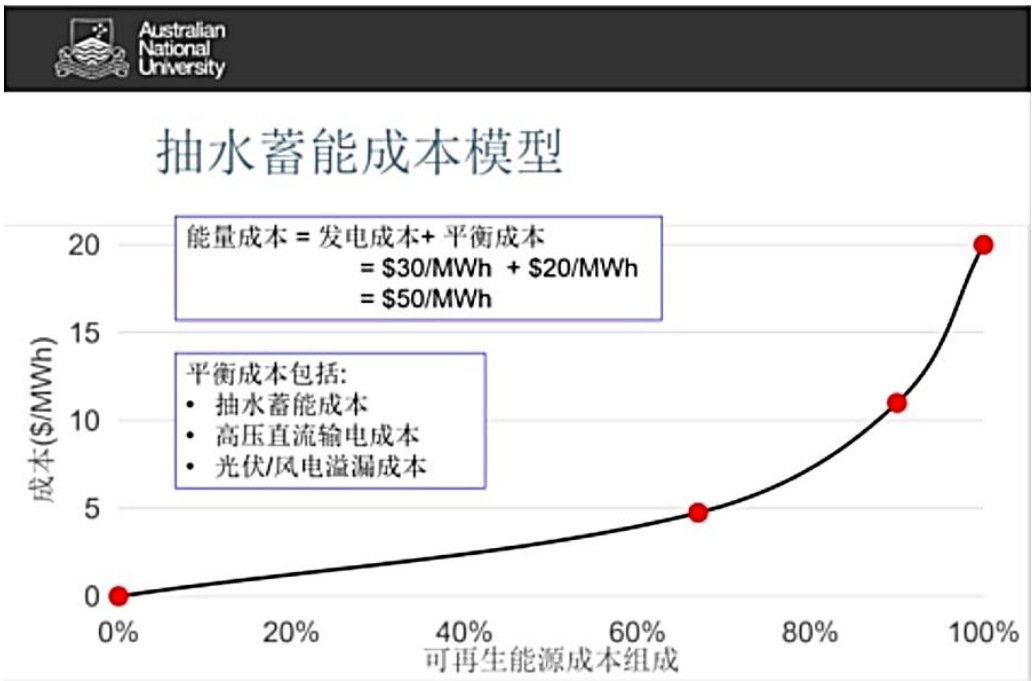


图 5：使用 100%可再生能源电力的抽水蓄能成本模型，资料来源：澳洲国立大学研究团队 3)储电能力大

抽水蓄能电站额定功率一般在 100-2000MW 之间，是目前唯一达到 GW 级且能大规模使用的储能技术。

那么抽水蓄能具体有多大能耐呢？举个例子，今年 3 月 17 日，国家电网浙江泰顺、江西奉新两座抽水蓄能电站工程同时开工建设，这两座电站装机容量都达到了 120 万千瓦，预计 2030 年竣工投产后，年发电量可达 24 亿度。这相当于一个可以储存 24 亿度电的“巨型充电宝”。

还有更大的巨无霸，世界上最大抽水蓄能电站——河北丰宁抽水蓄能电站，总装机容量 360 万千瓦。电站全部投产后每年可消纳过剩电能 87 亿千瓦时，年发电量 62.88 亿千瓦时，可以满足 260 万户家庭一年的用电。丰宁抽水蓄能电站也因此成为京津冀能源电力转型的关键项目。

4)响应快

有人会问，抽水蓄能体型大，是典型的机械储能，真到紧急调节的时候，反应速度跟得上吗？

与煤电、气电等相比，抽水蓄能电站的优势就是“更灵活”，后者启停速度更快，从停机状态到满负荷运行仅需几十秒至数分钟。而且，抽水蓄能也一样具备黑启动能力。

往远一点看，抽水储能凭借快速响应和大容量存储能力可以填补煤炭和天然气发电站退役后的空白。

5)待开发资源丰富

由于当前大部分抽水储能电站都与水电项目有关或者沿河而建，大家会以为建一个少一个。实际上，在远离河流的广阔地区，潜在的抽水蓄能站点极其丰富，也被业内称为离河抽水储能。

所谓离河抽水储能，通常只需满足一对人工水库（每个面积为几平方公里），彼此靠近（相隔几公里），但海拔不同（200-1200 米的高度差）即可。水在两个水库之间通过管道无限循环，偶尔通过雨水、人工等方式来以弥补水分蒸发。而且离河抽水储能还有个优势就是建设防洪设施的成本更低。

那么抽水储能的整体规模究竟有多大呢？此前澳大利亚的研究团队曾做过相应研究，其在全球发现了约 61.6 万个潜在可行的站点（含现有水库），储能容量约 2300 万 GWh。其中，东亚地区有 12.4 万个，储能容量约为 400 万 GWh，相当于每百万人口有 2400GWh 的潜在抽水储能容量（按照 16.7 亿人口计算）。

根据上述团队的估算，支撑 100%可再生能源电力系统（90%为风电和光伏，10%为水电和生物质能等）所需储能约为每百万人 20GWh，那么抽水储能的潜在储能容量将达到所需储能的 120 倍。即使将来全社会用电量大幅提升，也足够满足。

换言之，未来以风电、光伏为主要电力来源，配合抽水蓄能、特高压、智能电网，就能用较为经济的成本支撑起以可再生能源为主的新型电力系统。

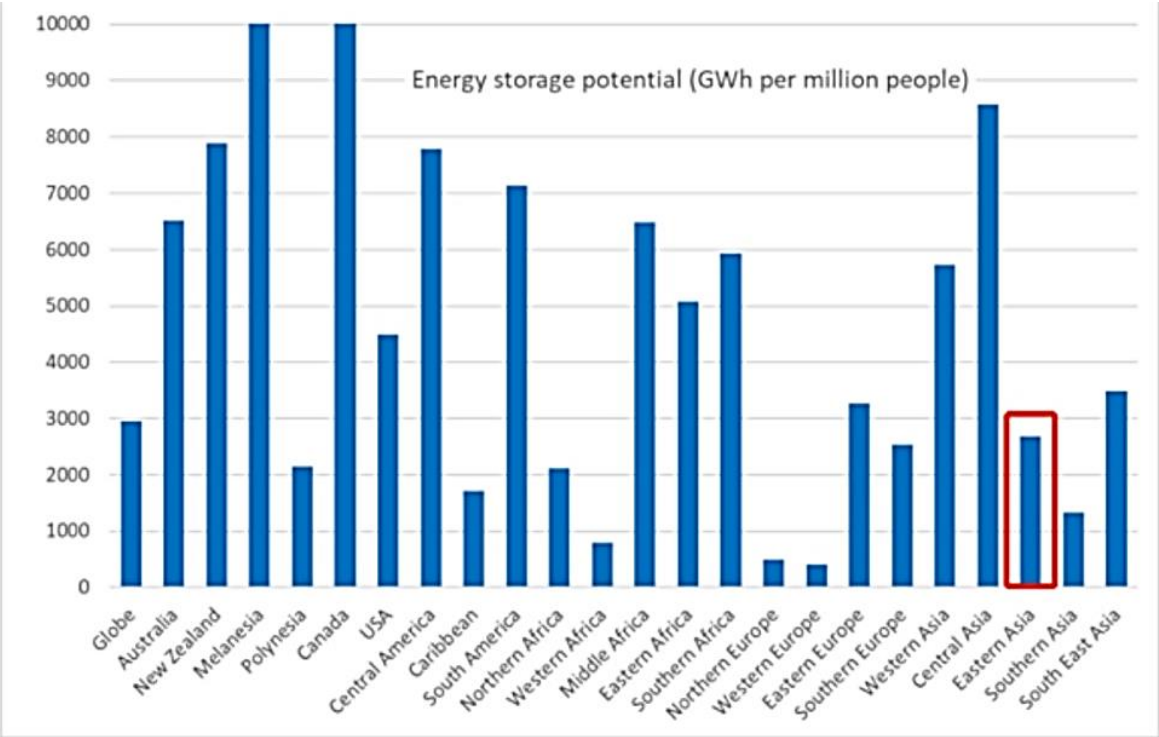


图 6：东亚地区拥有每百万人 2400GWh 的潜在储能容量，资料来源：澳大利亚国立大学研究团队

到这里想必有人会疑问，依靠人工水库的抽水储能得多耗费水资源？基于澳大利亚电力系统的建模表明，假设抽水蓄能电站在 20 年的过渡期内分阶段进行填充水库，平均下来就是每人每天多花 3 升水，这相当于 2020 年广东省人均日均用水量的 1.27%。6)安全性高

抽水蓄能利用水作为储能介质，安全性是毋庸置疑的。反观电化学储能却因安全事件时常引发行业内外高度关注。就在去年 4 月 16 日，北京市就发生一起储能电站起火爆炸事故。而韩国自 2017

年以来已经发生 30 余起储能火灾事故。

需要引起重视的是，锂离子电池起火后难以被快速扑灭，极易造成重大事故，因此电化学储能系统安全相关技术问题也警醒着正在高速发展的储能产业，亟待终极解决方案。

顺便说一句，在很多人的观念中，磷酸铁锂电池是非常安全的电池。但是储能电池是非常复杂的系统，一个储能模块，往往是集装箱一样的大小，相当于把数百辆电动汽车的电池放在同一个空间管理，这个难度可想而知。而且未来电化学储能的回收也是一大难点，如何避免重金属污染的问题。这些都是电化学储能需要克服的。

最后，抽水储能有助于更好地利用现有输电线路。举例来说，假如光伏电站位于难以建造更多输电线路的地区，通过确保抽水蓄能电站大部分时间（包括夜间）都在负载条件下运行，可以使输电线路的工作强度进一步提高。

当然，除此上述优势，抽蓄储能电站还具备储能周期长，安全运营周期长，稳定性好等优势，限于篇幅这里不作赘述。

最后总结一下，如果把储能比作电力系统的“充电宝”，那么抽水蓄能相当于便宜、环保又安全的巨型“充电宝”。

储能方式		运行寿命	主要优势	应用场景
机械储能	抽水蓄能	>50年	技术成熟、运行成本低、容量大、安全性高	新能源消纳、削峰填谷、系统调频、黑启动
	压缩空气储能	>25年	储能容量大、工作时间长、寿命长	调峰填谷
	飞轮储能	20年左右	功率密度高、寿命长、环境友好	系统调频
电化学储能	锂离子电池	5～15年	能量密度大，响应速度快，环境适应性强	削峰填谷、系统调频、分布式储能、通信基站
	铅酸电池	5～15年	技术成熟、性价比较高、维护方便	削峰填谷、系统调频、分布式储能、通信基站
	超级电容器	10年左右	功率密度大、循环寿命长	系统调频

图 7：不同储能的优缺点，资料来源：锦缎研究院根据公开资料整理

02 顶层规划催生行业大机遇

目前我国的抽水蓄能装机容量位居世界第一，但装机容量占电源总装机容量比例仅为 1.4%，与欧洲、日本等发达国家 4%-8%的水平有着一定差距。考虑到抽水蓄能电站建设周期跨度较长，一般在 6-8 年，其实抽水蓄能的建设已经迫在眉睫。

顶层规划发布标志着政策拐点的到来。

去年 9 月，国家能源局印发《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。简单估算下，未来 15 年时间中国抽水蓄能装机将迎来约 10 倍的增长。

同时《规划》指出，我国开展了全国性的抽水蓄能站点资源普查。综合考虑地理位置、地形地质、水源条件、水库淹没、环境影响、工程技术及初步经济性等因素，在全国范围内普查筛选资源站点，分布在除北京、上海以外的 29 个省(区、市)。另外还强调按照能核尽核、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。

总之，这是国家首次将抽水蓄能从水电中分离出来单独进行规划，是中国迄今为止涵盖区域最全、产业发展体系最完整、规划体量最大的抽水蓄能发展规划，意味着行业将按下加速键。

值得一提的是，2022 年政府工作报告的正式版中，新增了“加强抽水蓄能电站建设”内容，足以证明国家高层对抽水储能的重视程度。

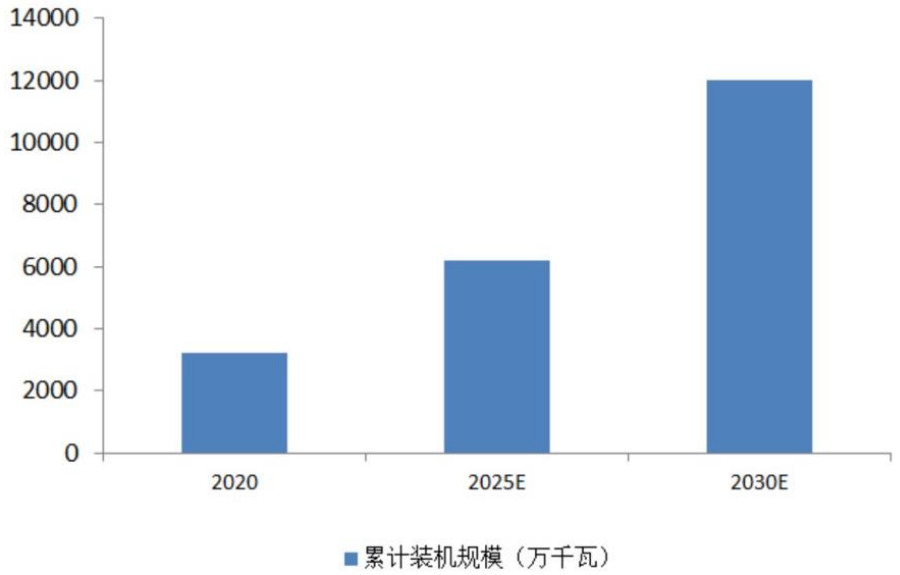


图 8：抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035 年）目标，资料来源：能源局

行业层面，随着电价政策也迎来拐点，抽水蓄能的投资回报率有望节节攀升。过去几年，国家一直在调整和完善电价机制，促进抽水储能行业的高质量发展，取得了一定的成效。但是抽水储能的盈利能力跟其它相关行业比起来还是偏弱。

直到 2021 年 5 月 7 日，国家发改委发布了《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》，提出坚持并优化抽水蓄能两部制电价政策，逐步推动抽水蓄能电站进入市场。简单来说，就是优化峰谷电价机制，拉大峰谷电价价差，这无疑给抽水蓄能打开了更大的盈利空间。

未来随着电价的深入实施和改革，抽水蓄能电站不仅迎来盈利拐点，也能吸引更多企业和资本加入。

图 9：抽水蓄能过往电价机制梳理，资料来源：国家发改委，中国电力新闻网，华创证券

03 走到台前，抽水蓄能千亿新篇章开启

【1】“风”、“光”无限好，储能需赶超

在全球减排的背景下，我国提出 2030 年前实现碳排放达峰，2060 年前实现碳中和的宏伟目标。而要实现碳中和的终极目标，光伏、风电等可再生能源来替代化石能源是必经之路。

自“十三五”以来，我国火电装机量占比逐年下降，风电、光伏装机量占比快速增长。到 2021 年，火电累计装机量占比已降至约 55%，可再生能源发电占比逐步提高，未来这一占比还将继续扩大。但同时电网的矛盾也日益突出。风电、光伏作为间歇性能源，急缺大容量储能配合使用。

究其原因，光伏和风电这类可再生能源是典型的间歇性能源。什么意思？以风电作为例子，一般在凌晨是风力发电的高峰，但却是用户用电的低峰，发那么多电，用不完；等到早上用电高峰来了，结果风停了，用户又用不上风电。这也是为什么风电、光伏的发电量与装机量占比存在较大差异。

图 10：2021 年我国各类电源发电量占比与累计装机量占比对比，资料来源：wind

本来配套的储能就缺，近几年随着新能源发电跨越式发展，储能的跛腿情况更加严重。根据 CNESA 数据，截至 2020 年末我国已投运储能项目累计装机规模 35.6GW，占可再生能源发电装机比重仅为 3.73%，显然储能的装机滞后可再生能源装机。

未来光伏和风能占比还有继续提升，直到成为主要的电力来源。但是我们无法改变光伏和风能的发电时间，所以需要储存的电量就越来越多。根据国家能源局数据显示，到 2030 年，中国风电、太阳能发电总装机容量预计将达到 12 亿千瓦以上，到 2035 年，我国电力系统最大峰谷差将超过 10 亿千瓦，将来新型电力系统的灵活调节电源需求无疑是巨大的，抽水储能毫无疑问是首选对象。

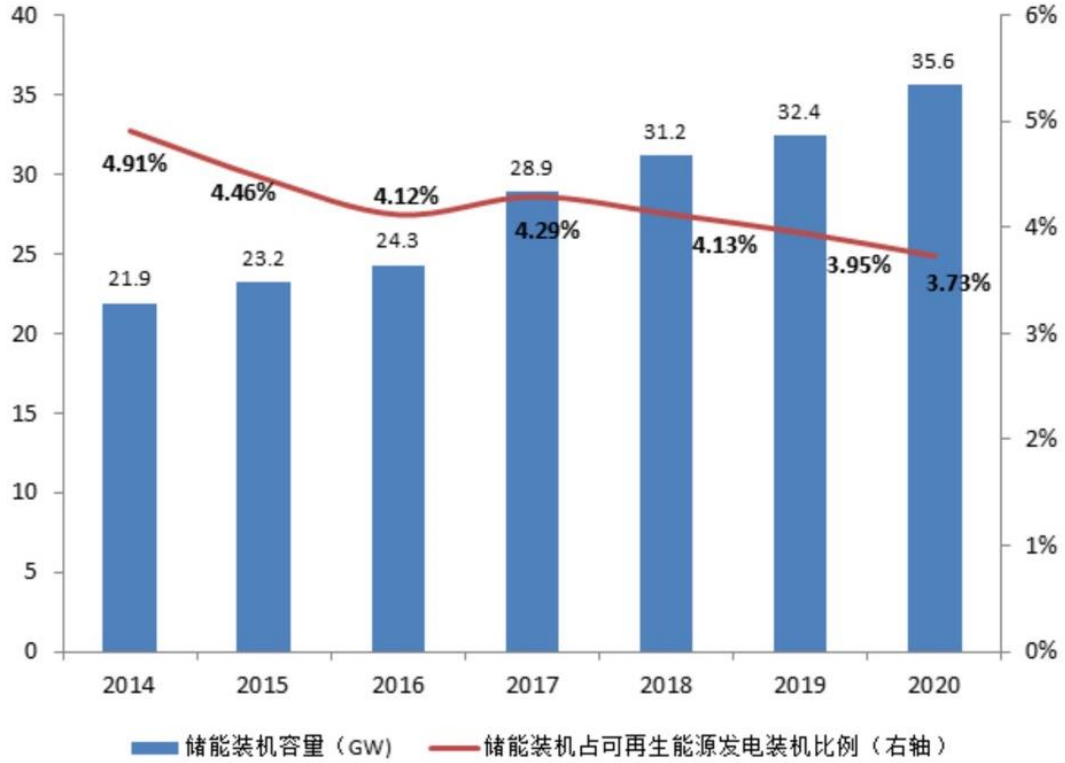


图 11：2014-2020 年我国的储能装机占可再生能源装机比例，资料来源：CNESA，能源局，中

电联

总之，抽水蓄能不仅是当下也是未来满足 100%可再生能源电力系统调节需求的关键方式，对保障电力系统安全、促进新能源大规模发展具有压舱石作用。

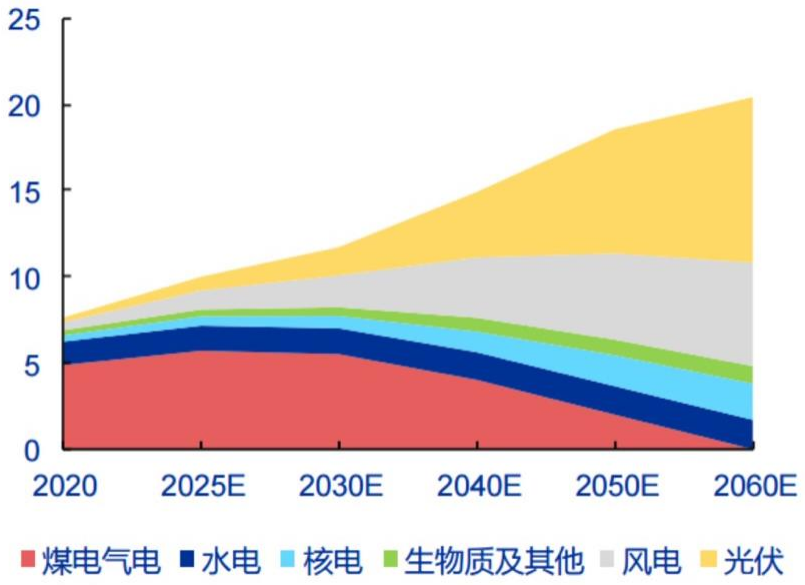


图 12：我国未来各电源发电量预测（万亿千瓦时），资料来源：中电联，申万宏源

【2】抽水蓄能的空间被打开

众所周知，我国水能资源非常丰富，水电装机早已是全世界第一，正好很多梯级开发的水电站都可以通过加泵和扩机变成抽水蓄能电站。另外，国内很多小水电可以改造成小型混合抽水蓄能，夏季水量大时充当水电站发电，枯水期发挥抽水蓄能作用。更关键的是，抽水蓄能改造周期比较快，并且改造成本比新建低很多。

另外，以往国内建设的都是大型抽水蓄能，却较少有小型项目。一是因为大的设计院更倾向于做大型抽水蓄能项目，也对抽水蓄能改造项目不感兴趣，毕竟大项目能赚取更高的设计费；二是小型抽水蓄能赚钱更难。

值得重申的是，《规划》已经提出在浙江、湖北、江西、广东等资源较好的地区，结合当地电力发展和新能源发展需求，因地制宜规划建设中小型抽水蓄能电站。

总之，随着可再生能源的发展和顶层规划的发布，这部分的空间也将会逐步释放。

那这个空间具体有多大？按照申万宏源证券测算，到 2030 年我国抽水蓄能装机规模达到 1.2 亿千瓦，2021-2030 年抽水蓄能电站投资总金额将达到惊人的 4973 亿元。

	2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	合计
累计装机容量（万千瓦）	3249	4069	5209	5489	5609	**6804**	8144	9365	10657	11328	**12000**	
在建装机容量（万千瓦）	5393	5245	4776	5168	5719	5196	4528	3978	3358	3358	3358	
新开工装机容量（万千瓦）		672	672	672	672	672	672	672	672	672	672	**6716**
当年投产装机容量（万千瓦）		820	1140	280	120	1195	1340	1222	1292	672	672	**8751**
当年投资金额（亿元）		459	425	472	582	646	593	525	447	412	412	**4973**

图 13：预计 2021-2030 抽水蓄能电站总投资达 4973 亿元（单位：万千瓦），资料来源：《荒沟抽水蓄能电站建设项目经济评价研究》，申万宏源

【3】供需矛盾最大的江浙地区先行落到投资的视角，大家自然会关心哪些地区的空间更大。

前面提到，我国已投运所有的储能项目累计装机规模 36 GWh，再根据国家能源局数据，目前我国在建抽水蓄能电站总规模 55 GWh 左右，新规划的力度开始增强，但加起来也就将将 90GWh。

再考虑到我国幅员辽阔，这些新规划分到每一个省份就显得更少了，地区之间对抽水蓄能的供需矛盾差异更大。

以国内工业重镇江浙地区为例，2021 年仅工业用电就达到 960GWh，而浙江、江苏在建的抽水蓄能加起来不到 10GWh，适配产能缺口之大可想而知。

根据浙江省的电源发展规划，未来将优先发展核电和可再生能源，积极消纳区外来电，优化发展火电，合理配置抽水蓄能电站：2030 年，浙江省接受区外电力 40450MW，大量外部输入的电力，将进一步加剧电网调峰压力。

建设抽水蓄能电站，是解决电力系统调峰问题及确保区域电网安全的有效手段和经济现实手段。投入一定规模的抽水蓄能电站，不仅能解决电力缺口问题，而且较大程度缓解调峰压力，进而减轻区域电网调度运行对省网的依赖性，增强区域电网调峰的灵活性和安全性。根据地区能源资源状况、电力发展规划，结合系统扩展电源经济比较，考虑煤电调峰幅度（35%左右）、煤电年利用小时数、系统总耗煤量等指标，中国电建集团华东勘测设计研究院经综合分析认为：浙江电网 2030 年抽水蓄能合理规模约 13GW。考虑浙江省内已、在建省内可用 7.53GW，浙江省内还需新增 5.5GW 抽水蓄能电站。

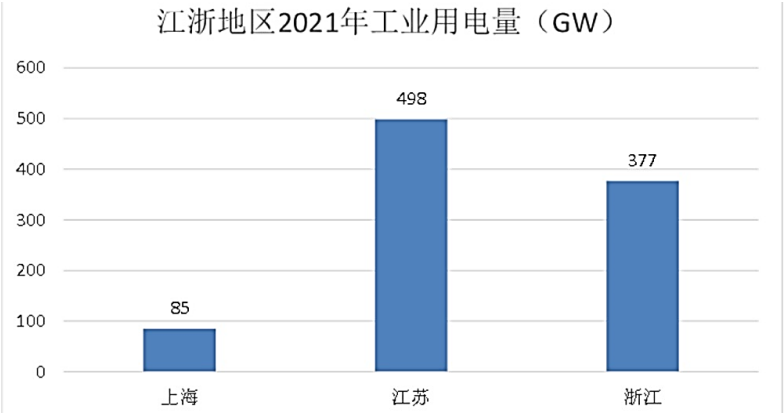


图 14：江浙地区是国内的用电大户，资料来源：国家能源局

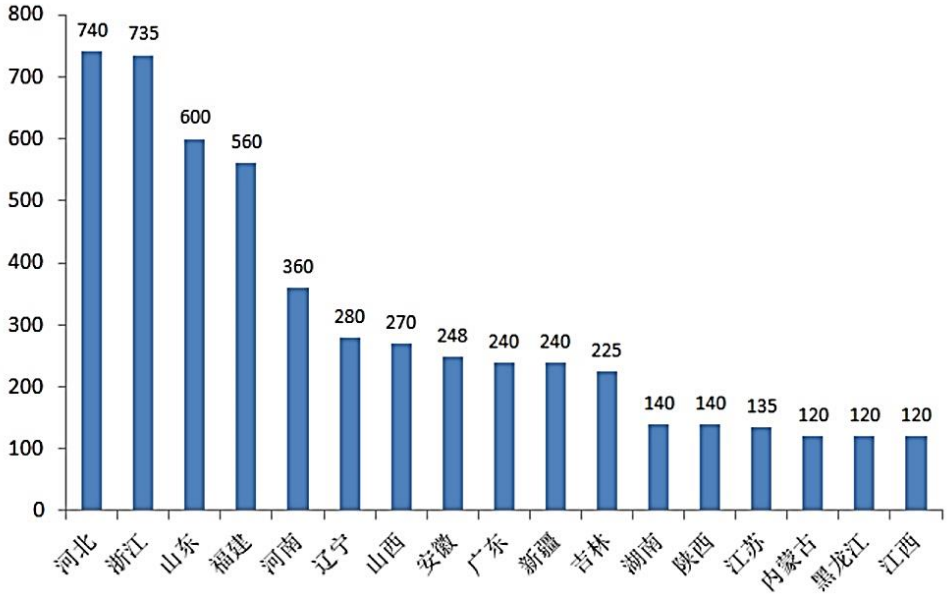


图 15：国内各地在建抽水蓄能装机容量（单位：万千瓦），资料来源：国家能源局

双拐点带来行业东风，吹暖了早已暗动的春江水。此前一直在幕后的抽水蓄能，也将走到台前，成为新能源的第二生命线。

海星　中国能源网　2022-03-31

国家电网开建两座抽蓄电站

本报讯　记者王旭辉报道：3 月 17 日，浙江泰顺、江西奉新抽水蓄能电站项目开工。两项工程总投资 147.73 亿元，总装机容量 240 万千瓦，计划 2030 年竣工投产。

其中，泰顺抽水蓄能电站位于浙江省温州市泰顺县，总装机容量 120 万千瓦，安装 4 台单机容量 30 万千瓦机组，以 2 回 500 千伏线路接入浙江电网，工程总投资 71.34 亿元；奉新抽水蓄能电站位于江西省宜春市奉新县，总装机容量 120 万千瓦，安装 4 台单机容量 30 万千瓦机组，以 2 回 500 千伏线路接入江西电网，工程总投资 76.39 亿元。

据测算，建设两座电站可拉动地方 GDP 超 300 亿元，平均每年增加地方财政收入约 1.2 亿元，提供各类就业岗位 8000 余个；建成投运后，每年可减少原煤消耗 22 万吨，减排二氧化碳 45 万吨，二氧化硫 0.3 万吨，同时每年可稳定增加地方财政收入约 2.2 亿元，经济、社会效益显著。

据统计，包括上述两座电站在内，“十三五”以来，国家电网公司已累计开工建设 23 座抽水蓄能电站，装机容量达 3093 万千瓦，总投资近 1800 亿元；累计投产 7 座抽水蓄能电站，装机容量 765 万千瓦。

中国能源报　2022-03-21

两网加力布局抽水蓄能

核心阅读

电网一方面将发挥在能源系统中的核心枢纽作用，全面、科学地规划布局抽水蓄能电站，另一方面将发挥在电力市场化改革中的平台作用，进一步完善抽水蓄能电站电价形成和疏导机制，推动抽水蓄能又好又快发展。

今年政府工作报告提出，推进大型风光电基地及其配套调节性电源规划建设，加强抽水蓄能电站建设，提升电网对可再生能源发电的消纳能力。

3 月 17 日，浙江泰顺抽水蓄能电站、江西奉新抽水蓄能电站这两座国家电网旗下的抽水蓄能电站开工，预示着国家电网距离其抽水蓄能规划目标又近了一步。按照规划，国家电网“十四五”将新开工 2000 万千瓦以上抽水蓄能电站，2025 年经营区抽水蓄能装机超过 5000 万千瓦，2030 年达到 1 亿千瓦。

南方电网同样雄心勃勃，其规划“十四五”和“十五五”期间分别投产 500 万千瓦和 1500 万千瓦抽水蓄能，2030 年抽水蓄能装机达到 2800 万千瓦左右。

在电化学储能十分火热的当下，电网为何偏爱抽水蓄能，二者又将擦出什么样的火花？

本质上是电网的基本单元

去年以来，国家相继出台抽水蓄能电站电价政策和抽水蓄能中长期发展规划，国家电网公司发布加快抽水蓄能开发建设六项重要举措。政策利好与行业需求双效叠加，抽水蓄能发展持续提速。

业内人士告诉记者，抽水蓄能具备“源网荷储”全要素特性，本质上是电网的基本单元。对于电力系统来说，抽水蓄能的本领大、效益好。

沙利文大中华区合伙人兼董事总经理贾庞告诉记者，电化学储能的发展主要受益于近年来电池产业的快速发展，其具有建设周期较短、选址要求低和规模灵活等特点，但受制于其经济性和安全性，目前无法在电网侧实现大规模推广。

金风低碳能源设计研究院规划研究部高级电力市场研究员杨萌认为，相对于电化学储能而言，

抽水蓄能在电网侧具备以下优势：运营期超过 60 年，大大超过以锂电池为代表的电化学储能；规模大、更适合系统级应用；调控经验比较成熟，调用方便。

“抽水蓄能虽然一定程度上受到选址条件、建设周期较长等方面的限制，但是抽水蓄能的技术成熟、使用寿命长、容量大、运行稳定、成本优势明显，目前依然是电网储能系统中的绝对主流。”贾庞表示。

产业呈现新发展态势

贾庞认为，除了发展规模显著扩大、建设速度大幅加快、与新能源的融合发展更深入等趋势外，未来抽水蓄能建设的新态势还体现在，扩大社会资本参与、价格机制改革激活市场等方面。

“例如，国家电网已经明确表示将向社会开放拟建的抽水蓄能项目，合作模式一厂一议、灵活选择，社会资本可参可控。对于有意愿有能力的社会资本，可由社会资本控股并建设管理电站，与社会各方力量建立共建共享机制，实现合作共赢。”贾庞向记者表示。

据贾庞介绍，广东省明确了储能、抽水蓄能电站的费用和需求侧响应等相关费用，由直接参与市场交易和电网企业代理购电的全体工商业用户共同分摊。这有利于成本疏导到下游全体工商业用户，意味着电网企业或抽蓄电站投资方将获取一定水平的投资回报，其扩大投资规模的动力将大幅提升。

“既可以在较长周期内峰谷套利，也可以提供几乎所有的辅助服务，盈利模式灵活。”杨萌同样认为，抽水蓄能作为最成熟的大规模长周期储能，是电力系统重要的灵活性资源。在灵活性容量的激励机制建立后，抽水蓄能的投资将通过提前约定容量的方式得以保障。

电网两方面引领产业发展

在碳达峰碳中和目标指引下，新型电力系统的核心特征是新能源成为电力供应的主体。储能装置可以有效地平抑风、光等可再生能源产生的功率波动，使可再生能源变得相对可控。

贾庞直言，未来，电网预计将从两大方面来推动抽水蓄能电站更好更快建设。一方面，发挥电网的能源系统核心枢纽作用，全面、科学地规划布局抽水蓄能电站，避免站点规划与生态红线划定、国土空间规划等方面协调不够，影响抽水蓄能电站建设进程和综合效益的充分发挥；另一方面，发挥电网在电力市场化改革中的平台作用，进一步完善抽水蓄能电站电价形成和疏导机制，推动电站平等参与电力中长期交易、现货市场交易和辅助服务市场或辅助服务补充机制，使抽水蓄能电站通过市场回收成本、获得收益。

杨萌表示，随着抽水蓄能电价瓶颈的解决，国家电网和南方电网对于抽水蓄能的开发热情空前高涨，但项目前期验证规划的手续仍较为复杂，建议简化流程，并进一步提高投资收益的确定性。

本报记者 韩逸飞　中国能源报　2022-03-21

风能

法国将新建两座漂浮式海上风电场

法国总理卡斯泰 14 日宣布，启动在地中海沿岸建设两座漂浮式海上风电场的招标程序。这两座风电场项目预计将于 2023 年定标，2030 年前投入使用。

法国生态转型部 14 日发表新闻公报说，这两座海上风电场装机容量均为 250 兆瓦，各占约 50 平方公里的面积。两座风电场附近还将分别建设 500 兆瓦装机容量的扩建项目，扩展部分占地各约 100 平方公里。两座风电场及扩建项目的总发电量将可满足约 290 万居民用电。

公报说，这两座风电场位置分别确定在奥德省纳尔博纳区附近海域和罗讷河口省滨海福斯市附近海域，距离海岸线均超过 22 公里。法国政府正在进行相关环境评估，特别是罗讷河口省滨海福斯市附近海域风电场项目对海湾候鸟的影响，如果环评结果不通过，这个风电场将不得不改建到其他

位置。

根据“法国 2030”计划，法国将投入 3 亿欧元专项资金用于发展漂浮式海上风电行业。法国海上风电发展目标是，从 2025 年起每年新增部署容量 2 吉瓦，到 2050 年可用容量达到 40 吉瓦。

陈晨　新华社　2022-03-16

浮式海上风电“风靡”全球

随着越来越多的国家进军浮式海上风电领域，多家行业研究机构预测认为，到 2050 年，全球浮式海上风电装机总量将达 2.64 亿千瓦，在海上风电装机总量中的占比将达到 15%，浮式海上风电有望成为全球海上可再生能源的主要组成部分。

本报讯 近日，法国宣布，将在地中海海域开发总装机容量为 50 万千瓦的浮式海上风电项目。据悉，这是法国首次提出浮式海上风电场建设计划。

法国政府认为，发展海上风电不仅将有助于能源低碳转型，还将加强本土能源供应安全。

今年 2 月，法国上调了海上风电发展目标，到 2050 年，要将其海上风电装机量提高至 4000 万千瓦，将利用至少 3 亿欧元的资金支持浮式海上风电产业发展，并将进一步推进港口基础设施建设和相关设备制造。

根据全球风能委员会的统计，浮式海上风电目前正在全球“走红”。除法国外，日本、韩国、英国等国也都推出了浮式海上风电竞标计划，拟利用浮式海上风电达成脱碳目标。中国也是浮式海上风电的“先行者”之一，明阳智能、海装风电等多家整机制造商均已启动了浮式海上风机的研发，并在广东等省份运营示范项目。

一直以来，浮式海上风电以其风速高、场址灵活等优势受到业界青睐，由于各国海域地理条件不同，传统固定式海上风电建设很可能受空间场址限制，浮式海上风电技术的突破为海洋低碳能源的发展带来了新机会。有统计显示，全球范围内，深远海区域内的浮式海上风电装机规模最高可达到固定式海上风电的 4 倍左右。

全球风能委员会在其最新发布的浮式海上风电报告中指出，浮式海上风电很可能成为海上风电市场新的增长点，对于缺乏固定海上风电场址资源的国家来说，浮式海上风电更是将为当地带来大量的低碳电力就业机会。

根据预测，爱尔兰、意大利、摩洛哥、菲律宾和美国这五个缺乏固定式海上风电场址的国家所拥有的的浮式海上风电潜力能够达到 3.86 亿千瓦，对满足本土能源需求将有巨大助力。

以意大利为例，该国陆上风电建设屡屡受阻，近海区域固定式海上风电也没有足够的建设空间，业界普遍预测认为，浮式海上风电很可能成为意大利风电的发展方向。

不过，虽然浮式海上风电风头正劲，但多家行业研究机构却也指出，全球浮式海上风电行业仍处于商业化初期发展阶段，即使在全球范围内，成本高昂仍是浮式海上风电面临的主要障碍。

行业研究机构 DNV 发布的报告显示，目前已经建成的浮式海上风电场的平均度电成本与传统固定式海上风电相比，高出了 3 倍以上。

DNV 指出，浮式海上风电降本可通过扩大风电场、降低风机制造成本等途径实现。与此同时，随着技术进步、供应链优化，浮式海上风电的建造成本也有望大幅下降。另外，预计到 2030 年，浮式海上风电项目的运营成本有望与传统固定式海上风电项目持平。

在全球风能委员会首席执行官 Ben Backwell 看来，未来能源系统中，固定式海上风电、光伏、氢能以及浮式海上风电都将起到重要作用，成熟的浮式海上风电技术是实现这一目标的关键。全球风能委员会呼吁各国，尽快出台针对浮式海上风电的支持政策，增加对电网等相关配套设施的投资。

李丽旻　　中国能源报　2022-03-21

全球海上风电业大“风”来袭

长期以来，海上风力发电场一直受到欧洲人的青睐。第一个风力发电场是 1991 年在“风能之都”丹麦的海岸外建造的。在欧洲水域，超过 5400 台并网涡轮机的发电量约为 25 千兆瓦，占目前全球海上风电发电量的 70%以上。

到 2025 年，海上风电将占全球风能总量的 1/5。不仅仅在欧洲，世界各地越来越多的国家正在制定海上风电发展计划新愿景。

根据全球风能委员会（GWEC）的数据，去年，海上风能投资首次超过海上石油和天然气。　据世界风电权威媒体《风能月刊》去年 9 月发布的一份报告，预计 2021 年至 2025 年间，全球将安装超过 70 吉瓦（GW）的海上风电装机容量，这意味着其在所有风能中的份额将从目前的 6.5%飙升至 21%。

越南漫长海岸线带来风力发电优越性

越南是亚洲极有潜力的海上风能市场之一，其 3000 公里的漫长海岸线可带来的风力资源估计为 475GW。据越南媒体 23 日报道，根据《第八个电力规划草案》，到 2030 年，越南将海上风电容量从 1GW 增加到 4GW。

根据世界银行的越南海上风电路线图，到 2030 年，越南的海上风电装机容量将达到 5—19GW，为国家创造约 600 亿美元的总附加值。

越南希望根据《第八个电力规划草案》在未来大幅削减燃煤发电量，而风力发电被认为是填补这一空白的理想选择。

此外，在亚洲，被 GWEC 预测为快速增长的海上风电市场也包括日本，该国在 2020 年安装了 65 兆瓦（MW）的海上风电场。政府和业界在 2020 年底就其海上风能愿景达成一致，计划在 2030 年将国内海上风电装机量扩大至 10GW，到 2040 年达到 45GW。

美国首个大型海上风电场开工建设

虽然美国拥有发达的陆上风电产业，但其首个海上风电设施——30MW 的布洛克岛风电场直到 2016 年底才开始商业运营。

据美国消费者新闻与商业频道近日报道，被称为美国“第一个商业规模的海上风电场”的项目已于 18 日破土动工，标志着美国刚刚起步的海上风电行业又向前迈进了一步。

据报道，这一名为 Vineyard Wind1 的海上风电场，位于马萨诸塞州科德角附近的玛莎葡萄园岛 24 公里外的水域，预计发电量达 800MW，将在 2023 年开始向电网供电，每年估计可减少超过 160 万吨碳排放量，相当于每年减少 32.5 万辆道路汽车的排放量。

2021 年 3 月，美国能源部、内政部和商务部表示，希望到 2030 年推出 30GW 的海上风电，希望此举能创造数千个工作岗位并释放数十亿美元的投资。

海上风电场建设挑战与机遇并存

事实上，海上风电场虽然具有不受陆地土地面积限制、风力资源丰富等众多优点而受到各方追捧，但其建造和运营并非易事。沿海深海床、不规则的冰川和其他自然障碍阻碍了海上风电场的扩建，从准确测量海底到在深水中建造浮动式基础，重重挑战正考验着科学家和工程师的勇气。

美国伍兹霍尔海洋研究所的地球物理学家丹·利扎拉德表示，风力发电场不在海岸上，房屋大小的巨石和像大峡谷一样深的海底沟渠使安装涡轮机不仅具有挑战性，而且往往变成“不可能”。声呐可以发现海底裸露的巨石，但却很难探测到埋藏在地下的物体，它们的存在可能会严重阻碍涡轮机的安装。

美国马萨诸塞大学阿默斯特分校土木工程教授桑贾伊·阿尔韦德说，除了密切关注岩石，开发商还必须调查海底本身的特性，比如它的坡度和成分。大多数海上风力涡轮机通过基础与海底刚性连接，基础的设计取决于当地情况。常见的设计包括所谓的单柱(插入海底的一根长长的中空管道)、导管架基础(固定在海底的三条或四条腿的结构)和重力底座(位于海底的一个大质量，通常是一块混凝

土)。因此，有必要对地质情况和岩土特性进行现场勘查，以保证设计工程师顺利工作。

此外，海洋环境也带来其他挑战。在海上安装和维护风力涡轮机需要一艘船、专门的设备和专业的潜水员。海浪对涡轮机基础施加压力，而风暴，如东北风和飓风，可能激起更大的海浪，从而冲击发电设备，这会增加材料和人力的成本。

尽管如此，随着科学家和工程师们的共同努力，克服海洋地形和新技术所带来的问题之后，海上风力发电的进步必定是突飞猛进的。

实习记者 张佳欣　科技日报　2022-03-22

国内首个百万千瓦级海上风电场今年已累计发电 10 亿度

记者从三峡集团获悉，截至 3 月 25 日 11 时 52 分，国内首个百万千瓦级海上风电场——三峡阳江沙扒海上风电场 2022 年已累计安全生产清洁电能 10 亿千瓦时，可替代标准煤 30.76 万吨，减少二氧化碳排放 84 万吨，相当于种植 3309 公顷阔叶林，为粤港澳大湾区建设再添绿色发展动能。

三峡阳江沙扒海上风电场是三峡集团在粤首个海上风电项目，由三峡集团所属中国三峡新能源（集团）股份有限公司投资建设。项目位于广东省阳江市沙扒镇海域，总装机容量 200 万千瓦，共布置 315 台海上风电机组、4 座海上升压站以及近 1000 公里的海底电缆。每年可为粤港澳大湾区提供约 56 亿千瓦时的清洁电能，可满足约 240 万户家庭年用电量，减排二氧化碳约 480 万吨。

三峡阳江沙扒海上风电场项目创下国内单体容量最大的海上升压站、国内同等容量下重量最轻的海上升压站等多个“全国之最”和全球首台抗台风型漂浮式海上风电机组的“世界之最”，为探索更适合南海海域海上风电建设施工技术方案积累了宝贵经验。

作为目前国内最大的海上风电开发运营企业，三峡集团实施“海上风电引领者”战略，推进集中连片规模化海上风电开发，推动清洁能源跨越式、高质量发展，持续做大做强海洋经济，服务海洋强国战略。（科技日报何亮）

何亮　科技日报　2022-03-28

浮式海上风电火遍全球

随着越来越多的国家进军浮式海上风电领域，多家行业研究机构预测认为，到 2050 年，全球浮式海上风电装机总量将达 2.64 亿千瓦，在海上风电装机总量中的占比将达到 15%，浮式海上风电有望成为全球海上可再生能源的主要组成部分。

近日，法国宣布，将在地中海海域开发总装机容量为 50 万千瓦的浮式海上风电项目。据悉，这是法国首次提出浮式海上风电场建设计划。

法国政府认为，发展海上风电不仅将有助于能源低碳转型，还将加强本土能源供应安全。

今年 2 月，法国上调了海上风电发展目标，到 2050 年，要将其海上风电装机量提高至 4000 万千瓦，将利用至少 3 亿欧元的资金支持浮式海上风电产业发展，并将进一步推进港口基础设施建设和相关设备制造。

根据全球风能委员会的统计，浮式海上风电目前正在全球“走红”。除法国外，日本、韩国、英国等国也都推出了浮式海上风电竞标计划，拟利用浮式海上风电达成脱碳目标。中国也是浮式海上风电的“先行者”之一，明阳智能、海装风电等多家整机制造商均已启动了浮式海上风机的研发，并在广东等省份运营示范项目。

一直以来，浮式海上风电以其风速高、场址灵活等优势受到业界青睐，由于各国海域地理条件不同，传统固定式海上风电建设很可能受空间场址限制，浮式海上风电技术的突破为海洋低碳能源的发展带来了新机会。有统计显示，全球范围内，深远海区域内的浮式海上风电装机规模最高可达到固定式海上风电的 4 倍左右。

全球风能委员会在其最新发布的浮式海上风电报告中指出，浮式海上风电很可能成为海上风电市场新的增长点，对于缺乏固定海上风电场址资源的国家来说，浮式海上风电更是将为当地带来大量的低碳电力就业机会。

根据预测，爱尔兰、意大利、摩洛哥、菲律宾和美国这五个缺乏固定式海上风电场址的国家所拥有的的浮式海上风电潜力能够达到 3.86 亿千瓦，对满足本土能源需求将有巨大助力。

以意大利为例，该国陆上风电建设屡屡受阻，近海区域固定式海上风电也没有足够的建设空间，业界普遍预测认为，浮式海上风电很可能成为意大利风电的发展方向。

不过，虽然浮式海上风电风头正劲，但多家行业研究机构却也指出，全球浮式海上风电行业仍处于商业化初期发展阶段，即使在全球范围内，成本高昂仍是浮式海上风电面临的主要障碍。

行业研究机构 DNV 发布的报告显示，目前已经建成的浮式海上风电场的平均度电成本与传统固定式海上风电相比，高出了 3 倍以上。

DNV 指出，浮式海上风电降本可通过扩大风电场、降低风机制造成本等途径实现。与此同时，随着技术进步、供应链优化，浮式海上风电的建造成本也有望大幅下降。另外，预计到 2030 年，浮式海上风电项目的运营成本有望与传统固定式海上风电项目持平。

在全球风能委员会首席执行官 Ben Backwell 看来，未来能源系统中，固定式海上风电、光伏、氢能以及浮式海上风电都将起到重要作用，成熟的浮式海上风电技术是实现这一目标的关键。全球风能委员会呼吁各国，尽快出台针对浮式海上风电的支持政策，增加对电网等相关配套设施的投资。

李丽旻　中国能源网　2022-03-26

德媒报道：中国风电产业正走向世界市场

核心提示：伍德麦肯兹咨询公司的分析师总结说，到目前为止，中国供应商主要专注于国内市场，但未来几年可能会在国际上展开更多竞争。

据德国“中国平台”网站 3 月 29 日报道，由于俄乌冲突，欧盟希望加快发展可再生能源。其中，风力发电发挥着重要作用。到 2030 年，欧盟的风电装机容量应达到 480 吉瓦。在俄乌冲突发生前，欧盟计划装机容量为 450 吉瓦。因此，2030 年的目标又增加了 30 吉瓦。

报道称，人们可能会认为，欧洲风电行业将迎来黄金时期。但是，来自中国的竞争者正进一步挤进世界市场，并可能受益于欧洲风电的扩张。因此，欧洲工业界已经警告可能会失去市场份额。然而，目前还不用担心出现德国太阳能产业因来自远东地区的竞争而被彻底取代那样的局面。

报道指出，近年来，中国风电产业发展迅速。全球制造的风力涡轮机部件有一半是中国生产的。十大制造商中有 6 家来自中国。欧洲从中国进口的风力涡轮机价值从 2019 年的 2.11 亿欧元（1 欧元约合 7.06 元人民币——本网注）增至去年的 4.11 亿欧元。与此同时，欧洲的竞争力正在减弱。去年，欧洲 5 家制造商中有 4 家亏损。它们都在关闭工厂并裁员。

报道称，欧洲风能产业似乎面临着与太阳能产业相同的命运。但现在下这个结论还为时过早。全球 5 家最大的风电公司有两家来自欧洲，它们是维斯塔斯和西门子歌美飒。尽管进口增加，但中国公司在欧洲的地位尚未巩固。中国巨大产量的最大一部分被中国用于自身的大规模风电建设。但正是这种大规模的扩张让欧洲的风能产业感到恐惧。强大的国内基础也可以推动国际扩张。中国供应商以无与伦比的价格参与竞争，并在技术上也迎头赶上。

报道指出，庞大的国内市场对中国供应商非常有利。伍德麦肯兹咨询公司的李晓阳说：“庞大的产能使中国在风能市场上具有重要的竞争优势。”德国的行业代表也关注事态发展。德国联邦风能协会执行董事沃尔弗拉姆·阿克斯特黑尔姆说：“在中国市场上，中国制造商已经达到了欧洲的技术水平。我们过去曾经看到过中国公司如何挤进新市场。”

由于当地的需求不够高，欧洲的这一行业与中国相比处于劣势。在世界市场上，欧洲工业的市场份额已经被中国抢走。德国联邦风能协会说，中国供应商越来越多地赢得在欧洲建设风力发电厂

的订单，例如在意大利、法国、克罗地亚和塞尔维亚。

报道指出，在中国供应商加强竞争力的同时，欧洲公司正在失去中国市场的份额。2021 年外国风力涡轮机制造商在中国的安装量减少了一半。外国公司在中国建设陆上风力发电厂的成本几乎是国内供应商的两倍。伍德麦肯兹咨询公司的数据显示，2021 年中国的风力涡轮机价格下降了 24%。该公司预计，2022 年它们的价格将进一步下降 20%。

报道认为，竞争力的提升有利于中国供应商的全球扩张。伍德麦肯兹咨询公司的分析师总结说，到目前为止，中国供应商主要专注于国内市场，但未来几年可能会在国际上展开更多竞争。

参考消息网　2022-03-31

氢能、燃料电池

“固废+能源”协同制氢，佛山南海将建年产 2200 吨制氢项目

在国家“双碳”目标之下，氢能作为清洁能源，在未来将会发挥更加重要的作用。作为佛山环保企业的瀚蓝环境公司，积极探索氢能产业“制、加、用”一体化模式，年内将建设一个年产量约 2200 吨氢气的制氢项目，助力氢能产业的发展。

餐厨垃圾产生的沼气，是制氢的原料气之一。餐厨垃圾通过厌氧发酵后所产生的沼气，经过生物脱硫提纯后，再通过加压风机送至制氢站进行下一步提炼。

位于南海的瀚蓝环境公司，目前已拥有餐厨处理、制沼气、加氢服务、氢能化运营等产业。近期，企业通过整合资源，把产业之间的环节打通，争取在年底建成一个年产量约 2200 吨氢气的制氢项目，打造“制、加、用”一体化模式。

“生产过程中无增加碳排放，产生的氢气为绿氢，结合氢能工业、交通运输等领域的应用，对传统能源的替代效应，该项目达产后，预计可以减少二氧化碳排放近 100 万吨，有效提升产业园资源综合利用效率和价值，减少土地资源占用。”瀚蓝（佛山）新能源运营有限公司总经理高同乐说到，“另一方面，项目具备价格和供应优势，有助于推进氢能源汽车推广应用”。

据了解，瀚蓝环境公司目前已在佛山运营 5 座加氢站，合计加氢能力为 3.5 吨/日。新项目将会通过氢气管道，连通瀚蓝桃园加氢站，依托加氢站进行外销。制氢项目建成后，将实现本地化生产（制氢），推动所属的环卫车辆使用氢能，进一步探索在工业领域的应用。

佛山电视台　2022-03-19

绿氢产业政策要“打补丁”

本报讯 国际可再生能源署(IRENA)近日发布报告称，在全球各国争相寻求实现净零排放目标的背景下，预计未来绿氢需求将大幅增长，但目前绿氢市场仍处于初级阶段，政策制定主要集中于交通运输领域的应用，对化工和钢铁制造等难以减排的行业关注较少，因此，需通过完善绿氢产业政策，最大程度发挥绿氢的脱碳价值。

IRENA 知识、政策和金融中心主任 Rabia Ferroukhi 表示，根据测算，全球氢能项目将为《巴黎协定》的气候目标贡献约 10%的温室气体减排量，因此，需要更多的政策支持助推绿氢项目进一步发展。

报告认为，全球范围内，海运、钢铁、化工等不同工业部门对绿氢愈发重视，氢能的终端用户规模正在迅速扩大。除了交通运输部门，工业脱碳也是当今绿氢发展的重要领域。

IRENA 技术专家 Emanuele Bianco 表示，目前，工业已经成为氢能的主要消费领域，但需要注意的是，从基于化石燃料制备的灰氢转向可再生能源制取的绿氢，需要进一步的产业政策支持。

报告以欧盟为例指出，欧盟已将氢能视为帮助重工业脱碳和摆脱天然气进口依赖的关键，这将催生出巨大的绿氢需求。然而，绿氢在工业领域的应用仍受到成本、技术壁垒、缺乏市场和目标政策缺失等因素阻碍。

报告估计，现阶段，绿氢的生产成本约为每公斤 4 美元-6 美元，而灰氢仅为每公斤 1 美元-2 美元。与此同时，传统氨气价格在 250 美元/吨-450 美元/吨左右，而用绿氢合成氨的生产成本大约为每吨 500 美元-625 美元，制甲醇的成本约为每吨 100 美元-400 美元，均高于采用传统方法制氨和制甲醇。

绿氢和绿色产品的高成本意味着，如果想在 2050 年前实现净零排放，政策制定者需要推出一整套完善的措施，帮助绿氢产业降低生产成本，提高绿氢竞争力。

对此，IRENA 在报告中建议，应尽快制定绿氢在工业领域应用的相关政策目标，明确脱碳战略路线，同时，还应变革税收制度，加大拨款和资金支持力度，激励绿氢产业发展。

此外，报告强调，随着绿氢需求在世界不同地区涌现，绿氢工业应用规模将持续增长，在此基础上，需要建立一个全球性跟踪认证机制，进一步促进全球绿氢市场的可持续发展。

仲蕊　中国能源报　2022-03-21

介绍氢能产业发展中长期规划（2021—2035 年）有关情况

3 月 23 日，国家发展改革委举行专题发布会，介绍氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）有关情况。国家发展改革委高技术司副司长王翔、国家能源局科技司副司长刘亚芳出席，介绍我委印发的《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》有关情况并就媒体关注的热点问题，回答了记者提问。

王翔：氢能是一种来源丰富、绿色低碳、应用广泛的二次能源，对减少二氧化碳等温室气体排放、实现碳达峰碳中和目标具有重要意义。习近平总书记在中共中央政治局第三十六次集体学习上强调，要把促进新能源和清洁能源发展放在更加突出的位置，积极有序发展氢能源。

当前，一些主要的发达国家和经济体已将氢能视为能源转型的重要战略选择，持续加大投入、加强布局，抢占氢能产业发展制高点。

我国可再生能源装机量居于世界首位，在清洁低碳氢能源供给上具有巨大潜力，氢能产业发展态势总体良好，已初步掌握氢能制备储运加注、燃料电池等关键技术，在部分区域开展了燃料电池汽车示范应用；在刚刚结束的北京冬奥会和冬残奥会上，氢能成为“绿色办奥”理念的重要体现。“飞扬”火炬采用清洁低碳氢能作为燃料；冬奥赛区共投入氢燃料电池汽车 1000 余辆，配套建设加氢站 30 余座，全面实现交通领域绿色用能。

同时，我们也要清醒认识到，我国氢能产业仍然处于发展初期，面临产业创新能力不强、技术装备水平不高、支撑产业发展的基础性制度滞后等诸多挑战，需加强顶层设计，引导产业健康有序发展。

为深入贯彻落实党中央、国务院决策部署，系统谋划和整体推进我国氢能产业高质量发展，经报请国务院同意，国家发展改革委、国家能源局编制印发了《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》。下面，我简要介绍《规划》的主要内容。

一、明确氢能产业发展定位

《规划》明确了氢的能源属性，并从三方面阐述氢能产业的发展定位。

（一）氢能是未来国家能源体系的重要组成部分。氢能与电能类似，是常见的二次能源，需要通过一次能源转化获得；不同之处在于，氢能的能量密度高、储存方式简单，是大规模、长周期储能的理想选择，为可再生能源规模化消纳提供了解决方案。随着燃料电池等氢能利用技术逐渐成熟，氢能-热能-电能将实现灵活转化、耦合发展。

（二）氢能是用能终端实现绿色低碳发展的重要载体。氢能具有清洁低碳属性和跨界应用潜力，

可广泛应用于交通、工业等领域，例如燃料电池车辆、氢能冶金等；同时，也是高耗能、高排放行业的优质替代能源。通过广泛推广氢能在用能终端的应用，将有效减少温室气体排放。

（三）氢能产业是战略性新兴产业重点发展方向。氢能产业技术密集、覆盖面广、带动效益强。通过坚持创新驱动发展，持续加强产业创新体系建设，不断突破核心技术和关键材料瓶颈，能够实现产业链良性循环，氢能产业规模预计持续增长，将为我国经济高质量发展注入新动能。

二、明确氢能产业发展总体要求

《规划》明确要求紧扣实现碳达峰、碳中和目标，贯彻“四个革命、一个合作”能源安全新战略，坚持“创新引领、自立自强，安全为先、清洁低碳，市场主导、政府引导，稳慎应用、示范先行”的基本原则，推动氢能产业健康、有序、可持续发展。

一是坚持创新引领。氢能产业链长、技术难度大，与国际领先水平相比，我国在关键基础材料、核心零部件，以及氢安全科学机理、专业人才等方面，均有较大提升空间。《规划》将创新摆在产业发展的核心位置，聚焦氢能制备、储存、输运、应用全链条，突破关键核心技术，提升装备自主可控能力，促进产业链创新链深入融合发展。

二是坚持绿色低碳。解决氢从哪里来的问题是氢能产业发展的基础，不新增碳排放是发展氢能产业的前提。我国工业副产氢工艺成熟、成本较低，近期仍将是主要氢源。但从长远发展看，可再生能源制氢规模潜力更大，更加清洁可持续，随着成本下降，将成为重要氢源。为此，《规划》明确，构建清洁化、低碳化、低成本的多元制氢体系，重点发展可再生能源制氢，严格控制化石能源制氢。

三是坚持安全为先。氢是无色无味气体且极易燃烧，一旦泄漏，可能在周边人员尚未察觉之时发生爆燃、爆炸。因此，必须把安全作为氢能产业发展的内在要求，建立健全氢能安全监管制度和标准规范，强化对氢能制、储、输、用等全产业链重大安全风险的预防和管控，提升全过程安全管理水平。

四是坚持稳慎有序。当前，我国氢能产业在创新能力、技术水平和基础设施建设等方面存在明显短板，发展步伐不宜过快，须立足我国氢能产业发展基础和资源禀赋条件，统筹考虑氢能供应能力、经济性和市场空间等因素，科学优化产业布局，引导产业规范发展。

三、明确氢能产业发展目标

“十四五”时期的发展目标是：初步建立以工业副产氢和可再生能源制氢就近利用为主的氢能供应体系；燃料电池车辆保有量约 5 万辆，部署建设一批加氢站，可再生能源制氢量达到 10-20 万吨/年，实现二氧化碳减排 100-200 万吨/年。

《规划》还展望了 2030 年和 2035 年发展目标。到 2030 年，形成较为完备的氢能产业技术创新体系、清洁能源制氢以及供应体系，产业布局合理有序，有力支撑碳达峰目标实现。到 2035 年，形成氢能多元应用生态，可再生能源制氢在终端能源消费中的比例明显提升，对能源绿色转型发展起到重要支撑作用。

四、明确氢能产业发展具体任务

围绕氢能制、储、输、用各关键环节，以及氢安全和公共服务等，《规划》提出了 4 方面任务。

一是构建氢能产业创新体系。围绕氢能高质量发展重大需求，准确把握氢能产业创新发展方向，聚焦短板弱项，持续加强基础研究、关键技术和颠覆性技术创新，推动建设专业人才队伍，构建多层次、多元化创新平台，形成更加协同高效的创新体系，不断提升氢能产业竞争力和创新力。

二是推动氢能基础设施建设。统筹全国氢能产业布局，合理布局制氢设施，稳步构建储运体系，统筹规划加氢网络，加快构建安全、稳定、高效的氢能供应网络。

三是稳步推进氢能示范应用。坚持市场导向，合理布局、把握节奏，有序推进氢能在交通领域的示范应用，拓展在储能、工业等领域的应用，加快探索形成有效的氢能商业化发展路径。

四是完善政策和制度保障体系。建立健全氢能管理、基础设施建设、可再生能源制氢支持性电价等政策；建立完善氢能质量、安全、基础设施、多元应用等领域标准；加强氢能制、储、输、用全链条安全监管。

五、《规划》实施的保障措施

氢能产业发展是一项涉及面广、综合性强的系统工程。为推动各项目标和重点任务顺利完成，《规划》从以下几个方面提出保障措施。

一是做好统筹协调。建立氢能产业发展部际协调机制，协调解决重大问题，研究制定相关配套政策。

二是打造“1+N”政策体系。坚持以规划为引领，聚焦氢能产业发展的关键环节和重大问题，制定出台相关政策，形成“1+N”政策体系，推动各项规划任务贯彻落实。

三是营造良好环境。积极开展氢能安全生产宣传，加强氢能科学知识普及，引导社会舆论，推动形成社会共识。

四是强化落地见效。优化财政金融支持，稳步开展试点示范，及时总结好经验、好做法并逐步推广。切实抓好督导评估，确保氢能产业阶段性目标和整体战略任务落地落实。

答记者问

央视财经记者：《规划》对碳达峰碳中和工作有何推动作用？

王翔：2021 年已印发的关于做好碳达峰碳中和工作的意见和 2030 年前碳达峰行动方案，是碳达峰、碳中和“1+N”政策体系的“1”，均对氢能产业发展作出明确部署，要求统筹推进氢能“制储输用”全链条发展，加快氢能技术研发和示范应用，探索在工业、交通运输、建筑等领域规模化应用。

本次发布的《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》是碳达峰、碳中和“1+N”政策体系“N”之一，全面对标对表党中央、国务院重大决策部署，紧扣碳达峰、碳中和目标。统筹谋划、整体布局氢能全产业链发展，既是能源绿色低碳转型的重要抓手，也为碳达峰、碳中和目标实现提供了有力支撑。具体表现在以下几个方面：

一是能源供给端，氢能与电能类似，长远看，将成为未来清洁能源体系中重要的二次能源。一方面，氢能能量密度高、储存方式简单，是大规模、长周期储能的理想选择，通过“风光氢储”一体化融合发展，为可再生能源规模化消纳提供解决方案。另一方面，随着燃料电池等氢能利用技术开发成熟，氢能-热能-电能将实现灵活转化、耦合发展。

二是能源消费端，氢能是用能终端实现绿色低碳转型发展的重要载体。从生产源头上加强管控，严格限制化石能源制氢、鼓励发展可再生能源制氢，赋予了氢能清洁低碳这一关键属性。扩大清洁低碳氢能在用能终端的应用范围，有序开展化石能源替代，能够显著降低用能终端二氧化碳排放。例如，推广燃料电池车辆，减少交通领域汽油、柴油使用；将氢能作为高品质热源直接供能，减少工业领域化石能源供能，直接推动能源消费绿色低碳转型。

三是工业生产过程，氢气是重要的清洁低碳工业原料，应用场景丰富。例如，作为还原剂，在冶金行业替代焦炭；作为富氢原料，在合成氨、合成甲醇、炼化、煤制油气等工艺流程替代化石能源等。通过逐步扩大工业领域氢能应用，能够有效引导高碳工艺向低碳工艺转变，促进高耗能行业绿色低碳发展。

南方都市报记者：目前我国制氢原料以化石能源为主导，制氢过程会导致二氧化碳排放量快速增加，但是氢气在燃烧后产生的氢能却是零碳排放的清洁能源。那么请问，氢能产业发展对实现双碳目标的影响总体上是以正面为主还是负面为主？目前我国制氢过程会产生大量二氧化碳，请问规划对发展清洁低碳氢源做出了哪些部署？

刘亚芳：一是确定了氢能清洁低碳发展原则。着力构建清洁化、低碳化、低成本的多元制氢体系，重点发展可再生能源制氢，严格控制化石能源制氢。

二是制定了氢能绿色低碳发展目标。规划到 2025 年，可再生能源制氢成为新增氢能消费的重要组成部分；2030 年，形成较为完备的清洁能源制氢及应用体系；2035 年，可再生能源制氢在终端能源消费中的比重明显提升，对能源转型发展起到重要支撑作用。

三是部署了可再生能源制氢相关领域的技术攻关任务。我们将持续推进绿色低碳氢能制取、储存、运输、加注和应用等各环节关键核心技术研发，加快提高可再生能源制氢转化效率和单台装置

制氢规模，持续开展光解水制氢等氢能科学机理研究，构建氢能产业高质量发展的技术体系。

四是统筹推进清洁、低碳、低成本制氢产业体系建设。结合资源禀赋特点和产业布局，因地制宜选择和发展制氢技术。在焦化、氯碱、丙烷脱氢等行业集聚地区，优先利用工业副产氢；在可再生资源丰富地区，优先开展可再生能源制氢示范，逐步扩大应用规模；同时，将推进固体氧化物电解池制氢、光解水制氢、海水制氢、核能制氢等技术研发。

五是完善支持氢能绿色低碳发展的政策与制度保障体系。研究探索可再生能源发电制氢支持性电价政策，完善可再生能源制氢市场化机制，推动完善清洁低碳氢能标准体系。

目前虽然我国现有氢气供应体系以化石能源制氢为主，但我国可再生能源发电装机规模全球第一，在清洁低碳的氢能供给上具有巨大潜力，这也是《规划》明确鼓励支持的方向。下一步，我们将会同相关部门，按照规划的有关部署，鼓励在风光水电资源丰富地区，开展可再生能源制氢示范，相信未来可再生能源制氢在终端能源消费中的比重会不断提升，为碳达峰、碳中和目标的实现提供有力支撑。

证券时报记者：目前来看，制氢、储氢、运氢及应用还未形成高效完备的产业链，在部分技术装备与国际一流水平尚有差距。如何推进氢能产业链的完善与建设，以及氢能技术装备的研究发展？

王翔：目前，我国氢能产业处于发展初期，相较于国际先进水平，仍存在产业创新能力不强、技术装备水平不高、部分关键核心零部件和基础材料依赖进口等问题。因此，必须坚持创新发展道路，加大对科技创新和产业创新的支持力度，不断突破关键核心技术并在市场应用中迭代升级，才能够实现从“跟跑”到“并跑”乃至“领跑”的转换，从而保持产业链供应链安全稳定。

要形成高效完备的产业链，关键是要围绕产业链部署创新链，坚持《规划》提出的“创新引领、自立自强”原则，围绕氢能产业高质量发展重大需求，准确把握产业创新发展方向，聚焦短板弱项，适度超前部署一批关键核心技术突破项目，持续加强基础研究、关键技术和颠覆性技术创新，建立健全更加协同高效的创新体系，不断提升氢能产业竞争力和创新力。

《规划》从四个方面对氢能产业链创新能力建设进行部署：一是聚焦关键核心技术。推进绿色低碳氢能制、储、输、用各环节关键核心技术研发，持续推动氢能先进技术、关键设备、重大产品示范应用和产业化发展，构建氢能产业高质量发展技术体系。二是聚焦创新支撑平台。围绕氢能产业重点领域和关键环节，构建多层次创新平台，包括：支持龙头企业牵头，布局产业创新中心、工程研究中心、技术创新中心、制造业创新中心等创新平台，开展关键技术开发与产业化应用；支持高校、科研院所等发挥科研能力优势，建设重点实验室、前沿交叉研究平台，开展氢能基础研究和前瞻性技术研究。三是聚焦专业人才队伍。支持引进和培育氢能技术及装备专业高端人才；建立健全人才培养培训机制，加快推进学科专业建设，逐步扩大氢能创新研发人才群体；鼓励职业院校开设相关专业，夯实技术技能人才和从业人员基础。四是聚焦国际合作机遇。充分利用国内市场优势，因势利导开展氢能科学和技术国际联合研发，推动氢能全产业链技术、材料和装备创新合作，构建国际氢能创新链、产业链。

下一步，我们将坚持创新驱动发展，采用“揭榜挂帅”等方式，持续加强全产业链技术装备攻关，突破关键核心技术装备；加快氢能创新体系建设，合理布局创新平台，培育一批创新型企业，培养一批高水平人才队伍，有效支撑氢能技术创新和产业化高质量发展需要。

中国发展改革报记者：2019 年开始，在全国很多地方掀起了氢能产业发展热潮，各地氢能产业规划大多把发展方向落在了氢能交通方面，但是一些脱碳真正困难、需要“氢能”的领域，如化工、冶炼、轨道交通、航空航天等反而进展缓慢，今后在这些领域如何布局的？

刘亚芳：氢能是助力实现碳达峰、碳中和目标，深入推进能源生产和消费革命，构建清洁低碳、安全高效能源体系的重要支撑技术，应用市场潜力巨大，在能源、交通、工业、建筑等领域都有着广阔的发展前景。我们应该看到，全球氢能均处在发展起步期，需要结合技术研发、产业基础以及技术经济性实际情况来统筹布局。《规划》从战略定位、基本原则、任务部署等方面明确了氢能多元化应用方向：

第一，战略定位方面。明确氢能是用能终端实现绿色低碳转型的重要载体。以绿色低碳为方针，加强氢能的绿色供应，营造形式多样的氢能消费生态。发挥氢能对碳达峰、碳中和目标的支撑作用，深挖跨界应用潜力，推动交通、工业等用能终端的能源消费转型和高耗能、高排放行业绿色发展，减少温室气体排放。

第二，基本原则方面。坚持稳慎应用、示范先行。坚持点线结合、以点带面，坚持以市场应用为牵引，因地制宜、稳慎拓展氢能在交通、储能、工业等领域应用场景。

第三，稳步推进氢能多元化示范应用方面。以市场应用为牵引，合理布局、把握节奏，有序推进氢能在交通领域的示范应用，拓展在储能、工业等领域的应用，加快探索形成有效的氢能发展商业化路径。

具体来说，《规划》部署了 4 项重点示范任务：

一是有序推进交通领域示范应用。重点推进氢燃料电池中重型车辆应用，有序拓展氢燃料电池大巴/卡车等新能源客货车辆的市场应用空间，探索氢燃料电池在船舶/航空器等领域的示范应用，不断扩大交通领域氢能应用市场规模。

二是积极开展储能领域示范应用。发挥氢能长周期、大容量储能优势，探索培育“风光水电+氢储能”一体化应用新模式。

三是合理布局发电领域多元应用。因地制宜布局氢燃料电池分布式热电联产设施，开展氢电融合微电网示范。鼓励开展氢燃料电池通信基站/备用电源示范应用，并逐步在金融、医院、学校、工矿企业等领域引入氢燃料电池应用。

四是逐步探索工业领域替代应用。探索开展可再生能源制氢在合成氨、甲醇、炼化、煤制油气等行业/替代化石能源的示范，促进高耗能行业低碳绿色发展。

为推动氢能产业稳慎有序发展，我们将会同有关部门，综合考虑各地方资源禀赋、技术及产业基础、市场需求和地方政策等多方面因素，因地制宜推动在重点地区开展氢能产业发展示范，统筹推动氢能在交通、储能、工业等多元化应用，并依托示范工程支持开展关键技术装备突破。

澎湃新闻记者：请问目前我国国内氢能产业基础设施建设情况如何？下一步将如何推进基础设施建设？

王翔：基础设施建设是氢能产业发展的重要保障。近年来，我国氢能产业基础设施发展较为迅速，但与国际先进水平相比，仍然存在一定差距。下一步，我们将加强统筹谋划，推进国内氢能基础设施建设，为氢能产业高质量发展提供坚实保障。

氢气制备方面，据有关市场机构统计，我国已是世界上最大的制氢国，氢气产能约为 4000 万吨/年，产量约为 3300 万吨/年，主要由化石能源制氢和工业副产氢构成，煤制氢和天然气制氢占比近八成，氯碱、焦炉煤气、丙烷脱氢等工业副产氢占比约两成，可再生能源制氢规模还很小。这两年，可再生能源制氢虽然体量不大，但发展态势较为积极，例如，2015 年经国务院批准设立的张家口可再生能源示范区，依托丰富的风电、光伏资源，建设了一批风光制氢项目，为冬奥会燃料电池公交车运营提供绿色低碳氢能；宁夏依托丰富的光伏资源，建设宁东光伏制氢等项目，为煤化工项目提供绿色低碳氢能。

氢气储运方面，据有关市场机构统计，我国现阶段主要以高压气态长管拖车运输为主，管道运输仍为短板弱项。高压气态长管拖车氢气储存压力为 20MPa，单车运载量约 300 公斤氢气，技术及装备制造较为成熟。液态储运、固态储运均处于小规模实验室阶段。在管道输氢方面，我国目前氢气管道里程约 400 公里，在用管道仅有百公里左右，输送压力为 4MPa。

氢气加注方面，据有关市场机构统计，我国已建成加氢站 200 余座，但主要以 35MPa 气态加氢站为主，70MPa 高压气态加氢站占比小，液氢加氢站、制氢加氢一体站建设和运营经验不足。此外，我国现有加氢站的日加注能力主要分布于 500~1000 公斤的区间，大于 1000 公斤的规模化加氢站仍待进一步建设布局。

对此，《规划》在统筹全国氢能产业布局的基础上，提出了关于氢能基础设施建设和安全管理的

具体要求，致力于加快构建安全、稳定、高效的氢能供应网络。

一是因地制宜布局制氢设施。前面，刘亚芳副司长已作详细介绍。

二是稳步构建储运体系。强调安全可控原则，支持开展多种储运方式的探索和实践，逐步构建高密度、轻量化、低成本、多元化的氢能储运体系。在高压气态储运方面，致力于提高储运效率、降低储运成本，有效提高商业化水平；在低温液氢储运方面，积极推动产业化发展；同时，探索固态、深冷高压、有机液体等储运方式应用，开展掺氢天然气管道、纯氢管道等试点示范。

三是统筹规划加氢网络。强调需求导向原则，统筹布局建设加氢站，有序推进加氢网络建设。在保障安全的前提下，节约集约利用土地资源，支持依法依规利用现有加油加气站的场地设施改扩建加油站，探索站内制氢、储氢和加氢站一体化的加氢站等新模式。

新华社中经社记者：氢能安全性和经济性问题一直备受关注，对此规划中有何具体举措？

刘亚芳：安全性是氢能产业化发展的基础和内在要求，经济性是氢能产业可持续发展的前提。《规划》中，对氢能安全性和经济性都有充分体现。

关于氢能安全，《规划》从基本原则、技术创新，到安全监管、宣传引导，部署了一系列措施：

一是坚持安全优先的基本原则。把安全作为氢能产业发展的基础和内在要求，建立健全氢能安全监管制度和标准规范，针对氢能制取、储存、运输、加注和应用全产业链，强化重大安全风险的预防和管控，提升全过程安全管理水平。

二是加强氢安全相关技术创新。开发临氢设备关键影响因素监测与检测先进技术，加大氢能全产业链安全技术研发应用。推动氢能产业关键核心技术和安全技术协同发展，加强氢气泄漏检测报警以及氢能相关特种设备的检验、检测等先进技术研发。以安全可控为前提，积极推进技术/材料/工艺创新，支持开展多种储运方式的探索和实践。

三是加强全链条安全监管。提升全过程安全管理水平，确保氢能利用安全可控。落实企业安全生产主体责任和部门安全监管责任，落实地方政府氢能产业发展属地管理责任，提高安全管理能力水平。有效提升事故预防能力，加强突发事件应急处理能力，及时有效应对/氢能各类安全风险。

四是深入开展宣传引导。开展氢能安全法规和安全标准宣贯工作，增强企业主体安全意识，筑牢氢能安全利用基础。加强氢能科普宣传，注重舆论引导，及时回应社会关切，推动形成社会共识。

关于经济性，《规划》提出了氢能制取、存储环节经济性要求和支持政策：

一是合理布局制氢设施，构建清洁化、低碳化、低成本的多元制氢体系。在焦化、氯碱、丙烷脱氢等行业集聚地区，优先利用工业副产氢，鼓励就近消纳，降低工业副产氢供给成本。在风光水电资源丰富地区，开展可再生能源制氢示范，逐步扩大示范规模，逐渐降低成本。

二是开展气态、液态、固态等储氢方式应用，不断降低储运成本。提高高压气态储运效率，加快降低储运成本，有效提升高压气态储运商业化水平。推动低温液氢储运产业化应用，探索固态、深冷高压、有机液体等储运方式应用。开展掺氢天然气管道、纯氢管道等试点示范。逐步构建高密度、轻量化、低成本、多元化的氢能储运体系。

三是研究探索可再生能源发电制氢支持性电价政策。健全覆盖氢储能的储能价格机制，完善市场化机制，探索氢储能直接参与电力市场交易。

下一步，国家发展改革委、国家能源局，将会同相关部门，按照《规划》有关部署，根据职能分工，各司其职，共同提升氢能全过程安全和经济性，逐步降低氢能使用成本，助力氢能产业健康、可持续发展。

第一财经电视记者：此前很多行业在发展之初都存在门槛过低、无序竞争的情况。为避免氢能行业出现一哄而上、低质竞争，如何在规划之初设定好准入门槛，从而让氢能产业实现更好发展？

王翔：我们前面提到，我国氢能产业发展基础和创新能力与世界先进水平仍然存在一定差距。对此，《规划》将“创新引领、自立自强，稳慎应用、示范先行”作为基本原则，并在创新体系建设、基础设施建设、多元化应用示范等主要任务中予以体现，希望能够提高有关方面对科技创新和关键核心技术开发的重视程度，不断夯实产业基础、增强产业链供应链韧性；希望能够引导有关方面正

确认识自身优势和短板，因地制宜、因情施策，积极有序发展氢能源。

为进一步做好氢能产业规范管理，我们认为：

一是深入领会《规划》提出的氢能产业发展总体思路、目标定位和任务要求，合理把握产业发展进度。各地方在研究制定氢能产业发展相关规划、支持政策时，应充分考虑本地区发展基础和条件，统筹谋划、合理布局，按照《规划》统一部署，不搞齐步走、一刀切。严禁不顾本地实际，盲目跟风、一哄而上，防止低水平重复建设，避免造成基础设施和资源浪费。

二是各地方要综合考虑本地区氢能供应能力、产业基础和市场空间，在科学论证基础上，合理布局氢能制备、储运、加注、应用等产业链相关项目，稳慎有序推进项目建设。严格履行项目审批程序，严格落实能耗管控责任和生态环保要求，严格执行项目建设、运营标准规范。牢牢把握氢能安全生命线，加大全产业链各环节安全管理力度。严禁以建设氢能项目名义“跑马圈地”。

三是各地方要切实履行本地区氢能产业管理主体责任，加强组织领导和统筹协调，强化政策引导和支持；严禁在氢能产业规划制定、投资规模、招商引资、项目建设等方面相互攀比。

下一步，我们将会同有关部门，加强统筹协调，强化政策引导和支持，积极推动《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》顺利实施。

国家发展改革委　2022-03-23

采用氢燃料电池供电 四川将建“零碳”数据中心

3 月 22 日，四川中核国兴科技有限公司与联想新视界(北京)科技有限公司在成都签署战略合作协议，共同推进氢能在智慧数据产业领域的应用。双方将在川打造“零碳”数据中心，采用氢燃料电池供电。

“氢能是清洁能源，通过氢气氧化释放能量，同时生成水，能够实现零碳排放。”四川中核国兴科技有限公司董事长王曦介绍，依托四川丰富的水电资源等优势，公司已在四川多地布局氢能产业集群项目，涵盖水电解制氢、氢气液化、氢气运输、加氢技术、氢燃料电池应用开发及氢能民生大规模应用的全产业链，“推进氢能在智慧数据产业领域的应用，将进一步拓展氢能的应用场景，同时推动大数据中心在城市中心的布局。”

据悉，双方将首先在川启动“智慧化氢能应用”项目，开展氢燃料电池冷热电三联供系统的应用，将氢能与大数据中心进行结合，打造“零碳”数据中心。数据中心将主要采用氢燃料电池供电，电网供电则作为备份使用，取代一般的燃油发电备用电源，从而实现“零碳”排放。

吴忧　四川日报　2022-03-23

英国液氢飞机将于 2035 年在各地投入使用

3 月 17 日，由英国政府支持的致力推动航空业净零排放的 FlyZero 项目团队发布的一份名为《我们对航空零碳排放的愿景（Our Vision for Zero-Carbon Emission Air Travel）》的最新报告（以下简称《报告》）显示，液态氢可以为一架能够容纳 280 名乘客的中型客机提供动力，支持其从伦敦直飞旧金山，或者从伦敦直飞奥克兰。

《报告》指出，通过开发可持续航空燃料（SAF）和加速液氢飞机发展，将能保障实现 2050 年的净零排放目标。这将通过新的零排放技术拓宽英国航空市场，为扩大技术规模和促进该领域的创新奠定基础。《报告》同时预计，液氢飞机将于 2035 年在英国各地投入使用。

《报告》认为，从 21 世纪 30 年代中期开始，液氢将比最广泛使用的可持续航空燃料（SAF）更具成本竞争力。而实现“零碳排放航空”，需要在氢燃料系统和储罐、氢燃气轮机、氢燃料电池等 6 个领域取得革命性的技术突破。

《报告》还指出，如果 2035 年中型氢动力飞机投入使用，2037 年氢动力窄体飞机投入使用，

2050 年 50%的商用机队将使用氢动力。那么，到 2050 年，航空业的全球累计二氧化碳排放量将减少 40 亿吨，到 2060 年将减少 140 亿吨。

“零碳排放飞行可以成为现实。”FlyZero 的项目总监 Chris Gear 表示，“应对我们这一代人面临的气候挑战，需要加快技术的开发和对绿色能源的紧急投资，并且加强监管和基础设施的变革。”

Chris Gear 同时强调，未来三年对于液态氢相关的技术开发以及证实液氢技术在英国可行，是至关重要的，这将促使英国的航空航天部门和供应链能够在航空业的新发展阶段发挥作用。他认为：“到 2035 年实现‘氢动力飞行’是一个巨大的挑战，但是，如果我们要在保持航空业的经济效益和社会效益的同时，保护我们的地球，履行我们应对气候变化挑战的承诺，这是极为重要的。”

“实现零碳飞行可能是我们需要面对的最艰巨的挑战之一，与此同时，也可能是英国领先世界的航空航天行业最大的经济机遇之一。”英国工业大臣 Lee Rowley 指出：“看到 FlyZero 在经过一年的紧张研究后完成的最终成果，非常令人振奋，它成功地将英国的航空行业聚集在一起，思考如何减少航空对大地和天空的影响。同时，确保航空行业和全世界都能在这一过程中获益。”

据了解，FlyZero 项目由英国 ATI 牵头，于 2020 年 7 月宣布启动，旨在 2030 年前研制出零碳排放飞机。项目团队计划于 2022 年初发布三种（支线、窄体和中型）飞机的详细概念。同时还将公布技术路线图、财务和市场报告以及可持续性评估。在 FlyZero 概念飞机的研制过程中，已经确定了需要研究开发的技术领域，包括：无内置油箱的机翼（干式机翼）、氢气罐、低温燃料系统、燃料电池、电力系统以及可直接使用氢气为燃料的涡轮发动机。

英国希望能借 FlyZero 项目支持在民航领域的世界领先地位，以此创造新的就业机会，实现零碳目标，并引领全球向净零航空过渡。

新浪网　2022-03-23

稳慎应用示范先行 氢能产业跑起来

《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》23 日发布。我国将如何发展氢能产业？发展氢能产业对实现“双碳”目标有什么意义？如何规范和引导氢能产业发展？

在国家发展改革委 23 日举行的新闻发布会上，国家发展改革委和国家能源局有关司局负责人对这些问题作出回应。

“当前一些主要的发达国家和经济体已将氢能视为能源转型的重要战略选择。”国家发展改革委高技术司副司长王翔说，我国氢能产业仍然处于发展初期，需加强顶层设计，系统谋划、整体推进我国氢能产业高质量发展。

规划明确了氢能和氢能产业的战略定位：氢能是未来国家能源体系的重要组成部分、用能终端实现绿色低碳转型的重要载体，氢能产业是战略性新兴产业和未来产业重点发展方向。

根据规划，到 2025 年，我国将初步建立以工业副产氢和可再生能源制氢就近利用为主的氢能供应体系。到 2030 年，形成较为完备的氢能产业技术创新体系、清洁能源制氢及供应体系。到 2035 年，形成氢能产业体系，构建涵盖交通、储能、工业等领域的多元氢能应用生态。可再生能源制氢在终端能源消费中的比重明显提升。

王翔说，规划是碳达峰、碳中和“1+N”政策体系的“N”之一。统筹谋划、整体布局氢能全产业链发展，既是能源绿色低碳转型的重要抓手，也为碳达峰、碳中和目标实现提供了有力支撑。

“鼓励在风光水电资源丰富地区，开展可再生能源制氢示范，相信未来可再生能源制氢在终端能源消费中的比重会不断提升。”国家能源局科技司副司长刘亚芳说。

目前，我国制氢、储氢、运氢及应用还未形成高效完备的产业链。怎样实现从“跟跑”到“并跑”乃至“领跑”？

王翔说，规划将创新摆在产业发展的核心位置，聚焦氢能制备、储存、输运、应用全链条，突破关键核心技术，提升装备自主可控能力，促进产业链创新链深入融合发展。

“坚持创新驱动发展，采用‘揭榜挂帅’等方式，持续加强全产业链技术装备攻关；加快氢能创新体系建设，合理布局创新平台，培育一批创新型企业，培养一批高水平人才队伍。”他说。

“稳慎应用，示范先行”，是规划确立的氢能产业发展基本原则之一。规划提出，积极发挥规划引导和政策激励作用，统筹考虑氢能供应能力、产业基础和市场空间，与技术创新水平相适应，有序开展氢能技术创新与产业应用示范，避免一些地方盲目布局、一拥而上。

“各地方要综合考虑本地区氢能供应能力、产业基础和市场空间，在科学论证基础上，合理布局氢能制备、储运、加注、应用等产业链相关项目，稳慎有序推进项目建设。严禁以建设氢能项目名义‘跑马圈地’。”王翔说。

中华工商时报　2022-03-24

氢能产业顶层设计出炉 支撑“双碳”目标实现

“双碳”目标下，氢能产业发展备受瞩目。23 日，国家发改委、国家能源局联合印发《氢能产业发展中长期规划(2021-2035 年)》(以下简称《规划》)，氢能产业顶层设计落地，这也是我国首个氢能产业的中长期规划。

《规划》明确了“十四五”时期发展目标：初步建立以工业副产氢和可再生能源制氢就近利用为主的氢能供应体系；燃料电池车辆保有量约 5 万辆，部署建设一批加氢站，可再生能源制氢量达到 10-20 万吨/年，实现二氧化碳减排 100-200 万吨/年。

为便于社会各界更好了解《规划》有关情况，国家发改委于《规划》发布当天召开新闻发布会，就如何推进氢能产业链的完善与建设、如何规范产业发展等相关问题进行回应。

为“双碳”目标实现提供有力支撑

氢能是一种来源丰富、绿色低碳、应用广泛的二次能源，对减少二氧化碳等温室气体排放、实现碳达峰碳中和目标具有重要意义。

据国家发展改革委高技术司副司长王翔介绍，本次发布的《规划》是碳达峰、碳中和“1+N”政策体系“N”之一，全面对标对表党中央、国务院重大决策部署，紧扣碳达峰、碳中和目标。统筹谋划、整体布局氢能全产业链发展，既是能源绿色低碳转型的重要抓手，也为碳达峰、碳中和目标实现提供了有力支撑。具体表现在以下几个方面：

一是能源供给端，氢能与电能类似，长远看，将成为未来清洁能源体系中重要的二次能源。一方面，氢能能量密度高、储存方式简单，是大规模、长周期储能的理想选择，通过“风光氢储”一体化融合发展，为可再生能源规模化消纳提供解决方案。另一方面，随着燃料电池等氢能利用技术开发成熟，氢能-热能-电能将实现灵活转化、耦合发展。

二是能源消费端，氢能是用能终端实现绿色低碳转型发展的重要载体。从生产源头上加强管控，严格限制化石能源制氢、鼓励发展可再生能源制氢，赋予了氢能清洁低碳这一关键属性。扩大清洁低碳氢能在用能终端的应用范围，有序开展化石能源替代，能够显著降低用能终端二氧化碳排放。

三是工业生产过程，氢气是重要的清洁低碳工业原料，应用场景丰富。通过逐步扩大工业领域氢能应用，能够有效引导高碳工艺向低碳工艺转变，促进高耗能行业绿色低碳发展。

《规划》提出氢能产业发展四大具体任务

围绕氢能制、储、输、用各关键环节，以及氢安全和公共服务等，《规划》提出了 4 方面任务。

一是构建氢能产业创新体系。围绕氢能高质量发展重大需求，准确把握氢能产业创新发展方向，聚焦短板弱项，持续加强基础研究、关键技术和颠覆性技术创新，推动建设专业人才队伍，构建多层次、多元化创新平台，形成更加协同高效的创新体系，不断提升氢能产业竞争力和创新力。

二是推动氢能基础设施建设。统筹全国氢能产业布局，合理布局制氢设施，稳步构建储运体系，统筹规划加氢网络，加快构建安全、稳定、高效的氢能供应网络。

三是稳步推进氢能示范应用。坚持市场导向，合理布局、把握节奏，有序推进氢能在交通领域

的示范应用，拓展在储能、工业等领域的应用，加快探索形成有效的氢能商业化发展路径。

四是完善政策和制度保障体系。建立健全氢能管理、基础设施建设、可再生能源制氢支持性电价等政策；建立完善氢能质量、安全、基础设施、多元应用等领域标准；加强氢能制、储、输、用全链条安全监管。

采用“揭榜挂帅”等方式加强氢能全产业链技术装备攻关

目前，我国氢能产业处于发展初期，相较于国际先进水平，仍存在产业创新能力不强、技术装备水平不高、部分关键核心零部件和基础材料依赖进口等问题。

“因此，必须坚持创新发展道路，加大对科技创新和产业创新的支持力度，不断突破关键核心技术并在市场应用中迭代升级，才能够实现从‘跟跑’到‘并跑’乃至‘领跑’的转换，从而保持产业链供应链安全稳定。”王翔说。

据介绍，《规划》从四个方面对氢能产业链创新能力建设进行部署：一是聚焦关键核心技术。推进绿色低碳氢能制、储、输、用各环节关键核心技术研发，持续推动氢能先进技术、关键设备、重大产品示范应用和产业化发展，构建氢能产业高质量发展技术体系。二是聚焦创新支撑平台。围绕氢能产业重点领域和关键环节，构建多层次创新平台。三是聚焦专业人才队伍。四是聚焦国际合作机遇。充分利用国内市场优势，因势利导开展氢能科学和技术国际联合研发，推动氢能全产业链技术、材料和装备创新合作，构建国际氢能创新链、产业链。

王翔表示：“下一步，我们将坚持创新驱动发展，采用‘揭榜挂帅’等方式，持续加强全产业链技术装备攻关，突破关键核心技术装备；加快氢能创新体系建设，合理布局创新平台，培育一批创新型企业，培养一批高水平人才队伍，有效支撑氢能技术创新和产业化高质量发展需要。”

严禁以建设氢能项目名义“跑马圈地”

有机构预计，到 2025 年，我国氢能产业产值将达到 1 万亿元；到 2050 年，氢气需求量将接近 6000 万吨，氢能在我国终端能源体系中占比超过 10%，产业链年产值达到 12 万亿元。

“氢能是助力实现碳达峰、碳中和目标，深入推进能源生产和消费革命，构建清洁低碳、安全高效能源体系的重要支撑技术，应用市场潜力巨大，在能源、交通、工业、建筑等领域都有着广阔的发展前景。”国家能源局科技司副司长刘亚芳表示。

刘亚芳表示，《规划》明确了氢能多元化应用方向，并部署了 4 项重点示范任务。

一是有序推进交通领域示范应用。重点推进氢燃料电池中重型车辆应用，有序拓展氢燃料电池大巴/卡车等新能源客货车辆的市场应用空间，探索氢燃料电池在船舶/航空器等领域的示范应用，不断扩大交通领域氢能应用市场规模。

二是积极开展储能领域示范应用。发挥氢能长周期、大容量储能优势，探索培育“风光水电+氢储能”一体化应用新模式。

三是合理布局发电领域多元应用。因地制宜布局氢燃料电池分布式热电联产设施，开展氢电融合微电网示范。鼓励开展氢燃料电池通信基站/备用电源示范应用，并逐步在金融、医院、学校、工矿企业等领域引入氢燃料电池应用。

四是逐步探索工业领域替代应用。探索开展可再生能源制氢在合成氨、甲醇、炼化、煤制油气等行业/替代化石能源的示范，促进高耗能行业低碳绿色发展。

需要注意的是，此前很多行业在发展之初都存在门槛过低、无序竞争的情况。那么，想要避免氢能行业出现一哄而上、低质竞争，应该怎么做？

对此，王翔认为，各地方在研究制定氢能产业发展相关规划、支持政策时，应充分考虑本地区发展基础和条件，统筹谋划、合理布局，按照《规划》统一部署，不搞齐步走、一刀切。

要综合考虑本地区氢能供应能力、产业基础和市场空间，在科学论证基础上，合理布局氢能制备、储运、加注、应用等产业链相关项目，稳慎有序推进项目建设。严格履行项目审批程序，严格落实能耗管控责任和生态环保要求，严格执行项目建设、运营标准规范。牢牢把握氢能安全生命线，加大全产业链各环节安全管理力度。严禁以建设氢能项目名义“跑马圈地”。

此外，他还强调，各地方要切实履行本地区氢能产业管理主体责任，加强组织领导和统筹协调，强化政策引导和支持；严禁在氢能产业规划制定、投资规模、招商引资、项目建设等方面相互攀比。

中国网　2022-03-24

明确氢能产业发展定位 开启产业新赛道

从清洁低碳氢能为燃料的“飞扬”火炬，到穿梭在冬奥赛区的千余辆氢燃料电池汽车，让氢能成为2022年北京冬奥会“绿色办奥”理念的重要体现之一。3月23日，备受关注的《氢能产业发展中长期规划（2021—2035年）》（简称《规划》）正式发布，为我国氢能产业有序高质量发展，描绘了更多值得期待的美好图景。专家表示，氢能是一种来源丰富、绿色低碳、应用广泛的二次能源，推动氢能产业健康、可持续发展，对于构建清洁低碳安全高效的能源体系、实现碳达峰碳中和目标，意义重大。

明确产业发展定位

对于氢能利用及产业属性问题，行业内外一直有着不同的看法。此次《规划》明确了氢的能源属性，对氢能产业中长期发展定位进行了阐述。

“氢能是未来国家能源体系的重要组成部分，是用能终端实现绿色低碳发展的重要载体。”国家发展改革委高技术司副司长王翔表示，与电能类似，氢能是常见的二次能源且需要通过一次能源转化获得，不同之处在于氢能的能量密度高、储存方式简单，是大规模、长周期储能的理想选择，为可再生能源规模化消纳提供解决方案。

王翔说，氢能具有清洁低碳属性和跨界应用潜力，可广泛应用于交通、工业等领域，也是高耗能、高排放行业的优质替代能源。通过广泛推广氢能在用能终端的应用，将有效减少温室气体排放。

“氢能产业作为我国战略性新兴产业重点发展方向之一，将为我国经济高质量发展注入新动能。”王翔解释道，氢能产业技术密集、覆盖面广、带动效益强，通过坚持创新驱动发展，持续加强产业创新体系建设，不断突破核心技术和关键材料瓶颈，能够实现产业链良性循环，未来氢能产业规模有望实现持续增长。

《规划》提出，“十四五”时期，初步建立以工业副产氢和可再生能源制氢就近利用为主的氢能供应体系；燃料电池车辆保有量约5万辆，部署建设一批加氢站，可再生能源制氢量达到10万吨至20万吨/年，实现二氧化碳减排100万吨至200万吨/年。

到2030年，形成较为完备的氢能产业技术创新体系、清洁能源制氢以及供应体系，产业布局合理有序，有力支撑碳达峰目标实现。到2035年，形成氢能多元应用生态，可再生能源制氢在终端能源消费中的比例明显提升，对能源绿色转型发展起到重要支撑作用。

布局产业链创新

目前，我国氢能产业处于发展初期，相较于国际先进水平，仍存在产业创新能力不强、技术装备水平不高、部分关键核心零部件和基础材料依赖进口等问题。

中国科学院院士、清华大学教授欧阳明高指出，氢能技术链条长、难点多，现有技术经济性还不能完全满足实用需求，亟需从氢能制备、储运、加注、燃料电池、氢储能系统等主要环节创新突破，重点突破“卡脖子”技术。

对此，王翔表示，必须坚持创新发展道路，加大对科技创新和产业创新的支持力度，不断突破关键核心技术并在市场应用中迭代升级，才能够实现从“跟跑”到“并跑”乃至“领跑”的转换，从而保持产业链供应链安全稳定。

据悉，《规划》从聚焦关键核心技术、聚焦创新支撑平台、聚焦专业人才队伍、聚焦国际合作机遇等方面对氢能产业链创新能力建设进行部署，强调对绿色低碳氢能制、储、输、用各环节关键核心技术研发，持续推动氢能先进技术、关键设备、重大产品示范应用和产业化发展，构建氢能产业高质量发展技术体系。

“全球氢能均处在发展起步期，需要结合技术研发、产业基础以及技术经济性实际情况来统筹布局。推动氢能产业有序发展，须坚持稳慎应用、示范先行，稳步推进氢能多元化示范应用。”国家能源局科技司副司长刘亚芳表示，要以市场应用为牵引，综合考虑各地方资源禀赋、技术及产业基础、市场需求和地方政策等多方面因素，因地制宜推动在重点地区开展氢能产业发展示范，统筹推动氢能在交通、储能、工业等方面多元化应用，并依托示范工程支持开展关键技术装备突破。

欧阳明高建议，应尽快建立氢能创新平台，开展关键核心技术攻关和人才培养，打造自立自强的科技体系。同时，氢能利用是世界各国共有之义，必须坚持开放合作的态度，不断凝聚各方创新成果，推动形成国际氢能应用良好生态。

统筹安全性与经济性

类似电池安全之于电动汽车和电化学储能行业，氢安全在氢能产业发展中的作用不言而喻，必须努力做到万无一失。如何统筹做好氢能应用的安全性和经济性？

“安全性是氢能产业化发展的基础和内在要求，经济性是氢能产业可持续发展的前提。”刘亚芳表示，《规划》确立了“安全优先”的基本原则，强调加强氢安全相关技术创新，明确对氢能利用采取全链条安全监管，“比如，提升对氢能制取、储存、运输、加注和应用全产业链全过程安全的管理水平，推动氢能产业关键核心技术和安全技术协同发展，落实企业安全生产主体责任和部门安全监管责任，落实地方政府氢能产业发展属地管理责任等。”

在经济性方面，《规划》提出了氢能制取、存储环节经济性要求和支持政策：一是合理布局制氢设施，构建清洁化、低碳化、低成本的多元制氢体系。在焦化、氯碱、丙烷脱氢等行业集聚地区，优先利用工业副产氢，鼓励就近消纳，降低供给成本。在资源丰富地区，开展可再生能源制氢示范，逐步扩大示范规模，逐步降低成本。

二是开展储氢方式应用，不断降低储运成本。提高高压气态储运效率，加快降低储运成本，有效提升高压气态储运商业化水平。推动低温液氢储运产业化应用，探索固态、深冷高压、有机液体等储运方式应用。开展掺氢天然气管道、纯氢管道等试点示范。逐步构建高密度、轻量化、低成本、多元化的氢能储运体系。

三是研究探索可再生能源发电制氢支持性电价政策。健全覆盖氢储能的储能价格机制，完善市场化机制，探索氢储能直接参与电力市场交易。

针对此前很多行业在发展之初存在门槛过低、无序竞争的情况，王翔表示，各地方在研究制定氢能产业发展规划和支持政策时，应充分考虑本地区发展基础和条件，统筹谋划、合理布局，不搞齐步走、一刀切。严禁盲目跟风、一哄而上，防止低水平重复建设，避免造成基础设施和资源浪费，严禁以建设氢能项目名义“跑马圈地”，严禁在氢能产业规划制定、投资规模、招商引资、项目建设等方面相互攀比，推动氢能产业健康、可持续发展。

顾 阳　中国经济网-经济日报　2022-03-24

推进氢能产业健康有序可持续发展

核心阅读

氢能是未来国家能源体系的重要组成部分。“十四五”时期，我国将初步建立以工业副产氢和可再生能源制氢就近利用为主的氢能供应体系。要将创新摆在产业发展的核心位置，突破关键核心技术，提升装备自主可控能力，促进产业链创新链深入融合发展，也要坚持稳慎应用、示范先行，推进氢能产业健康、有序、可持续发展。

3 月 23 日，国家发展改革委、国家能源局联合研究制定的《氢能产业发展中长期规划（2021—2035 年）》（以下简称《规划》）对外发布。根据《规划》，“十四五”时期，我国将初步建立以工业副产氢和可再生能源制氢就近利用为主的氢能供应体系；燃料电池车辆保有量约 5 万辆，部署建设一批加氢站，可再生能源制氢量达到 10 万—20 万吨/年，实现二氧化碳减排 100 万—200 万吨/年。

“氢能是未来国家能源体系的重要组成部分，是用能终端实现绿色低碳发展的重要载体，是战略性新兴产业重点发展方向。”国家发展改革委高技术司副司长王翔表示，氢能产业技术密集、覆盖面广、带动效益强，对减少二氧化碳等温室气体排放、实现碳达峰碳中和目标具有重要意义，也将为我国经济高质量发展注入新动能。

我国是世界上最大的制氢国，布局氢能全产业链发展有力支撑实现“双碳”目标

氢能是一种来源丰富、绿色低碳、应用广泛的二次能源。我国是世界上最大的制氢国，国内氢能产业已初步掌握氢能制备、储运、加氢、燃料电池和系统集成等主要技术和生产工艺，全产业链规模以上工业企业超过 300 家。

在刚刚结束的北京冬奥会和冬残奥会上，氢能成为“绿色办奥”理念的重要体现。“飞扬”火炬采用氢能作为燃料；冬奥赛区共投入氢燃料电池汽车 1000 余辆，配套建设加氢站 30 余座，全面实现交通领域绿色用能。

但是，我国氢能产业仍然处于发展初期，面临产业创新能力不强、技术装备水平不高、支撑产业发展的基础性制度滞后等诸多挑战。

“《规划》科学分析了我国氢能产业的发展现状，明确了氢能在我国能源绿色低碳转型中的战略定位、总体要求和发展目标，提出了氢能创新体系、基础设施、多元应用、政策保障、组织实施等方面的具体规划，为我国氢能产业中长期发展描绘了宏伟蓝图。”中国科学院院士、清华大学教授欧阳明高表示。

根据《规划》，到 2025 年，我国将形成较为完善的氢能产业发展制度政策环境，产业创新能力显著提高，基本掌握核心技术和制造工艺，初步建立较为完整的供应链和产业体系，初步建立以工业副产氢和可再生能源制氢就近利用为主的氢能供应体系。

到 2030 年，形成较为完备的氢能产业技术创新体系、清洁能源制氢及供应体系，产业布局合理有序，可再生能源制氢广泛应用，有力支撑碳达峰目标实现。

到 2035 年，形成氢能产业体系，构建涵盖交通、储能、工业等领域的多元氢能应用生态。可再生能源制氢在终端能源消费中的比重明显提升，对能源绿色转型发展起到重要支撑作用。

据介绍，本次发布的《规划》是碳达峰、碳中和“1+N”政策体系中的“N”之一，全面对标对表党中央、国务院重大决策部署，紧扣碳达峰、碳中和目标。

“统筹谋划、整体布局氢能全产业链发展，既是能源绿色低碳转型的重要抓手，也为碳达峰、碳中和目标实现提供了有力支撑。”王翔说，在能源供给端，氢能将成为未来清洁能源体系中重要的二次能源；在能源消费端，氢能是用能终端实现绿色低碳转型发展的重要载体。

将创新摆在产业发展的核心位置，促进产业链创新链深入融合发展

基础设施建设是氢能产业发展的重要保障，我们的家底如何？

氢气制备方面，我国氢气年产能约为 4000 万吨，年产量约为 3300 万吨，主要由化石能源制氢和工业副产氢构成，煤制氢和天然气制氢占比近八成，可再生能源制氢规模还很小。

氢气储运方面，我国现阶段主要以高压气态长管拖车运输为主，管道运输仍为短板弱项。目前我国氢气管道里程约 400 公里，在用管道仅有百公里左右。

氢气加注方面，我国已建成加氢站 200 余座，但主要以 35MPa 气态加氢站为主，70MPa 高压气态加氢站占比小，液氢加氢站、制氢加氢一体站建设和运营经验不足。

《规划》在统筹全国氢能产业布局的基础上，提出了关于氢能基础设施建设和安全管理的具体要求，致力于加快构建安全、稳定、高效的氢能供应网络。

合理布局制氢设施。《规划》要求，结合资源禀赋特点和产业布局，因地制宜选择制氢技术路线，逐步推动构建清洁化、低碳化、低成本的多元制氢体系。

稳步构建储运体系。《规划》强调安全可控原则，支持开展多种储运方式的探索和实践，逐步构建高密度、轻量化、低成本、多元化的氢能储运体系。

统筹规划加氢网络。《规划》强调需求导向原则，统筹布局建设加氢站，有序推进加氢网络建设。

在保障安全的前提下，节约集约利用土地资源，支持依法依规利用现有加油加气站的场地设施改扩建加油站，探索站内制氢、储氢和加氢站一体化的加氢站等新模式。

氢能产业链长、技术难度大。目前，我国氢能产业处于发展初期，相较于国际先进水平，仍存在产业创新能力不强、技术装备水平不高、部分关键核心零部件和基础材料依赖进口等问题。

“《规划》将创新摆在产业发展的核心位置，聚焦氢能制备、储存、输运、应用全链条，突破关键核心技术，提升装备自主可控能力，促进产业链创新链深入融合发展。”王翔说。

为了形成高效完备的产业链，《规划》从聚焦关键核心技术、聚焦创新支撑平台、聚焦专业人才队伍、聚焦国际合作机遇等 4 个方面进行部署。

“我们要抓住机遇，努力实现氢能科技革命性突破，推进氢能与燃料电池技术的全面成熟，促进氢能在交通、工业等重点应用领域大规模市场渗透，抢占国际前沿阵地。”欧阳明高表示。

坚持稳慎应用、示范先行，严禁不顾本地实际，盲目跟风、一哄而上

安全性是氢能产业化发展的基础和内在要求。《规划》要求，建立健全氢能安全监管制度和标准规范，针对氢能制取、储存、运输、加注和应用全产业链，强化重大安全风险的预防和管控，提升全过程安全管理水平。

“当前，我国氢能产业在创新能力、技术水平和基础设施建设等方面存在明显短板，发展步伐不宜过快，须立足我国氢能产业发展基础和资源禀赋条件，统筹考虑氢能供应能力、经济性和市场空间等因素，科学优化产业布局，引导产业规范发展。”王翔说。

国家能源局科技司副司长刘亚芳介绍，《规划》坚持稳慎应用、示范先行，坚持以市场应用为牵引，因地制宜、稳慎拓展氢能在交通、储能、工业等领域应用场景。

有序推进交通领域示范应用。重点推进氢燃料电池中重型车辆应用，不断扩大交通领域氢能应用市场规模。

积极开展储能领域示范应用。发挥氢能长周期、大容量储能优势，探索培育“风光水电+氢储能”一体化应用新模式。

合理布局发电领域多元应用。因地制宜布局氢燃料电池分布式热电联产设施，开展氢电融合微电网示范。鼓励开展氢燃料电池通信基站/备用电源示范应用，并逐步在金融、医院、学校、工矿企业等领域引入氢燃料电池应用。

逐步探索工业领域替代应用。探索开展可再生能源制氢在合成氨、甲醇、炼化、煤制油气等行业替代化石能源的示范，促进高耗能行业低碳绿色发展。

《规划》要求，发挥好中央预算内投资引导作用，支持氢能相关产业发展。鼓励银行业金融机构按照风险可控、商业可持续性原则支持氢能产业发展。支持符合条件的氢能企业在科创板、创业板等注册上市融资。

王翔指出，各地方在研究制定氢能产业发展相关规划、支持政策时，应充分考虑本地区发展基础和条件，统筹谋划、合理布局，不搞齐步走、一刀切。“严禁不顾本地实际，盲目跟风、一哄而上，防止低水平重复建设。严禁以建设氢能项目名义‘跑马圈地’。严禁在氢能产业规划制定、投资规模、招商引资、项目建设等方面相互攀比。”

陆娅楠　人民日报　2022-03-24

氢能的春天来了

3 月 23 日，国家发改委、国家能源局联合印发《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》。《规划》提出了氢能产业发展各阶段目标：到 2025 年，基本掌握核心技术和制造工艺，燃料电池车辆保有量约 5 万辆，部署建设一批加氢站，可再生能源制氢量达到 10-20 万吨/年，实现二氧化碳减排 100-200 万吨/年。到 2030 年，形成较为完备的氢能产业技术创新体系、清洁能源制氢及供应体系，有力支撑碳达峰目标实现。到 2035 年，形成氢能多元应用生态，可再生能源制氢在终端能源消

费中的比例明显提升。

明确氢的能源属性

《规划》明确了氢的能源属性并从三方面阐述氢能产业的发展定位：

《规划》指出，氢能是未来国家能源体系的重要组成部分。国家发改委高技术司副司长王翔指出，氢能与电能类似，都是常见的二次能源，需要通过一次能源转化获得。“不同之处在于，氢能的能量密度高、储存方式简单，是大规模、长周期储能的理想选择，为可再生能源规模化消纳提供了解决方案。随着燃料电池等氢能利用技术逐渐成熟，氢能-热能-电能将实现灵活转化、耦合发展。”

《规划》明确，氢能是用能终端实现绿色低碳转型的重要载体。以绿色低碳为方针，加强氢能的绿色供应，营造形式多样的氢能消费生态，提升我国能源安全水平。发挥氢能对碳达峰、碳中和目标的支撑作用，深挖跨界应用潜力，因地制宜引导多元应用，推动交通、工业等用能终端的能源消费转型和高耗能、高排放行业绿色发展，减少温室气体排放。

《规划》强调，氢能产业是战略性新兴产业和未来产业重点发展方向。以科技自立自强为引领，紧扣全球新一轮科技革命和产业变革发展趋势，加强氢能产业创新体系建设，加快突破氢能核心技术和关键材料瓶颈，加速产业升级壮大，实现产业链良性循环和创新发展。践行创新驱动，促进氢能技术装备取得突破，加快培育新产品、新业态、新模式，构建绿色低碳产业体系，打造产业转型升级的新增长点，为经济高质量发展注入新动能。

可再生能源制氢远景可期

《规则》指出，要构建清洁化、低碳化、低成本的多元制氢体系，重点发展可再生能源制氢，严格控制化石能源制氢。目标到 2025 年，初步建立以工业副产氢和可再生能源制氢就近利用为主的氢能供应体系。可再生能源制氢量达到 10-20 万吨/年。到 2035 年，可再生能源制氢在终端能源消费中的比重明显提升，对能源绿色转型发展起到重要支撑作用。

有市场调研机构统计数据显示，当前，我国氢气产能已达到约为 4000 万吨/年，产量约为 3300 万吨/年。王翔指出，目前，中国已是世界上最大的制氢国。就氢源问题，王翔坦言，现阶段，国内的氢气制备主要由化石能源制氢和工业副产氢构成，煤制氢和天然气制氢占比近 80%，氯碱、焦炉煤气、丙烷脱氢等工业副产氢占比约 20%，可再生能源制氢规模还很小。“虽然体量不大，但近两年，可再生能源制氢的发展态势较为积极。例如，2015 年经国务院批准设立的张家口可再生能源示范区，依托丰富的风电、光伏资源，建设了一批风光制氢项目，为冬奥会燃料电池公交车运营提供绿色低碳氢能。”

中国科学院院士、清华大学教授欧阳明高表示，虽然可再生能源制氢在生产-储运-利用全链条上也存在能源转化效率问题，但随着可再生能源装机不断扩大，效率问题可转化为成本问题。“在张家口示范区，我们的团队尝试开展从可再生能源制氢到终端应用的全链条工程验证，当可再生能源电力价格低于 0.15 元/千瓦时的时候，可再生能源制氢的经济性就能得以保障。”

国家能源局科技司副司长刘亚芳强调，我国将结合资源禀赋特点和产业布局，因地制宜选择和发展制氢技术。在焦化、氯碱、丙烷脱氢等行业集聚地区，优先利用工业副产氢；在可再生资源丰富地区，优先开展可再生能源制氢示范，逐步扩大应用规模；同时，将推进固体氧化物电解池制氢、光解水制氢、海水制氢、核能制氢等技术研发。“从长远发展看，可再生能源制氢规模潜力更大，更加清洁可持续，随着成本下降，将成为重要氢源。”王翔说。

以燃料电池为突破口拓展应用

根据《规划》设定的发展目标，到 2025 年，燃料电池车辆保有量将达到约 5 万辆，部署建设一批加氢站。《规划》强调，要立足本地氢能供应能力、产业环境和市场空间等基础条件，结合道路运输行业发展特点，重点推进氢燃料电池中重型车辆应用，有序拓展氢燃料电池等新能源客、货汽车市场应用空间，逐步建立燃料电池电动汽车与锂电池纯电动汽车的互补发展模式。

具体而言，欧阳明高表示，在我国的北部、东北部、西北部地区，由于冬季气温普遍偏低，动力电池出力受到影响，纯电动汽车的保有量相对较低。“相比之下，燃料电池受温度影响较小，电池余

热可灵活转化利用，而且这些地区可再生能源资源较为丰富，由可再生能源制取的清洁低碳氢能供应能力强，燃料电池汽车具有较大的市场应用潜能。”

欧阳明高强调，燃料电池车辆只是氢能应用的突破口，长远发展应逐步拓展到交通、电力、化工、冶金等领域多元应用，充分发挥氢能在能源绿色低碳转型和高排放、高污染行业绿色发展中的重要支撑作用。(来源：中国能源网姚金楠）

姚金楠　中国能源网　2022-03-24

开启氢能产业新赛道 统筹氢能应用安全经济性

从清洁低碳氢能为燃料的“飞扬”火炬，到穿梭在冬奥赛区的千余辆氢燃料电池汽车，让氢能成为2022年北京冬奥会“绿色办奥”理念的重要体现之一。3月23日，备受关注的《氢能产业发展中长期规划（2021—2035年）》（简称《规划》）正式发布，为我国氢能产业有序高质量发展，描绘了更多值得期待的美好图景。专家表示，氢能是一种来源丰富、绿色低碳、应用广泛的二次能源，推动氢能产业健康、可持续发展，对于构建清洁低碳安全高效的能源体系、实现碳达峰碳中和目标，意义重大。

明确产业发展定位

对于氢能利用及产业属性问题，行业内外一直有着不同的看法。此次《规划》明确了氢的能源属性，对氢能产业中长期发展定位进行了阐述。

“氢能是未来国家能源体系的重要组成部分，是用能终端实现绿色低碳发展的重要载体。”国家发展改革委高技术司副司长王翔表示，与电能类似，氢能是常见的二次能源且需要通过一次能源转化获得，不同之处在于氢能的能量密度高、储存方式简单，是大规模、长周期储能的理想选择，为可再生能源规模化消纳提供解决方案。

王翔说，氢能具有清洁低碳属性和跨界应用潜力，可广泛应用于交通、工业等领域，也是高耗能、高排放行业的优质替代能源。通过广泛推广氢能在用能终端的应用，将有效减少温室气体排放。

“氢能产业作为我国战略性新兴产业重点发展方向之一，将为我国经济高质量发展注入新动能。”王翔解释道，氢能产业技术密集、覆盖面广、带动效益强，通过坚持创新驱动发展，持续加强产业创新体系建设，不断突破核心技术和关键材料瓶颈，能够实现产业链良性循环，未来氢能产业规模有望实现持续增长。

《规划》提出，“十四五”时期，初步建立以工业副产氢和可再生能源制氢就近利用为主的氢能供应体系；燃料电池车辆保有量约5万辆，部署建设一批加氢站，可再生能源制氢量达到10万吨至20万吨/年，实现二氧化碳减排100万吨至200万吨/年。

到2030年，形成较为完备的氢能产业技术创新体系、清洁能源制氢以及供应体系，产业布局合理有序，有力支撑碳达峰目标实现。到2035年，形成氢能多元应用生态，可再生能源制氢在终端能源消费中的比例明显提升，对能源绿色转型发展起到重要支撑作用。

布局产业链创新

目前，我国氢能产业处于发展初期，相较于国际先进水平，仍存在产业创新能力不强、技术装备水平不高、部分关键核心零部件和基础材料依赖进口等问题。

中国科学院院士、清华大学教授欧阳明高指出，氢能技术链条长、难点多，现有技术经济性还不能完全满足实用需求，亟需从氢能制备、储运、加注、燃料电池、氢储能系统等主要环节创新突破，重点突破“卡脖子”技术。

对此，王翔表示，必须坚持创新发展道路，加大对科技创新和产业创新的支持力度，不断突破关键核心技术并在市场应用中迭代升级，才能够实现从“跟跑”到“并跑”乃至“领跑”的转换，从而保持产业链供应链安全稳定。

据悉，《规划》从聚焦关键核心技术、聚焦创新支撑平台、聚焦专业人才队伍、聚焦国际合作机

遇等方面对氢能产业链创新能力建设进行部署，强调对绿色低碳氢能制、储、输、用各环节关键核心技术研发，持续推动氢能先进技术、关键设备、重大产品示范应用和产业化发展，构建氢能产业高质量发展技术体系。

“全球氢能均处在发展起步期，需要结合技术研发、产业基础以及技术经济性实际情况来统筹布局。推动氢能产业有序发展，须坚持稳慎应用、示范先行，稳步推进氢能多元化示范应用。”国家能源局科技司副司长刘亚芳表示，要以市场应用为牵引，综合考虑各地方资源禀赋、技术及产业基础、市场需求和地方政策等多方面因素，因地制宜推动在重点地区开展氢能产业发展示范，统筹推动氢能在交通、储能、工业等方面多元化应用，并依托示范工程支持开展关键技术装备突破。

欧阳明高建议，应尽快建立氢能创新平台，开展关键核心技术攻关和人才培养，打造自立自强的科技体系。同时，氢能利用是世界各国共有之义，必须坚持开放合作的态度，不断凝聚各方创新成果，推动形成国际氢能应用良好生态。

统筹安全性与经济性

类似电池安全之于电动汽车和电化学储能行业，氢安全在氢能产业发展中的作用不言而喻，必须努力做到万无一失。如何统筹做好氢能应用的安全性和经济性？

“安全性是氢能产业化发展的基础和内在要求，经济性是氢能产业可持续发展的前提。”刘亚芳表示，《规划》确立了“安全优先”的基本原则，强调加强氢安全相关技术创新，明确对氢能利用采取全链条安全监管，“比如，提升对氢能制取、储存、运输、加注和应用全产业链全过程安全的管理水平，推动氢能产业关键核心技术和安全技术协同发展，落实企业安全生产主体责任和部门安全监管责任，落实地方政府氢能产业发展属地管理责任等。”

在经济性方面，《规划》提出了氢能制取、存储环节经济性要求和支持政策：一是合理布局制氢设施，构建清洁化、低碳化、低成本的多元制氢体系。在焦化、氯碱、丙烷脱氢等行业集聚地区，优先利用工业副产氢，鼓励就近消纳，降低供给成本。在资源丰富地区，开展可再生能源制氢示范，逐步扩大示范规模，逐步降低成本。

二是开展储氢方式应用，不断降低储运成本。提高高压气态储运效率，加快降低储运成本，有效提升高压气态储运商业化水平。推动低温液氢储运产业化应用，探索固态、深冷高压、有机液体等储运方式应用。开展掺氢天然气管道、纯氢管道等试点示范。逐步构建高密度、轻量化、低成本、多元化的氢能储运体系。

三是研究探索可再生能源发电制氢支持性电价政策。健全覆盖氢储能的储能价格机制，完善市场化机制，探索氢储能直接参与电力市场交易。

针对此前很多行业在发展之初存在门槛过低、无序竞争的情况，王翔表示，各地方在研究制定氢能产业发展规划和支持政策时，应充分考虑本地区发展基础和条件，统筹谋划、合理布局，不搞齐步走、一刀切。严禁盲目跟风、一哄而上，防止低水平重复建设，避免造成基础设施和资源浪费，严禁以建设氢能项目名义“跑马圈地”，严禁在氢能产业规划制定、投资规模、招商引资、项目建设等方面相互攀比，推动氢能产业健康、可持续发展。

经济日报　2022-03-27

欧盟全球“寻氢”

面对愈加严重的能源危机，欧盟国家又将目光投向了氢能。继与挪威、莫桑比克、纳米比亚等国确定氢气进口贸易后，欧盟国家又瞄准了中东。

3 月 22 日，德国副总理 Robert Habeck 远赴阿联酋敲定进口协议，预计今年内将首次从阿联酋进口蓝氢。作为各国普遍看好的“低碳燃料”，氢能已经成为了欧盟国家替代能源领域的“香饽饽”。

不断寻找进口氢源

据欧洲媒体 Euractiv 报道，Robert Habeck 在此次出访中与阿联酋达成了两项主要协议：一个是

德国公用事业公司 Uniper 与阿联酋国家石油公司 ADNOC、日本财团 JERA 签订的氢气运输协议，另一个是德国公用事业公司 RWE、煤电运营商 Steag 等能源公司与 ADNOC 签订了一份蓝氨运输协议，氨将被用作氢气的载体。同时，阿联酋与德国也达成了科研院所的相关合作协议，未来将共同推动氢能技术研发。

德国政府在一份公开声明中指出："阿联酋拥有理想的气候条件，能够生产具有成本竞争力的氢气。德国与阿联酋达成合作，不仅有助于德国达成气候目标，更有助于德国捍卫能源安全。"

值得注意的是，在与阿联酋签约前一周，德国刚刚与挪威就建设大型氢气运输管道达成一致，开始规划从挪威输送氢气到德国。

据了解，截至目前，德国已经与纳米比亚、南非、摩洛哥等非洲国家达成了双边氢能合作协议，比利时、荷兰等国也相继宣布将加快港口氢能基础设施建设，5 年内实现更高氢气容纳能力。

今年 2 月，欧洲委员会气候负责人 Frans Timmermans 曾在"欧非商业论坛"上指出，非洲拥有全球最好的可再生能源发展潜力，可再生能源的扩张将有助于非洲加快氢气生产，这也将让非洲经济变得更加多元化。

"能源安全"新选项

在业内人士看来，随着俄乌危机的持续，欧盟各成员国对能源安全的担忧愈加明显。 在近期公布的能源战略中，欧盟明确提出，短期内将尽可能扩大天然气储存量，减少对俄罗斯的能源依赖，长期内将加快发展可再生能源，并让绿氢成为欧盟经济的重要支点。

欧盟同时宣布了一项 3 亿欧元的氢能融资计划，旨在推动各成员国氢能技术发展，尽快扩大绿氢产量。Frans Timmermans 表示："现在已经到了必须解决能源脆弱问题的时刻，欧盟需要在能源领域做出独立选择。"

从目前欧盟公布的氢能战略来看，到 2030 年，欧盟范围内的电解水制氢产能至少需达到 4000 万千瓦。

根据欧洲能源研究机构 Aurora 近期发布的测算，全球范围内绿氢生产成本最低的国家大多位于中东地区，其中，卡塔尔绿氢生产成本最低，约为 2.62 美元/千克，阿联酋绿氢成本约为 4.51 美元/千克。相比之下，欧洲目前天然气价高昂，蓝氢成本就已经高于 6 美元/千克，同时受可再生能源发电成本等因素制约，荷兰绿氢成本仍维持在 14.66 美元/千克，不仅远高于中东和非洲地区，甚至高于配备有碳捕捉与封存装置的天然气制氢生产成本。业内普遍认为，在氢气需求高企但成本高昂的当下，要满足欧盟的氢气需求，进口成为欧盟不得不做的选择。

替代现有能源尚存挑战

虽然欧盟动作频频，但也有质疑声认为，目前欧盟内部对于采用蓝氢还是绿氢一直存有争议，同时，可再生能源发展也不及预期，此次欧盟寻求用氢能作为替代能源是否能够有效解决能源危机仍是未知数。

截至目前，与欧盟达成氢能合作协议的国家大多拥有丰富的天然气资源，而全球范围内绿氢生产规模仍相对较小。从签订的协议来看，德国从阿联酋或挪威进口的氢气最初仍将是天然气制氢。不论是否使用碳捕捉与封存装置，天然气生产制氢都是一个耗能巨大的过程，蓝氢很可能并不符合欧盟制定的可持续规则。同时，天然气在使用过程中可能释放出大量的甲烷，这也让蓝氢的"气候友好"属性再打折扣。

欧洲能源行业组织 Eurogas 秘书长 James Watson 表示："欧洲委员会虽然提出了采用氢能作为替代能源的想法，但仍需要明确具体的实现路径。不论对氢能还是沼气等其他低碳气体，欧盟的定义始终模糊不清，这很可能导致最终投资决定的延迟。另外，欧盟国家可再生能源项目审批缓慢的问题也未得到解决，这不仅会影响绿氢扩张速度，甚至会直接影响到欧盟的电气化目标，最终只会令欧洲在能源方面更加依赖进口。"

另外，Euractiv 援引多位欧洲能源业内人士的话称，现在欧盟国家无论是液化天然气还是氢气基础设施都严重短缺，即使现在开始建设也需要数年的时间完成，短时间内欧洲在接收低碳燃料方面

存在瓶颈。

本报记者 李丽旻　中国能源报　2022-03-28

氢能规划出台　企业蓄势待发

3 月 23 日，国家发改委、国家能源局联合印发《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》（以下简称《规划》）。《规划》首次明确了氢能的战略定位，指出“氢能是未来国家能源体系的重要组成部分”“氢能是用能终端实现绿色低碳转型的重要载体”“氢能产业是战略性新兴产业和未来产业重点发展方向”。

“等了很久，‘靴子’终于落地了！氢能企业已经蓄势待发，无论是对专业企业还是整个行业而言，《规划》的出台都是重大利好。”“行业发展有了纲领性文件，期待氢能会像中国的光伏、风电一样，在政策和市场的双重发力下，成为全球领先行业。”国内氢能企业普遍表示，在氢能产业发展的关键“窗口期”，《规划》明确了氢能的能源属性、产业定位及应用领域等关键问题，将进一步激活市场潜力，为企业创造良好的政策环境，为氢能产业高质量发展注入前所未有的强心剂。

明确氢能能源属性和产业定位

“氢能是未来国家能源体系的重要组成部分。”《规划》明确了氢的能源属性。对此，国家发改委高技术司副司长王翔指出，氢能与电能都是常见的二次能源，需要通过一次能源转化获得。“不同之处在于，氢能能量密度高、储存方式简单，是大规模、长周期储能的理想选择，为可再生能源规模化消纳提供了解决方案。随着燃料电池等氢能利用技术逐渐成熟，氢能—热能—电能将实现灵活转化、耦合发展。”

“多年来，我们一直就氢能发展向主管部门提出各方面建议，其中最主要的一条就是明确氢的能源属性。”液化空气（中国）投资有限公司（以下简称“液化空气集团”）董事会主席路跃兵告诉记者，此前，受制于氢能危化品属性，上游生产项目大多只能局限在化工园区内。“化工园区大多建在郊区，人口稀疏，氢能项目落地后恰恰会脱离真正的消费和需求群体，长距离的氢气储运无形中提高了终端客户用氢成本，进而影响氢能的推广应用。”路跃兵表示，《规划》正式认可氢的能源属性，对相关企业将是重大利好。

国际氢能协会副主席、清华大学核能与新能源技术研究院教授毛宗强指出，明确氢的能源属性，能够让加氢站、合建站及其它制氢项目走出化工园区，加快推进氢能项目建设速度。“当然，能源属性虽已明确，但氢本身的危化品性质不会变，因此对用氢安全的管理不能放松，运输、加气等环节都必须符合安全要求。”

“从企业层面而言，更需要格外关注氢能的安全生产、储运、使用和管理。”申能（集团）有限公司董事长黄迪南表示，随着氢的能源属性得到认可，氢能的应用场景会进一步扩大。“走出化工园区，更加贴近终端用户，意味着将有更多人接触到氢能。一旦放松管理，可能带来无法估量的损失。所以，氢能企业要比从前更加重视安全问题。”

因地制宜发展多元制氢

《规划》指出，要构建清洁化、低碳化、低成本的多元制氢体系，重点发展可再生能源制氢，严格控制化石能源制氢。到 2025 年，初步建立以工业副产氢和可再生能源制氢就近利用为主的氢能供应体系。可再生能源制氢量达到 10 万吨/年-20 万吨/年，成为新增氢能消费的重要组成部分。到 2035 年，可再生能源制氢在终端能源消费中的比重明显提升，对能源绿色转型发展起到重要支撑作用。

路跃兵表示，《规划》提出的多元制氢体系及相应时间节点，是结合国内现实情况提出的有效转型路径。“现阶段，可再生能源制氢规模还很小，要推动氢能广泛应用，在制氢方式上也需循序渐进。而且，在氢能制备过程中，即便是化石能源制氢和工业副产制氢，也已经呈现出从高排放向低排放发展的态势，这本身也是巨大的进步。”他介绍，根据相关部署，液化空气集团将在低碳氢供应链方面投资约 80 亿欧元，到 2030 年，计划将水电解制氢总产能增至 300 万千瓦。

记者注意到，今年 3 月初，液化空气集团和申能集团旗下申能能创能源发展有限公司、上海化学工业区投资实业有限公司签署投资协议，成立三方合资公司，将分期建设上海规模最大的气氢和液氢充装中心。液化空气（中国）投资有限公司总裁兼首席执行官柏昊天表示，上海化学工业区内落户了几乎所有国际化工巨头企业，利用园区丰富的工业副产氢资源，能够生产更清洁的低碳氢产品，开拓中国化工行业的低碳发展路径。

国家能源局科技司副司长刘亚芳指出，我国将结合资源禀赋特点和产业布局，因地制宜选择和发展制氢技术。“在焦化、氯碱、丙烷脱氢等行业集聚地区，优先利用工业副产氢；在可再生资源丰富地区，优先开展可再生能源制氢示范，逐步扩大应用规模；同时，将推进固体氧化物电解池制氢、光解水制氢、海水制氢、核能制氢等技术研发。”

针对可再生能源制氢，隆基氢能科技有限公司副总经理王英歌表示，当前，与煤制氢相比，可再生能源制氢成本还偏高。“煤价平稳时，国内煤制氢成本普遍在 0.7 元/方-0.8 元/方左右，而光伏制氢则达 2 元/方-3 元/方，即便在光照资源条件较好的地区，成本也在 1.5 元/方左右。”王英歌指出，可再生能源制氢的主要成本来自于电价、电耗和相应设备投资，相信随着“十四五”期间可再生能源电价不断下降和制氢技术升级带来的电耗降低，电能成本会得到持续优化。中国科学院院士、清华大学教授欧阳明高团队在张家口示范区尝试开展从可再生能源制氢到终端应用的全链条工程验证。欧阳明高表示，当可再生能源电价低于 0.15 元/千瓦时，就能保障其制氢的经济性。王英歌同时指出，随着制氢设备供应链和配套装备的完善成熟，系统投资也会下行，相信可再生能源制氢成本在“十四五”末期能够更具竞争力。

“从长远发展看，可再生能源制氢规模潜力更大，更加清洁可持续，随着成本下降，将成为重要氢源。”王翔表示。

以燃料电池为突破口拓展应用场景

根据《规划》设定的发展目标，到 2025 年，燃料电池车辆保有量将达到约 50000 辆，并同步部署建设一批加氢站。《规划》同时强调，要有序推进氢能在交通领域的示范应用，拓展在储能、分布式发电、工业等领域的应用，推动规模化发展，加快探索形成有效的氢能产业发展的商业化路径。

针对“2025 年保有 50000 辆”的发展目标，毛宗强认为，按照现行的燃料电池汽车示范城市群规划，2024 年燃料电池汽车就将达到数万辆，叠加目前已有的氢能汽车保有量，届时燃料电池汽车总量大概率会突破 50000 辆。

当前，我国燃料电池汽车发展尚处于起步阶段，但一些氢能企业已进行了诸多有益尝试。美锦能源副总裁姚锦丽告诉记者，公司在 5 年前就着手布局氢燃料电池行业，公司旗下的氢燃料电池商用车已安全行驶超过 4200 万公里。“作为国内氢能发展的见证者和践行者，我们已经看到国内燃料电池行业的持续进步。核心零部件不断创新，具有自主知识产权的技术正通过一件件产品实现商业化和产业化。氢燃料电池汽车的成本相比 5 年前已明显下降。”姚锦丽还透露，未来 5 年，美锦能源将在氢能的制、储、运、加、用等环节持续发力，争取推广 5000 辆以上燃料电池车。“对于 2025 年保有 50000 辆的目标，应该是国家基于多方面考虑设定的最基本要求，相信最终实际保有量会超过该数值。”

欧阳明高表示，在我国的北部、东北部、西北部地区，冬季气温普遍偏低，动力电池出力受限，纯电动汽车的保有量相对较低。“相比之下，燃料电池受温度影响较小，电池余热可灵活转化利用，而且这些地区可再生能源资源相对丰富，通过可再生能源制氢的能力强，燃料电池汽车应用潜能巨大。”

对于氢能应用，路跃兵指出，燃料电池汽车仅仅是一个突破口，要打破“一提到氢能就想到燃料电池，一想到燃料电池就想到汽车”的思维定式。“即便在交通系统中，除燃料电池车外，国际上对于氢能在船舶、航空飞行器等领域的应用已经作出了积极探索和尝试。”他还介绍，在电力、化工、冶金等领域，氢能都拥有丰富的应用空间和发展潜力，企业也有相对应的技术储备和战略布局。“让氢能成为分布式的电源，成为煤化工、石油化工等碳基化工的替代品，成为绿色无碳的冶金还原剂，

在这些场景下，氢能都将大展拳脚。”

黄迪南也表示，申能集团目前以燃料电池汽车示范应用为主的“制-储-运-加-用”氢能全产业链布局已初步构建成型。未来，在能源、交通、工业和建筑等领域，氢能也将拥有更广阔的应用空间。“例如，现在家庭中广泛使用的天然气，未来很可能也将引入氢气作为替代补充，通过天然气掺氢再到纯氢逐步实现过渡。再如，随着技术进步，高纯度氢在芯片制造、清洁发电、航空航天等领域也会有更多用武之地。公司对氢能在这些领域的应用一直保持跟踪研究并做好技术储备。”

中国能源汽车传播集团党委书记、董事长谭介辉说，氢是宇宙中最常见的元素之一，氢能具有来源丰富、质量轻、能量密度高、绿色低碳、储存方式与利用形式多样等特点。全世界很多发达国家和地区，普遍把氢能作为推动能源创新发展的重要方向。我国氢能发展具有较好的基础，但也存在一些比较明显的短板和不足，《规划》的出台，对于加快氢能产业发展、促进氢能在绿色低碳能源体系中发挥更重要的作用、服务碳达峰碳中和目标等方面具有十分重要的意义。氢能的春天来了！

本报记者　姚金楠 仲蕊　中国能源报　2022-03-28

一提到氢能只想到燃料电池？落伍了

3 月 23 日，国家发改委、国家能源局联合印发《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》（以下简称《规划》）。《规划》首次明确了氢能的战略定位，指出“氢能是未来国家能源体系的重要组成部分”“氢能是用能终端实现绿色低碳转型的重要载体”“氢能产业是战略性新兴产业和未来产业重点发展方向”。

“等了很久，‘靴子’终于落地了！氢能企业已经蓄势待发，无论是对专业企业还是整个行业而言，《规划》的出台都是重大利好。”“行业发展有了纲领性文件，期待氢能会像中国的光伏、风电一样，在政策和市场的双重发力下，成为全球领先行业。”国内氢能企业普遍表示，在氢能产业发展的关键“窗口期”，《规划》明确了氢能的能源属性、产业定位及应用领域等关键问题，将进一步激活市场潜力，为企业创造良好的政策环境，为氢能产业高质量发展注入前所未有的强心剂。

明确氢能能源属性和产业定位

“氢能是未来国家能源体系的重要组成部分。”《规划》明确了氢的能源属性。对此，国家发改委高技术司副司长王翔指出，氢能与电能都是常见的二次能源，需要通过一次能源转化获得。“不同之处在于，氢能能量密度高、储存方式简单，是大规模、长周期储能的理想选择，为可再生能源规模化消纳提供了解决方案。随着燃料电池等氢能利用技术逐渐成熟，氢能—热能—电能将实现灵活转化、耦合发展。”

“多年来，我们一直就氢能发展向主管部门提出各方面建议，其中最主要的一条就是明确氢的能源属性。”液化空气（中国）投资有限公司（以下简称“液化空气集团”）董事会主席路跃兵告诉记者，此前，受制于氢能危化品属性，上游生产项目大多只能局限在化工园区内。“化工园区大多建在郊区，人口稀疏，氢能项目落地后恰恰会脱离真正的消费和需求群体，长距离的氢气储运无形中提高了终端客户用氢成本，进而影响氢能的推广应用。”路跃兵表示，《规划》正式认可氢的能源属性，对相关企业将是重大利好。

国际氢能协会副主席、清华大学核能与新能源技术研究院教授毛宗强指出，明确氢的能源属性，能够让加氢站、合建站及其它制氢项目走出化工园区，加快推进氢能项目建设速度。“当然，能源属性虽已明确，但氢本身的危化品性质不会变，因此对用氢安全的管理不能放松，运输、加气等环节都必须符合安全要求。”

“从企业层面而言，更需要格外关注氢能的安全生产、储运、使用和管理。”申能（集团）有限公司董事长黄迪南表示，随着氢的能源属性得到认可，氢能的应用场景会进一步扩大。“走出化工园区，更加贴近终端用户，意味着将有更多人接触到氢能。一旦放松管理，可能带来无法估量的损失。所以，氢能企业要比从前更加重视安全问题。”

因地制宜发展多元制氢

《规划》指出，要构建清洁化、低碳化、低成本的多元制氢体系，重点发展可再生能源制氢，严格控制化石能源制氢。到 2025 年，初步建立以工业副产氢和可再生能源制氢就近利用为主的氢能供应体系。可再生能源制氢量达到 10 万吨/年-20 万吨/年，成为新增氢能消费的重要组成部分。到 2035 年，可再生能源制氢在终端能源消费中的比重明显提升，对能源绿色转型发展起到重要支撑作用。

路跃兵表示，《规划》提出的多元制氢体系及相应时间节点，是结合国内现实情况提出的有效转型路径。“现阶段，可再生能源制氢规模还很小，要推动氢能广泛应用，在制氢方式上也需循序渐进。而且，在氢能制备过程中，即便是化石能源制氢和工业副产制氢，也已经呈现出从高排放向低排放发展的态势，这本身也是巨大的进步。”他介绍，根据相关部署，液化空气集团将在低碳氢供应链方面投资约 80 亿欧元，到 2030 年，计划将水电解制氢总产能增至 300 万千瓦。

记者注意到，今年 3 月初，液化空气集团和申能集团旗下申能能创能源发展有限公司、上海化学工业区投资实业有限公司签署投资协议，成立三方合资公司，将分期建设上海规模最大的气氢和液氢充装中心。液化空气（中国）投资有限公司总裁兼首席执行官柏昊天表示，上海化学工业区内落户了几乎所有国际化工巨头企业，利用园区丰富的工业副产氢资源，能够生产更清洁的低碳氢产品，开拓中国化工行业的低碳发展路径。

国家能源局科技司副司长刘亚芳指出，我国将结合资源禀赋特点和产业布局，因地制宜选择和发展制氢技术。“在焦化、氯碱、丙烷脱氢等行业集聚地区，优先利用工业副产氢；在可再生资源丰富地区，优先开展可再生能源制氢示范，逐步扩大应用规模；同时，将推进固体氧化物电解池制氢、光解水制氢、海水制氢、核能制氢等技术研发。”

针对可再生能源制氢，隆基氢能科技有限公司副总经理王英歌表示，当前，与煤制氢相比，可再生能源制氢成本还偏高。“煤价平稳时，国内煤制氢成本普遍在 0.7 元/方-0.8 元/方左右，而光伏制氢则达 2 元/方-3 元/方，即便在光照资源条件较好的地区，成本也在 1.5 元/方左右。”王英歌指出，可再生能源制氢的主要成本来自于电价、电耗和相应设备投资，相信随着“十四五”期间可再生能源电价不断下降和制氢技术升级带来的电耗降低，电能成本会得到持续优化。中国科学院院士、清华大学教授欧阳明高团队在张家口示范区尝试开展从可再生能源制氢到终端应用的全链条工程验证。欧阳明高表示，当可再生能源电价低于 0.15 元/千瓦时，就能保障其制氢的经济性。王英歌同时指出，随着制氢设备供应链和配套装备的完善成熟，系统投资也会下行，相信可再生能源制氢成本在“十四五”末期能够更具竞争力。

“从长远发展看，可再生能源制氢规模潜力更大，更加清洁可持续，随着成本下降，将成为重要氢源。”王翔表示。

以燃料电池为突破口拓展应用场景

根据《规划》设定的发展目标，到 2025 年，燃料电池车辆保有量将达到约 50000 辆，并同步部署建设一批加氢站。《规划》同时强调，要有序推进氢能在交通领域的示范应用，拓展在储能、分布式发电、工业等领域的应用，推动规模化发展，加快探索形成有效的氢能产业发展的商业化路径。

针对“2025 年保有 50000 辆”的发展目标，毛宗强认为，按照现行的燃料电池汽车示范城市群规划，2024 年燃料电池汽车就将达到数万辆，叠加目前已有的氢能汽车保有量，届时燃料电池汽车总量大概率会突破 50000 辆。

当前，我国燃料电池汽车发展尚处于起步阶段，但一些氢能企业已进行了诸多有益尝试。美锦能源副总裁姚锦丽告诉记者，公司在 5 年前就着手布局氢燃料电池行业，公司旗下的氢燃料电池商用车已安全行驶超过 4200 万公里。“作为国内氢能发展的见证者和践行者，我们已经看到国内燃料电池行业的持续进步。核心零部件不断创新，具有自主知识产权的技术正通过一件件产品实现商业化和产业化。氢燃料电池汽车的成本相比 5 年前已明显下降。”姚锦丽还透露，未来 5 年，美锦能源将在氢能的制、储、运、加、用等环节持续发力，争取推广 5000 辆以上燃料电池车。“对于 2025 年保有 50000 辆的目标，应该是国家基于多方面考虑设定的最基本要求，相信最终实际保有量会超过

该数值。”

欧阳明高表示，在我国的北部、东北部、西北部地区，冬季气温普遍偏低，动力电池出力受限，纯电动汽车的保有量相对较低。“相比之下，燃料电池受温度影响较小，电池余热可灵活转化利用，而且这些地区可再生能源资源相对丰富，通过可再生能源制氢的能力强，燃料电池汽车应用潜能巨大。”

对于氢能应用，路跃兵指出，燃料电池汽车仅仅是一个突破口，要打破“一提到氢能就想到燃料电池，一想到燃料电池就想到汽车”的思维定式。“即便在交通系统中，除燃料电池车外，国际上对于氢能在船舶、航空飞行器等领域的应用已经作出了积极探索和尝试。”他还介绍，在电力、化工、冶金等领域，氢能都拥有丰富的应用空间和发展潜力，企业也有相对应的技术储备和战略布局。“让氢能成为分布式的电源，成为煤化工、石油化工等碳基化工的替代品，成为绿色无碳的冶金还原剂，在这些场景下，氢能都将大展拳脚。”

黄迪南也表示，申能集团目前以燃料电池汽车示范应用为主的“制-储-运-加-用”氢能全产业链布局已初步构建成型。未来，在能源、交通、工业和建筑等领域，氢能也将拥有更广阔的应用空间。“例如，现在家庭中广泛使用的天然气，未来很可能也将引入氢气作为替代补充，通过天然气掺氢再到纯氢逐步实现过渡。再如，随着技术进步，高纯度氢在芯片制造、清洁发电、航空航天等领域也会有更多用武之地。公司对氢能在这些领域的应用一直保持跟踪研究并做好技术储备。”

中国能源汽车传播集团党委书记、董事长谭介辉说，氢是宇宙中最常见的元素之一，氢能具有来源丰富、质量轻、能量密度高、绿色低碳、储存方式与利用形式多样等特点。全世界很多发达国家和地区，普遍把氢能作为推动能源创新发展的重要方向。我国氢能发展具有较好的基础，但也存在一些比较明显的短板和不足，《规划》的出台，对于加快氢能产业发展、促进氢能在绿色低碳能源体系中发挥更重要的作用、服务碳达峰碳中和目标等方面具有十分重要的意义。氢能的春天来了！

姚金楠 仲蕊　中国能源网　2022-03-28

长三角抢占“氢”机遇

“昨天等来了上海的氢能产业规划，明天还有国家级氢能产业规划！”3 月 22 日，上海重塑能源集团股份有限公司董事长林琦在朋友圈写道，并配了一张 23 日国家发改委新闻发布会预告的图片。他说的“昨天”，指 21 日上海市政府党组会议、常务会议召开，会议原则同意《上海市氢能产业发展中长期规划（2022—2035 年）》；他说的“明天”，指的是 23 日《氢能产业发展中长期规划（2021—2035 年）》发布，它是我国首个氢能产业中长期规划，首次明确氢能是未来国家能源体系的重要组成部分，并明确氢能是用能终端实现绿色低碳转型的重要载体，氢能产业是战略性新兴产业和未来产业重点发展方向。

氢能有交通、储能、发电、工业四大应用领域，氢能具有来源丰富、质量轻、能量密度高、绿色低碳等特点。比如，大家相对熟悉的燃料电池汽车，用氢燃料和氧气作为原料，没有机械传动部件，排放出的有害气体极少，使用寿命长。我国氢能发展具有较好的基础，但也存在一些短板和不足。采访中，业内人士均表示，希望有了长期规划后，氢能产业与我国的光伏、光电等产业一样，能在政策和市场的双重作用下，逐步发展成为全球领先行业。

作为生态绿色发展先行区域之一的长三角，能否抓住氢能产业机遇，“氢”车熟路，“氢”装上阵？

在盛会中亮相

不久前闭幕的 2022 北京冬奥会，运行氢燃料电池汽车 1000 余辆，是世界目前最大规模的一次燃料电池汽车集中示范应用，远超 2008 年北京奥运会时 20 辆燃料电池汽车的应用体量。氢能的优势也被发挥出来，它不仅更环保，更能克服纯电驱动下的里程焦虑，还能避免锂电遇到北方冬季的电能骤降尴尬。北京冬奥会中，除日本丰田外，其余氢燃料电池汽车均为中国汽车企业自主研发和生产。

早在 2000 年前后，国家以“863 计划”的形式推动发展氢燃料电池汽车，指定清华、同济等高校开展相关研究。同济大学的燃料电池研究便开端于此，为此成立新能源汽车工程中心，并与上汽集团等合资成立上海燃料电池汽车动力系统有限公司。2004 年，燃料电池系统被装在了一辆桑塔纳的后备厢内，生产出我国第一代燃料电池混合动力汽车的样车。2006 年 1 月，章桐从德国回国，担任同济大学新能源汽车工程中心副主任，兼任上海燃料电池汽车动力系统有限公司常务副总经理，当时国内的燃料电池汽车，几乎是从零开始的。很快，他们接到任务，要让燃料电池汽车作为科技奥运亮点，在各方努力下，最终与上汽大众合作，20 辆帕萨特领驭改装的燃料电池轿车服务于 2008 年北京奥运会。

但“服务”还是有所保留，这些汽车主要负责接送奥组委工作人员上下班。只有一辆参与服务马拉松比赛，原本要作为引导车，但当时大家都吃不准，考虑再三，最后作为比赛裁判长监督用车。章桐回忆：“当时我们都在外围看着实况转播，面对这辆车提心吊胆。”好在首次亮相，一点问题没出。2008 年北京奥运会、残奥会闭幕时，20 辆燃料电池汽车执行任务 970 车次，运行总里程超 7.6 万公里。

有了 2008 年的亮相，到了 2010 年上海世博会时，章桐心里比较有底了。

当时，上海世博园内公交车、运输车均需要新能源汽车，包括燃料电池汽车。章桐团队参与了 170 余辆燃料电池汽车的生产、运维等工作，其中 100 辆是穿梭在园区内的观光游览车。这一集中示范规模在当时首屈一指，这也是公众首次大规模接触到燃料电池汽车，不少人认为“氢燃料易爆”，这种不安全感延续至今，章桐不断向媒体和公众解释，氢是危险气体，石油、天然气同样危险。

为确保安全，上燃动力、同济大学和上汽集团等在世博园内建立了保障基地和团队，每天对车辆进行全面检查；为满足车队的供氢需求，上海新建了距离世博园区不远的济阳路加氢站，出于安全考虑，车辆加氢并不出园，而是每晚 12 点用加氢车开到园区内为汽车加氢。世博会前后足有 184 天，燃料电池汽车能否持续服务也是人们关心的问题。最终，这批燃料电池汽车安全载客 137 万人次，行驶超 44 万公里，完成任务。

上海世博会结束后，这批燃料电池汽车因不知后续如何应用，逐渐被废弃，济阳路加氢站不久后也被拆除。当时，大家对氢是否应作为能源，还有不少争论，燃料电池汽车行业只有少许企业和一批科技项目还在坚持。2010 年底，章桐辞去上燃动力的职务，全职从事科研工作。

在探索中发展

即便燃料电池汽车多次在盛会上亮相，但公众对氢能的了解依旧是有限的。

浙江锋源氢能科技有限公司董事长王海峰和同事们，曾研发出将氢燃料电池作为应急电源的无人机，并创造 1000 多万元产值。不过王海峰很快意识到，无人机氢燃料电池单个体量较小，功率仅有几千瓦，而且随着无人机价格越来越低，燃料电池竞争优势也越来越小；而一辆汽车的燃料电池可达 100 千瓦，市场更大，产业链较长，带动效果比较明显。王海峰主动停下无人机业务，专注为汽车研发燃料电堆及核心零部件。作为氢燃料电池行业的“老兵”，林琦 2004 年加入了上海神力科技有限公司，2015 年创立重塑能源，从研发到寻找供应链到开发市场，一直专注燃料电池行业。

多年下来，林琦、章桐和王海峰他们都发现，相比氢燃料电池研发的难题，应用市场拓展更成问题。

成本高是难题。嘉兴市经信局技术装备处副处长李军伟举例，同样是 8.5 米长的公交车，燃油车售价 60 万元左右，普通新能源车售价 120 万元，而氢燃料车售价在 160 万到 180 万元。燃料电池汽车贵，氢燃料也贵。氢气的运输、储存难度大，氢气的储运换装会损耗约 20%，使得氢燃料价格居高不下。业内人士表示，燃料电池汽车离消费者还很远，近些年还难以实现大规模市场化。

加氢站少也是难题。2015 年，林琦筹划在上海投资建设加氢站，“去哪里找谁批都不知道”。2017 年 9 月 20 日，这一天林琦印象深刻，当天上海出台全国首个燃料电池发展规划，加氢站得以修建；2018 年“双 11”期间，他筹建的加氢站满负荷运转，试投用的燃料电池货车在此加氢。林琦回忆，刚开始一些来加氢的驾驶员也担心安全问题。林琦便成了义务推广员，在同济大学、上海嘉定区中小

学等地不断地讲解氢能知识。

近些年，在各方努力下，氢能产业在长三角得到了一定的发展。

2019 年 10 月，嘉善县开行浙江省首条氢燃料电池公交线，首批开行 10 辆氢燃料电池公交车；去年 12 月，16 台载有氢能的公交车投入浙江平湖公交示范运营。去年，国家首批燃料电池汽车示范城市群获批，上海、苏州、南通、嘉兴等长三角城市均在名单内。

去年 12 月，上海临港新片区首个油氢合建站运营，除了汽油、柴油，还能加氢；此外，洋山四期码头未来有望使用氢燃料电池，进行各机种的电力驱动。嘉兴市经信局副局长王荣介绍，嘉兴正试点应用氢能公交、重卡甚至冷链车，未来南湖上的游船也有望配备氢燃料动力。燃料电池汽车是一个突破口，在交通系统中，除燃料电池车外，国际上对于氢能在船舶、航空飞行器等领域的应用已经作出了积极探索和尝试。在电力、化工、冶金等领域，氢能都拥有丰富的应用空间和发展潜力。

2020 年 1 月，《嘉兴市加快氢能产业发展的工作意见》发布，这是浙江全省首个氢能产业扶持政策。嘉兴港区化工园区涉氢投产企业就有 11 家。今年 3 月初，液化空气集团和申能集团旗下申能能创能源发展有限公司、上海化学工业区投资实业有限公司签署投资协议，成立三方合资公司，将分期建设上海规模最大的气氢和液氢充装中心。上海化学工业区内落户了几乎所有国际化工巨头企业，利用园区丰富的工业副产氢资源，能够生产更清洁的低碳氢产品，开拓中国化工行业的低碳发展路径。

在合作中突破

好消息是，根据《氢能产业发展中长期规划（2021—2035 年）》设定的发展目标，到 2025 年，燃料电池车辆保有量将达到约 5 万辆，并同步部署建设一批加氢站。规划同时强调，要有序推进氢能在交通领域的示范应用，拓展在储能、分布式发电、工业等领域的应用，推动规模化发展，加快探索形成有效的氢能产业发展的商业化路径。规划还提出，将有序拓展氢燃料电池等新能源客货汽车的应用空间，积极探索燃料电池在船舶、航空器等领域的应用，不断提升交通领域氢能应用市场规模。

长三角城市中，上海负责关键零部件技术全面突破、多场景商用示范和商业模式探索，苏州聚焦产业链协同创新、示范应用场景拓展，南通是突破空气压缩机核心技术及产业化，嘉兴则基于充足的氢能供给保障，探索氢气制、储、运技术突破。以南通为例，如皋氢能发展较早，2016 年便成全国唯一“联合国氢经济示范城市”；去年如东提出将组建氢能装备公司，“十四五”期间力争成为绿氢制备、装备技术的全国单项冠军。苏州同样“氢”风劲吹。2019 年，重塑能源的新工厂在苏州常熟签约落地。在林琦看来，常熟优势不少：当地出台氢燃料发展规划，汽车零部件基础较好，距离上海非常近。新工厂被命名为“星空工厂”，林琦梦想着通过减少汽车废气排放，让都市人抬头便可仰望星空。

这一梦想实现，还需要理想的“未来能源”——绿氢。“大家都讲绿氢，但是路还有很长。”何为绿氢？它是指从制备到使用全生命周期零碳排放的清洁氢能，区别于利用化石能源制取的灰氢，和生产过程中实现碳捕捉、封存的蓝氢。绿氢可以依靠风电、光电、水电等可再生能源，以电解水的方式制取，如此不仅能提高风电、光电等就地消纳能力和电网的“削峰填谷”能力，还能减少弃水、弃风、弃光现象。

目前，我国是可再生能源装机规模最大的国家，长三角也正着力推动风电等发展，其中江苏海上风电并网装机规模约占全国六成，这是长三角发展绿氢的重要基础。今年全国两会上，全国人大代表、复旦大学教授丁光宏建议上海加紧布局海洋制氢新赛道，一方面制成的氢气可运至陆地；另一方面海上制氢场也能变身“移动加氢站”，为以氢气为动力源的远洋货轮就地加氢。

任俊锰　解放日报　2022-03-30

广州石化积极推动粤港澳大湾区氢能产业发展

3 月 23 日，国家发改委、国家能源局联合印发《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》（以下简称《规划》）。部署了推动氢能产业高质量发展的重要举措以及产业发展的各阶段目标。

《规划》明确了氢的能源属性，是未来国家能源体系的组成部分，充分发挥氢能清洁低碳特点，推动交通、工业等用能终端和高耗能、高排放行业绿色低碳转型。同时，明确氢能是战略性新兴产业的重点方向，是构建绿色低碳产业体系、打造产业转型升级的新增长点。

《规划》明确了氢能在能源绿色低碳转型中的战略定位、总体要求和发展目标，提出优先利用工业副产氢，鼓励就近消纳，降低工业副产氢供给成本，对氢能产业的高质量发展有着重要的指导作用。广州石化氢能一期项目自 2020 年 12 月投产以来，已累计安全为 1300 多辆管束车充装高纯氢（纯度达 99.999%）超 320 吨，助力粤港澳大湾区氢能产业发展。广州石化也成为中国石化集团公司首家商业化运行、售氢量居前列的供氢中心。

《规划》的出台不仅有利于氢能产业的发展，也为广州石化的低碳转型创造了新机遇。根据《规划》要求，在一期项目的基础上，广州石化紧扣实现碳达峰、碳中和目标，推动氢能（二期）项目健康、有序、可持续发展。结合安全绿色高质量发展技术改造项目，拟采用改造后的乙烯裂解和苯乙烯装置副产氢为原料，在厂区北侧的广州国际氢能产业园内规划建设一套 10000 标准立方米/小时高纯氢生产装置和氢气测试中心、附属公用工程等设施，为园区内的氢燃料电池生产企业等提供管道输氢，同时为粤港澳大湾区各氢能用户充装管束车，将广州石化打造成中国石化在粤港澳大湾区最大的氢能生产基地。

《规划》科学分析并提出了氢能创新体系、基础设施、多元应用、政策保障、组织实施等方面的具体规划，为氢能产业的持续健康发展描绘了宏伟蓝图，也为氢能产业坚持创新引领，实现氢能科技新突破创造了条件。广州石化在项目规划中十分重视氢能科技创新，结合项目研发并申报了“一种苯乙烯尾气制造与供应氢能的方法”“一种氢气充装软管”等多项专利并应用。目前正在开展“氢气管道输送氢气综合能源站技术研究”和“加氢母站安全运行和输氢微网风险管控研究”等科研工作。

《规划》提出，推动完善氢能制、储、输、用标准体系，重点围绕建立健全氢能质量、氢安全等基础标准，增加标准有效供给，鼓励龙头企业积极参与各类标准研制工作等，也为氢能产业坚持安全为本，探索科学合理的新业态奠定了基础。广州石化在项目建设初期就把氢能安全摆在首位，对内组织各专业分析研判，对外走出去向先进企业学习，形成了较为完善的安全体系；装置投产后又联合安工院等单位，组织氢纯化及充装设施安全普查，目前已建立了较为完善的氢能生产全链条数据监控、安全评价和检测体系。此外，广州石化还积极参与了集团公司《石化企业氢纯化及供氢母站工程技术规范》编制，为氢能产业安全、健康发展贡献广州石化智慧和力量。

黄敏清　唐旭东　中国能源网　2022-03-31

核能

欧洲多国调整政策加大核电应用

由于担忧俄乌冲突持续影响能源市场，欧洲多国愈发倚重核电，英国、比利时等国官员纷纷表示将调整政策加大对核电发展。

英国首相约翰逊 21 日召集核电行业代表时表示，他对英国核电行业发展的缓慢步伐感到“极度沮丧”，英国目标到 2050 年将核电比重占据发电量的 25%。

比利时上周宣布，将 2025 年废除核能的计划延后十年，主因是俄乌克冲突导致能源价格大幅攀升，打乱了能源供应。

比利时政府同意将港口城市安特卫普附近的杜尔核电厂 4 号反应炉与列日附近提昂格核电厂 3 号反应炉的运转年限，延长到 2035 年。

比利时总理德克罗表示，联邦政府已决定采取必要步骤，将两座核反应炉的服役年限延长十年。比利时能源部预定月底前提出草案，并计划投入 11 亿欧元（约 12 亿美元），资助能源转型。

比利时逐步淘汰核能的承诺已于 2003 年写入法律，最初是预定转向依赖天然气，计划要在布鲁塞尔北方兴建一座天然气火力发电厂。

法国上个月宣布重新发展核电计划，将新建 6 座新型欧洲压水核反应堆，预计第 1 座将在 2035 年投入使用。同时研究再修建 8 座核反应堆的可行性计划，并且要在保证安全性基础上，将现有核反应堆的使用年限都提升到 50 年以上，只要安全条件允许，法将不再关闭现有核反应堆。

2021 年 12 月，荷兰提出核能可有效补充太阳能、风能和地热能，通过核电站建设，减少天然气进口依赖，计划新建两座核电站，并让现有核电站在保证安全的前提下运行更长时间，同时 2025 年前将为新核电站建设提供 5 亿欧元财政支持。

与此同时，欧洲最大经济体德国也出现应重新思考淘汰核能的声浪。

自俄乌冲突升级以来，铀的价格已经上涨了约 40%，处于 11 年来的高位。虽然冲突并未直接影响到铀的供应，但业内人士指出，欧洲为摆脱对俄罗斯油气的依赖，开始重新考虑转向核电，从而促进了铀价大涨。

铀是用于产生核能的重要原料，根据核燃料咨询公司 UxC 的数据，铀价近期已攀升至约每磅 60 美元，创下自 2011 年 3 月以来的最高水平。在今年 2 月 24 日俄乌冲突升级以前，铀的价格一直维持在 43 美元左右。

UxC 总裁汉泽指出，俄乌冲突不会立即产生影响，因为没人会在一夜之间建立新的核反应堆，以弥补石油或天然气的缺口。然而，有迹象表明，一些欧洲国家可能会改变对核能的立场，延长现有核反应堆的使用时间，或者更早地建设新反应堆，因为他们希望摆脱对俄罗斯油气的依赖，实现能源结构多样化。

欧盟统计局 2022 年数据显示，包括法、德在内的欧盟 13 个成员国建有核电站，核能发电量约占欧盟总发电量的 25%。欧盟运行中的核反应堆共计 109 个，其中最大的核电生产国为法国，其核能发电量约占欧盟核能总发电量的 52%；其次为德国、西班牙和瑞典，上述四国核能发电量共占欧盟核能总发电量的四分之三以上。中东欧的斯洛伐克、匈牙利、保加利亚和捷克等国也都建有核电站。

闫磊　经济参考报　2022-03-23

能源政策

宁波鼓励新建房屋建筑安装分布式光伏系统

本报讯 近日，浙江宁波城乡住建局发布《关于大力推进建筑屋顶分布式光伏发电系统应用工作的若干意见》。提出到 2025 年底，建筑屋顶安装分布式光伏发电工作全面推进，力争 15%以上的建筑屋顶设置分布式光伏发电系统，90%以上新建建筑全面落实分布式光伏发电系统，建筑领域分布式光伏装机容量占全社会累计光伏并网容量超过 60%。

根据《意见》，自今年 5 月 1 日起，新申领施工许可证或提交施工图设计审查的公共建筑、工业建筑以及总建筑面积不小于 3 万平方米的住宅建筑应当设置光伏发电系统，但建筑屋顶已规划设计有明确使用功能和用途的，或设计采用已列入《绿色技术推广目录》且可用于建筑屋顶节能减排技术的除外。既有建筑加装分布式太阳能光伏的，鼓励按照整街道推进模式，由街道统筹协调区域内房屋所有权人或使用权人，统一设计采购施工运维，采取能源托管方式进行管理，实行设计、采购、

施工、运行维护一体化。

吴昊　中国能源报　2022-03-21

重磅！《“十四五”新型储能发展实施方案》来了

3 月 21 日，国家发改委、国家能源局发布关于印发《“十四五”新型储能发展实施方案》的通知。

通知指出，到 2025 年，新型储能由商业化初期步入规模化发展阶段，具备大规模商业化应用条件。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，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。其中，电化学储能技术性能进一步提升，系统成本降低 30%以上；火电与核电机组抽汽蓄能等依托常规电源的新型储能技术、百兆瓦级压缩空气储能技术实现工程化应用；兆瓦级飞轮储能等机械储能技术逐步成熟；氢储能、热（冷）储能等长时间尺度储能技术取得突破。

到 2030 年，新型储能全面市场化发展。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，市场机制、商业模式、标准体系成熟健全，与电力系统各环节深度融合发展，基本满足构建新型电力系统需求，全面支撑能源领域碳达峰目标如期实现。

方案原文如下

国家发展改革委 国家能源局关于印发《“十四五”新型储能发展实施方案》的通知

发改能源〔2022〕209 号

各省、自治区、直辖市及新疆生产建设兵团发展改革委、能源局，国家能源局各派出机构，有关中央企业：

为深入贯彻落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略，实现碳达峰碳中和战略目标，支撑构建新型电力系统，加快推动新型储能高质量规模化发展，根据《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《国家发展改革委 国家能源局关于加快推动新型储能发展的指导意见》有关要求，我们组织编制了《“十四五”新型储能发展实施方案》，现印发给你们，请遵照执行。

国家发展改革委 国家能源局

2022 年 1 月 29 日

“十四五”新型储能发展实施方案

新型储能是构建新型电力系统的重要技术和基础装备，是实现碳达峰碳中和目标的重要支撑，也是催生国内能源新业态、抢占国际战略新高地的重要领域。“十三五”以来，我国新型储能行业整体处于由研发示范向商业化初期的过渡阶段，在技术装备研发、示范项目建设、商业模式探索、政策体系构建等方面取得了实质性进展，市场应用规模稳步扩大，对能源转型的支撑作用初步显现。按照《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》和《国家发展改革委 国家能源局关于加快推动新型储能发展的指导意见》要求，为推动新型储能规模化、产业化、市场化发展，现制定以下实施方案。

一、总体要求

（一）指导思想

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻落实党的十九大和十九届历次全会精神，弘扬伟大建党精神，贯彻新发展理念，深入落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略，以碳达峰碳中和为目标，坚持以技术创新为内生动力、以市场机制为根本依托、以政策环境为有力保障，积极开创技术、市场、政策多轮驱动良好局面，以稳中求进的思路推动新型储能高质量、规模化发展，为加快构建清洁低碳、安全高效的能源体系提供有力支撑。

（二）基本原则

统筹规划，因地制宜。强化顶层设计，突出科学引领作用，加强与能源相关规划衔接，统筹新

型储能产业上下游发展。针对各类应用场景，因地制宜多元化发展，优化新型储能建设布局。

创新引领，示范先行。以“揭榜挂帅”等方式加强关键技术装备研发，分类开展示范应用。加快推动商业模式和体制机制创新，在重点地区先行先试。推动技术革新、产业升级、成本下降，有效支撑新型储能产业市场化可持续发展。

市场主导，有序发展。明确新型储能独立市场地位，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，更好发挥政府作用，完善市场化交易机制，丰富新型储能参与的交易品种，健全配套市场规则和监督规范，推动新型储能有序发展。

立足安全，规范管理。加强新型储能安全风险防范，明确新型储能产业链各环节安全责任主体，建立健全新型储能技术标准、管理、监测、评估体系，保障新型储能项目建设运行的全过程安全。

（三）发展目标

到 2025 年，新型储能由商业化初期步入规模化发展阶段，具备大规模商业化应用条件。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，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。其中，电化学储能技术性能进一步提升，系统成本降低 30%以上；火电与核电机组抽汽蓄能等依托常规电源的新型储能技术、百兆瓦级压缩空气储能技术实现工程化应用；兆瓦级飞轮储能等机械储能技术逐步成熟；氢储能、热（冷）储能等长时间尺度储能技术取得突破。

到 2030 年，新型储能全面市场化发展。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，市场机制、商业模式、标准体系成熟健全，与电力系统各环节深度融合发展，基本满足构建新型电力系统需求，全面支撑能源领域碳达峰目标如期实现。

二、强化技术攻关，构建新型储能创新体系

发挥政府引导和市场能动双重作用，加强储能技术创新战略性布局和系统性谋划，积极开展新型储能关键技术研发，采用“揭榜挂帅”机制开展储能新材料、新技术、新装备攻关，加速实现核心技术自主化，推动产学研用各环节有机融合，加快创新成果转化，提升新型储能领域创新能力。

（一）加大关键技术装备研发力度

推动多元化技术开发。开展钠离子电池、新型锂离子电池、铅炭电池、液流电池、压缩空气、氢（氨）储能、热（冷）储能等关键核心技术、装备和集成优化设计研究，集中攻关超导、超级电容等储能技术，研发储备液态金属电池、固态锂离子电池、金属空气电池等新一代高能量密度储能技术。

突破全过程安全技术。突破电池本质安全控制、电化学储能系统安全预警、系统多级防护结构及关键材料、高效灭火及防复燃、储能电站整体安全性设计等关键技术，支撑大规模储能电站安全运行。突破储能电池循环寿命快速检测和老化状态评价技术，研发退役电池健康评估、分选、修复等梯次利用相关技术，研究多元新型储能接入电网系统的控制保护与安全防御技术。

专栏1 “十四五”新型储能核心技术装备攻关重点方向
——多元化技术：百兆瓦级压缩空气储能关键技术，百兆瓦级高安全性、低成本、长寿命锂离子电池储能技术，百兆瓦级液流电池技术，钠离子电池、固态锂离子电池技术，高性能铅炭电池技术，兆瓦级超级电容器，液态金属电池、金属空气电池，氢（氨）储能、热（冷）储能等。 ——全过程安全技术：储能电池智能传感技术，储能电池热失控阻隔技术，电池本质安全控制技术，基于大数据的故障诊断和预警技术，清洁高效灭火技术；储能电池循环寿命预测技术，可修复再生的新型电池技术，电池剩余价值评估技术。 ——智慧调控技术：规模化储能与常规电源联合优化运行技术，规模化储能电网主动支撑控制技术；分布式储能设施聚合互动调控技术，分布式储能与分布式电源协同控制技术，区域能源调配管理技术。

创新智慧调控技术。集中攻关规模化储能系统集群智能协同控制关键技术，开展分布式储能系统协同聚合研究，着力破解高比例新能源接入带来的电网控制难题。依托大数据、云计算、人工智能、区块链等技术，开展储能多功能复用、需求侧响应、虚拟电厂、云储能、市场化交易等领域关键技术研究。

（二）积极推动产学研用融合发展

支持产学研用体系和平台建设。支持以“揭榜挂帅”等方式调动企业、高校及科研院所等各方面力量，推进国家级储能重点实验室以及国家储能技术产教融合创新平台建设，促进教育链、人才链和产业链的有机衔接和深度融合。鼓励地方政府、企业、金融机构、技术机构等联合组建新型储能发展基金和创新联盟，优化创新资源分配，推动技术和商业模式创新。

加强学科建设和人才培养。落实《储能技术专业学科发展行动计划（2020-2024）》要求，完善新型储能技术人才培养专业学科体系，深化新型储能专业人才和复合人才培养。支持依托新型储能研发创新平台，申报国家或省部级科技项目，培养优秀新型储能科研人才。

（三）健全技术创新体系

加快建立以企业为主体、市场为导向、产学研用相结合的绿色储能技术创新体系，强化新型储能研发创新平台的跟踪和管理。支持相关企业、科研机构、高等院校等持续开展新型储能技术创新、应用布局、商业模式、政策机制、标准体系等方面的研究工作，加强对新型储能行业发展的科学决策支撑。

三、积极试点示范，稳妥推进新型储能产业化进程

聚焦各类应用场景，关注多元化技术路线，以稳步推进、分批实施的原则开展新型储能试点示范，加强示范项目跟踪评估。加快重点区域试点示范，鼓励各地先行先试。通过示范应用带动新型储能技术进步和产业升级，完善产业链，增强产业竞争力。

（一）加快多元化技术示范应用

加快重大技术创新示范。积极开展首台（套）重大技术装备示范、科技创新（储能）试点示范。加强试点示范项目的跟踪监测与分析评估，为新技术、新产品、新方案实际应用效果提供科学数据支撑，为国家制定产业政策和技术标准提供科学依据。推动国家级新型储能实证基地建设，为各类新型储能设备研发、标准制定、运行管理、效益分析等提供验证平台。

专栏2 “十四五”新型储能技术试点示范
技术示范： ——百兆瓦级先进压缩空气储能系统应用 ——钠离子电池、固态锂离子电池技术示范 ——锂离子电池高安全规模化发展 ——钒液流电池、铁铬液流电池、锌溴液流电池等产业化应用 ——飞轮储能技术规模化应用 ——火电抽汽蓄能、核电抽汽蓄能示范应用 ——可再生能源制储氢（氨）、氢电耦合等氢储能示范应用 ——复合型储能技术示范应用

开展不同技术路线分类试点示范。重点建设更大容量的液流电池、飞轮、压缩空气等储能技术试点示范项目，推动火电机组抽汽蓄能等试点示范，研究开展钠离子电池、固态锂离子电池等新一代高能量密度储能技术试点示范。拓展氢（氨）储能、热（冷）储能等应用领域，开展依托可再生能源制氢（氨）的氢（氨）储能、利用废弃矿坑储能等试点示范。结合系统需求推动多种储能技术联合应用，开展复合型储能试点示范。

推动多时间尺度新型储能技术试点示范。针对负荷跟踪、系统调频、惯量支撑、爬坡、无功支持及机械能回收等秒级和分钟级应用需求，推动短时高频储能技术示范。针对新能源消纳和系统调峰问题，推动大容量、中长时间尺度储能技术示范。重点试点示范压缩空气、液流电池、高效储热等日到周、周到季时间尺度储能技术，以及可再生能源制氢、制氨等更长周期储能技术，满足多时间尺度应用需求。

专栏3　首批科技创新（储能）试点示范项目跟踪评估
河北： ——国家风光储输示范工程二期储能扩建工程 广东： ——科陆-华润电力（海丰小漠电厂）储能辅助调频项目 ——佛山市顺德德胜电厂储能调频项目 福建： ——晋江百兆瓦时级储能电站试点示范项目 ——宁德时代储能微网项目 江苏： ——张家港海螺水泥厂储能电站项目 ——苏州昆山储能电站 青海： ——黄河上游水电开发有限责任公司国家光伏发电试验测试基地配套20MW储能电站项目

（二）推进不同场景及区域试点示范

深化不同应用场景试点示范。聚焦新型储能在电源侧、电网侧、用户侧各类应用场景，遴选一批新型储能示范试点项目，结合不同应用场景制定差异化支持政策。结合试点示范项目，深化不同应用场景下储能装备、系统集成、规划设计、调度运行、安全防护、测试评价等方面的关键技术研究。

加快重点区域试点示范。积极开展区域性储能示范区建设，鼓励各地因地制宜开展新型储能政策机制改革试点，推动重点区域新型储能试点示范项目建设。结合以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设开展新型储能试点示范；加快青海省国家储能发展先行示范区建设；加强河北、广东、福建、江苏等地首批科技创新（储能）试点示范项目跟踪评估；统筹推进张家口可再生能源示范区新型储能发展。鼓励各地在具备先进技术、人才队伍和资金支持的前提下，大胆先行先试，开展技术创新、模式创新以及体制机制创新试点示范和应用。

专栏4 “十四五”新型储能区域示范
青海省国家储能发展先行示范区重点项目 ——德令哈压缩空气储能试点项目，海南州、海西州两个千万千瓦级清洁能源基地开展“共享储能”示范，乌图美仁乡“风光热储”一体化示范项目，冷湖镇“风光气储”一体化示范项目。 青海省国家储能发展先行示范区政策环境 ——加快青海省电力辅助服务市场建设，建立各类市场主体共同参与的电力辅助服务成本分摊和收益共享机制。加快推进青海省电力现货市场建设，营造反映实时供需关系的电力市场环境。研究制定储能电站过渡性扶持政策，探索以年度竞价方式确定示范期内新建“共享储能”项目生命周期辅助服务补偿价格。创新储能投资运营监管方式，采取基于功能定位的储能投资与运营监管方式。 张家口可再生能源示范区新型储能创新发展 ——加大压缩空气储能、大容量蓄电池储能、飞轮储能、超级电容器储能等技术研发力度，积极探索商业化发展模式，逐步降低储能成本，开展规模化储能试点示范。推进储能在电源侧、用户侧和电网侧等场景应用，鼓励用电大户在用户侧建设以峰谷电价差为商业模式的新型储能电站，鼓励在电网侧以“企业自建”“共建共享”等方式建设运营新型储能电站。探索风光氢储、风光火储等源网荷储一体化和多能互补的储能发展模式。 重点区域示范 ——在山东、河北、山西、吉林、内蒙古、宁夏等地区开展多种新型储能技术试点示范。

（三）发展壮大新型储能产业

完善上下游产业链条。培育和延伸新型储能上下游产业，依托具有自主知识产权和核心竞争力骨干企业，积极推动新型储能全产业链发展。吸引更多人才、技术、信息等高端要素向新型储能产业集聚，着力培育和打造储能战略性新兴产业集群。

建设高新技术产业基地。结合资源禀赋、技术优势、产业基础、人力资源等条件，推动建设一批国家储能高新技术产业化基地，促进新型储能产业实现规模化、市场化高质量发展。

四、推动规模化发展，支撑构建新型电力系统

持续优化建设布局，促进新型储能与电力系统各环节融合发展，支撑新型电力系统建设。推动新型储能与新能源、常规电源协同优化运行，充分挖掘常规电源储能潜力，提高系统调节能力和容量支撑能力。合理布局电网侧新型储能，着力提升电力安全保障水平和系统综合效率。实现用户侧新型储能灵活多样发展，探索储能融合发展新场景，拓展新型储能应用领域和应用模式。

（一）加大力度发展电源侧新型储能

推动系统友好型新能源电站建设。在新能源资源富集地区，如内蒙古、新疆、甘肃、青海等，以及其他新能源高渗透率地区，重点布局一批配置合理新型储能的系统友好型新能源电站，推动高精度长时间尺度功率预测、智能调度控制等创新技术应用，保障新能源高效消纳利用，提升新能源并网友好性和容量支撑能力。

支撑高比例可再生能源基地外送。依托存量和“十四五”新增跨省跨区输电通道，在东北、华北、

西北、西南等地区充分发挥大规模新型储能作用，通过“风光水火储一体化”多能互补模式，促进大规模新能源跨省区外送消纳，提升通道利用率和可再生能源电量占比。

促进沙漠戈壁荒漠大型风电光伏基地开发消纳。配合沙漠、戈壁、荒漠等地区大型风电光伏基地开发，研究新型储能的配置技术、合理规模和运行方式，探索利用可再生能源制氢，支撑大规模新能源外送。

促进大规模海上风电开发消纳。结合广东、福建、江苏、浙江、山东等地区大规模海上风电基地开发，开展海上风电配置新型储能研究，降低海上风电汇集输电通道的容量需求，提升海上风电消纳利用水平和容量支撑能力。

提升常规电源调节能力。推动煤电合理配置新型储能，开展抽汽蓄能示范，提升运行特性和整体效益。探索开展新型储能配合核电调峰调频及多场景应用。探索利用退役火电机组既有厂址和输变电设施建设新型储能或风光储设施。

（二）因地制宜发展电网侧新型储能

提高电网安全稳定运行水平。在负荷密集接入、大规模新能源汇集、大容量直流馈入、调峰调频困难和电压支撑能力不足的关键电网节点合理布局新型储能，充分发挥其调峰、调频、调压、事故备用、爬坡、黑启动等多种功能，作为提升系统抵御突发事件和故障后恢复能力的重要措施。

增强电网薄弱区域供电保障能力。在供电能力不足的偏远地区，如新疆、内蒙古、西藏等地区的电网末端，合理布局电网侧新型储能或风光储电站，提高供电保障能力。在电网未覆盖地区，通过新型储能支撑太阳能、风能等可再生能源开发利用，满足当地用能需求。

延缓和替代输变电设施投资。在输电走廊资源和变电站站址资源紧张地区，如负荷中心地区、临时性负荷增加地区、阶段性供电可靠性需求提高地区等，支持电网侧新型储能建设，延缓或替代输变电设施升级改造，降低电网基础设施综合建设成本。

提升系统应急保障能力。围绕政府、医院、数据中心等重要电力用户，在安全可靠前提下，建设一批移动式或固定式新型储能作为应急备用电源，研究极端情况下对包括电动汽车在内的储能设施集中调用机制，提升系统应急供电保障能力。

（三）灵活多样发展用户侧新型储能

支撑分布式供能系统建设。围绕大数据中心、5G 基站、工业园区、公路服务区等终端用户，以及具备条件的农村用户，依托分布式新能源、微电网、增量配网等配置新型储能，探索电动汽车在分布式供能系统中应用，提高用能质量，降低用能成本。

提供定制化用能服务。针对工业、通信、金融、互联网等用电量大且对供电可靠性、电能质量要求高的电力用户，根据优化商业模式和系统运行模式需要配置新型储能，支撑高品质用电，提高综合用能效率效益。

提升用户灵活调节能力。积极推动不间断电源、充换电设施等用户侧分散式储能设施建设，探索推广电动汽车、智慧用电设施等双向互动智能充放电技术应用，提升用户灵活调节能力和智能高效用电水平。

（四）开展新型储能多元化应用

推进源网荷储一体化协同发展。通过优化整合本地电源侧、电网侧、用户侧资源，合理配置各类储能，探索不同技术路径和发展模式，鼓励源网荷储一体化项目开展内部联合调度。

加快跨领域融合发展。结合国家新型基础设施建设，积极推动新型储能与智慧城市、乡村振兴、智慧交通等领域的跨界融合，不断拓展新型储能应用模式。

拓展多种储能形式应用。结合各地区资源条件，以及对不同形式能源需求，推动长时间电储能、氢储能、热（冷）储能等新型储能项目建设，促进多种形式储能发展，支撑综合智慧能源系统建设。

五、完善体制机制，加快新型储能市场化步伐

加快推进电力市场体系建设，明确新型储能独立市场主体地位，营造良好市场环境。研究建立新型储能价格机制，研究合理的成本分摊和疏导机制。创新新型储能商业模式，探索共享储能、云

储能、储能聚合等商业模式应用。

（一）营造良好市场环境

推动新型储能参与各类电力市场。加快推进电力中长期交易市场、电力现货市场、辅助服务市场等建设进度，推动储能作为独立主体参与各类电力市场。研究新型储能参与电力市场的准入条件、交易机制和技术标准，明确相关交易、调度、结算细则。

完善适合新型储能的辅助服务市场机制。推动新型储能以独立电站、储能聚合商、虚拟电厂等多种形式参与辅助服务，因地制宜完善“按效果付费”的电力辅助服务补偿机制，丰富辅助服务交易品种，研究开展备用、爬坡等辅助服务交易。

（二）合理疏导新型储能成本

加大“新能源+储能”支持力度。在新能源装机占比高、系统调峰运行压力大的地区，积极引导新能源电站以市场化方式配置新型储能。对于配套建设新型储能或以共享模式落实新型储能的新能源发电项目，结合储能技术水平和系统效益，可在竞争性配置、项目核准、并网时序、保障利用小时数、电力服务补偿考核等方面优先考虑。

完善电网侧储能价格疏导机制。以支撑系统安全稳定高效运行为原则，合理确定电网侧储能的发展规模。建立电网侧独立储能电站容量电价机制，逐步推动储能电站参与电力市场。科学评估新型储能输变电设施投资替代效益，探索将电网替代性储能设施成本收益纳入输配电价回收。

完善鼓励用户侧储能发展的价格机制。加快落实分时电价政策，建立尖峰电价机制，拉大峰谷价差，引导电力市场价格向用户侧传导，建立与电力现货市场相衔接的需求侧响应补偿机制，增加用户侧储能的收益渠道。鼓励用户采用储能技术减少接入电力系统的增容投资，发挥储能在减少配电网基础设施投资上的积极作用。

（三）拓展新型储能商业模式

探索推广共享储能模式。鼓励新能源电站以自建、租用或购买等形式配置储能，发挥储能“一站多用”的共享作用。积极支持各类主体开展共享储能、云储能等创新商业模式的应用示范，试点建设共享储能交易平台和运营监控系统。

研究开展储能聚合应用。鼓励不间断电源、电动汽车、充换电设施等用户侧分散式储能设施的聚合利用，通过大规模分散小微主体聚合，发挥负荷削峰填谷作用，参与需求侧响应，创新源荷双向互动模式。

创新投资运营模式。鼓励发电企业、独立储能运营商联合投资新型储能项目，通过市场化方式合理分配收益。建立源网荷储一体化和多能互补项目协调运营、利益共享机制。积极引导社会资本投资新型储能项目，建立健全社会资本建设新型储能公平保障机制。

六、做好政策保障，健全新型储能管理体系

鼓励各地结合现有政策机制，加大新型储能技术创新和项目建设支持力度。强化标准的规范引领和安全保障作用，积极建立健全新型储能全产业链标准体系，加快制定新型储能安全相关标准，开展不同应用场景储能标准制修订。加快建立新型储能项目管理机制，规范行业管理，强化安全风险防范。

（一）健全标准体系

完善全产业链标准体系。按照国家能源局、应急管理部、市场监管总局联合印发的《关于加强储能标准化工作的实施方案》要求，充分发挥储能标准化平台作用，建立涵盖新型储能基础通用、规划设计、设备试验、施工验收、并网运行、检测监测、运行维护、安全应急等专业领域，各环节相互支撑、协同发展的标准体系。加强储能标准体系与现行能源电力系统相关标准的有效衔接。深度参与新型储能国际标准制定，提高行业影响力。

加快制定安全相关标准。针对不同技术路线的新型储能设施，研究制定覆盖电气安全、组件安全、电磁兼容、功能安全、网络安全、能量管理、运输安全、安装安全、运行安全、退役管理等全方位安全标准。加快制定电化学储能模组/系统安全设计和评测、电站安全管理和消防灭火等相关标准。

细化储能电站接入电网和应用场景类型，完善接入电网系统的安全设计、测试验收、应急管理等标准。

创新多元化应用技术标准。结合新型储能技术创新和应用场景拓展，及时开展各类标准的制修订工作，统筹技术进步和标准应用的兼容度，兼顾标准创新性和实用性。聚焦新能源配套储能，加快开展储能系统技术要求及并网性能要求等标准制修订，规范新增风电、光伏配置储能要求。研究制定规模化储能集群智慧调控和分布式储能聚合调控的相关标准，提高储能运行效率和系统价值。

专栏5 “十四五”新型储能标准体系重点方向
——新型储能标准体系：基础通用、规划设计、设备试验、施工验收、并网运行、检测监测、运行维护、安全应急等领域标准。 ——安全相关重点标准：储能电站安全设计、安全监测及管理、消防处理、安全应急、系统并网、设备试验检测、电化学储能循环寿命评价、退役电池梯次利用等。 ——多元化应用技术标准：电化学、压缩空气、超导、飞轮等不同储能技术标准，火电与核电机组抽汽蓄能等依托常规电源的新型储能技术标准，氢（氨）储能、热（冷）储能等创新储能技术标准，多场景智慧调控等技术标准。

（二）完善支持政策

结合首台（套）技术装备示范应用、绿色技术创新体系支持政策，积极推动各地加大支持力度。鼓励各地根据实际需要对新型储能项目投资建设、并网调度、运行考核等方面给予政策支持。有效利用现有资金渠道，积极支持新型储能关键技术装备产业化及应用项目。支持将新型储能纳入绿色金融体系，推动设立储能发展基金，健全社会资本融资手段。

（三）建立项目管理机制

强化安全风险防范。推动健全新型储能安全生产法律法规和标准规范，完善管理体系，明确产业上下游各环节安全责任主体，强化安全责任落实。针对新型储能项目，尤其是大规模电化学储能电站，加强项目准入、生产与质量控制、设计咨询、施工验收、并网调度、运行维护、退役管理、应急管理与事故处置等环节安全管控和监督，筑牢安全底线。

规范项目建设和运行管理。落实《新型储能项目管理规范（暂行）》，明确新型储能项目备案管理职能，优化备案流程和管理细则。完善新型储能项目建设单位资质资格、设备检测认证机制，提升质量管理水平。推动建立新型储能用地、环保、安全、消防等方面管理机制。督促电网企业明确接网程序，优化调度运行机制，充分发挥储能系统效益。研究与新能源、微电网、综合智慧能源、能源互联网项目配套建设的新型储能项目管理机制。

七、推进国际合作，提升新型储能竞争优势

深入推进新型储能领域国际能源合作，完善合作机制，搭建合作平台，拓展合作领域，实现新型储能技术和产业的高质量引进来和高水平走出去。

（一）完善国际合作机制

按照优势互补、互利共赢的原则，充分发挥政府间多、双边能源合作机制作用，强化与世界银行等国际金融机构合作，搭建新型储能国际合作平台，推进与重点国家新型储能领域合作。

（二）推动技术和产业国际合作

在新型储能前沿领域开展科技研发国际合作，加强国际技术交流和信息共享，探索先进技术引进、产业链供应链合作的共赢机制，研究国内外企业合作新模式，推动国内先进储能技术、标准、装备“走出去”。

八、保障措施

建立健全新型储能多部门协调机制，国家发展改革委、国家能源局加强与有关部门协调，做好

与国家能源及各专项规划的统筹衔接，推动建设国家级新型储能大数据平台，提升实施监测和行业管理信息化水平。制定新型储能落实工作方案和政策措施，各省级能源主管部门编制本地区新型储能发展方案，明确进度安排和考核机制，科学有序推进各项任务，并将进展情况抄送国家能源局及派出机构。加强实施情况监督评估，国家能源局派出机构要密切跟踪落实情况，及时总结经验、分析问题，提出滚动修订的意见建议。国家能源局根据监督评估情况对实施方案进行适时调整和优化。点击下载政策解读：

《“十四五”新型储能发展实施方案》解读

中国能源网　2022-03-21

河北出台规范 指导屋顶分布式光伏建设

日前，河北省能源局出台《屋顶分布式光伏建设指导规范（试行）》，规范屋顶分布式光伏建设行为，促进全省屋顶分布式光伏安全、有序、高质量发展，保障人身、设备、电网安全。

《规范》规定了屋顶分布式光伏项目工作流程、规划要求、项目立项、本体设计、接网设计、工程建设、并网调试、工程验收、调控与保护、运行维护、交易结算、用电监察、项目评价等应遵循的基本要求。《规范》所提到的屋顶分布式光伏项目主要指利用工业园区、企业厂房、物流仓储基地、公共建筑、交通设施和居民住宅等建筑物屋顶建设的分布式光伏发电项目，适用于接入 35 千伏及以下电压等级的屋顶分布式光伏建设。

《规范》要求，屋顶分布式光伏开发建设应符合城乡总体规划，并与周边建筑（景观）相协调，综合考虑环境气象条件、建筑条件、运输与施工条件等因素，满足安全可靠、经济适用、环保美观、施工方便、便于系统运行维护和检查等要求。各地要就近消纳、就地平衡，避免远距离、跨区域送电，与开发区域内电网建设发展、用电负荷增长相协调。采用可靠的新技术、新工艺、新设备、新材料，屋顶分布式光伏发电系统各设备的生产、设计、制造、安装、使用、检测、维修、改造和报废，应当符合国家标准和行业标准。屋顶分布式光伏所依托的建筑物应该具有合法性，严禁依附违章建筑物建设；分布式光伏依托的住宅应具有不动产权证明或乡镇及以上政府出具的房屋证明。对于居民用户，若屋顶面积受限，也可利用户内闲置用地建设分布式光伏。

潘文静　河北日报　2022-03-22

到 2025 年 完成既有建筑节能改造面积 3.5 亿平方米以上

住房和城乡建设部日前印发的《“十四五”建筑节能与绿色建筑发展规划》提出，到 2025 年，完成既有建筑节能改造面积 3.5 亿平方米以上，建设超低能耗、近零能耗建筑 0.5 亿平方米以上，装配式建筑占当年城镇新建建筑的比例达到 30%，全国新增建筑太阳能光伏装机容量 0.5 亿千瓦以上，地热能建筑应用面积 1 亿平方米以上，城镇建筑可再生能源替代率达到 8%，建筑能耗中电力消费比例超过 55%。

《规划》提出了提升绿色建筑发展质量、提高新建建筑节能水平、加强既有建筑节能绿色改造、推动可再生能源应用、实施建筑电气化工程、推广新型绿色建造方式等重点任务，并提出健全法规标准体系、落实激励政策保障、创新工程质量监管模式等保障措施。

《规划》提出，各级住房和城乡建设部门要加强与发展改革、财政、税务等部门沟通，争取落实财政资金、价格、税收等方面支持政策，对高星级绿色建筑、超低能耗建筑、零碳建筑、既有建筑节能改造项目、建筑可再生能源应用项目、绿色农房等给予政策扶持。会同有关部门推动绿色金融与绿色建筑协同发展，创新信贷等绿色金融产品，强化绿色保险支持。完善绿色建筑和绿色建材政府采购需求标准，在政府采购领域推广绿色建筑和绿色建材应用。探索大型建筑碳排放交易路径。

据介绍，“十三五”期间，我国累计建设完成超低、近零能耗建筑面积近 0.1 亿平方米，完成既有

居住建筑节能改造面积 5.14 亿平方米、公共建筑节能改造面积 1.85 亿平方米，城镇建筑可再生能源替代率达到 6%。

丁怡婷　人民日报　2022-03-22

湖南新能源与节能产业精准发力

近日，湖南省工信厅发布《湖南省新能源与节能产业“十四五”发展规划》，聚焦新能源、高效节能两大发展重点，力争到 2025 年，总产值达到 4000 亿元，成为国内有影响力的产业集群。

新能源与节能产业是指为开发应用新能源、节约能源、提高资源使用效率，提供技术基础和装备保障的产业。省工信厅相关负责人介绍，按照湖南省构建现代产业新体系总体思路，致力将新能源与节能产业打造成为国家级产业集群，为建设国家重要先进制造业高地提供坚实支撑。

新能源产业领域，大力发展新型能源及电力装备、储能及新能源应用、服务，不断提升新能源应用比例，到 2025 年全省新能源产业产值规模达到 3000 亿元。高效节能产业领域，大力发展节能技术装备及产品、资源综合利用和节能低碳服务，全面提升能源资源利用效率，到 2025 年高效节能产业产值规模达到 1000 亿元。

为推动目标落实落地，规划部署了加快产业集聚发展、培育壮大市场主体、推动产业转型升级、提升自主创新能力、加强质量品牌建设、深入推进开放合作、强化示范引领带动等 7 项主要任务。

按规划，新能源与节能产业要着力提升产业创新能力，全省新增 50 个省级及以上科技创新平台，骨干企业研发投入占销售收入比重达到 5%以上；在产业集聚度上，力争新增年产值过 500 亿元、过 200 亿元、过 100 亿元的特色产业园区，分别达到 2 个、5 个、10 个。

曹娴　湖南日报　2022-03-29

重磅！《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》发布

3 月 23 日，国家发改委、国家能源局联合印发《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》（以下简称《规划》）。

《规划》明确了氢的能源属性，是未来国家能源体系的组成部分，充分发挥氢能清洁低碳特点，推动交通、工业等用能终端和高耗能、高排放行业绿色低碳转型。同时，明确氢能是战略性新兴产业的重点方向，是构建绿色低碳产业体系、打造产业转型升级的新增长点。

《规划》提出了氢能产业发展基本原则：一是创新引领，自立自强。积极推动技术、产品、应用和商业模式创新，集中突破氢能产业技术瓶颈，增强产业链供应链稳定性和竞争力。二是安全为先，清洁低碳。强化氢能全产业链重大风险的预防和管控；构建清洁化、低碳化、低成本的多元制氢体系，重点发展可再生能源制氢，严格控制化石能源制氢。三是市场主导，政府引导。发挥市场在资源配置中的决定性作用，探索氢能利用的商业化路径；更好发挥政府作用，引导产业规范发展。四是稳慎应用，示范先行。统筹考虑氢能供应能力、产业基础、市场空间和技术创新水平，积极有序开展氢能技术创新与产业应用示范，避免一些地方盲目布局、一拥而上。

《规划》提出，到 2025 年，形成较为完善的氢能产业发展制度政策环境，产业创新能力显著提高，基本掌握核心技术和制造工艺，初步建立较为完整的供应链和产业体系。氢能示范应用取得明显成效，清洁能源制氢及氢能储运技术取得较大进展，市场竞争力大幅提升，初步建立以工业副产氢和可再生能源制氢就近利用为主的氢能供应体系。燃料电池车辆保有量约 5 万辆，部署建设一批加氢站。可再生能源制氢量达到 10-20 万吨/年，成为新增氢能消费的重要组成部分，实现二氧化碳减排 100-200 万吨/年。

再经过 5 年的发展，到 2030 年，形成较为完备的氢能产业技术创新体系、清洁能源制氢及供应体系，产业布局合理有序，可再生能源制氢广泛应用，有力支撑碳达峰目标实现。

到 2035 年，形成氢能产业体系，构建涵盖交通、储能、工业等领域的多元氢能应用生态。可再生能源制氢在终端能源消费中的比重明显提升，对能源绿色转型发展起到重要支撑作用。

《规划》要点：

加快推进质子交换膜燃料电池技术创新，开发关键材料，提高主要性能指标和批量化生产能力，持续提升燃料电池可靠性、稳定性、耐久性。支持新型燃料电池等技术发展。着力推进核心零部件以及关键装备研发制造。加快提高可再生能源制氢转化效率和单台装置制氢规模，突破氢能基础设施环节关键核心技术。开发临氢设备关键影响因素监测与测试技术，加大制、储、输、用氢全链条安全技术开发应用。

持续推进绿色低碳氢能制取、储存、运输和应用等各环节关键核心技术研发。持续开展光解水制氢、氢脆失效、低温吸附、泄漏/扩散/燃爆等氢能科学机理，以及氢能安全基础规律研究。持续推动氢能先进技术、关键设备、重大产品示范应用和产业化发展，构建氢能产业高质量发展技术体系。

结合资源禀赋特点和产业布局，因地制宜选择制氢技术路线，逐步推动构建清洁化、低碳化、低成本的多元制氢体系。在焦化、氯碱、丙烷脱氢等行业集聚地区，优先利用工业副产氢，鼓励就近消纳，降低工业副产氢供给成本。在风光水电资源丰富地区，开展可再生能源制氢示范，逐步扩大示范规模，探索季节性储能和电网调峰。推进固体氧化物电解池制氢、光解水制氢、海水制氢、核能高温制氢等技术研发。探索在氢能应用规模较大的地区设立制氢基地。

坚持需求导向，统筹布局建设加氢站，有序推进加氢网络体系建设。坚持安全为先，节约集约利用土地资源，支持依法依规利用现有加油加气站的场地设施改扩建加氢站。探索站内制氢、储氢和加氢一体化的加氢站等新模式。

根据各地既有能源基础设施条件和经济承受能力，因地制宜布局氢燃料电池分布式热电联供设施，推动在社区、园区、矿区、港口等区域内开展氢能源综合利用示范。依托通信基站、数据中心、铁路通信站点、电网变电站等基础设施工程建设，推动氢燃料电池在备用电源领域的市场应用。在可再生能源基地，探索以燃料电池为基础的发电调峰技术研发与示范。结合偏远地区、海岛等用电需求，开展燃料电池分布式发电示范应用。

不断提升氢能利用经济性，拓展清洁低碳氢能在化工行业替代的应用空间。开展以氢作为还原剂的氢冶金技术研发应用。探索氢能在工业生产中作为高品质热源的应用。扩大工业领域氢能替代化石能源应用规模，积极引导合成氨、合成甲醇、炼化、煤制油气等行业由高碳工艺向低碳工艺转变，促进高耗能行业绿色低碳发展。

制定完善氢能管理有关政策，规范氢能制备、储运和加注等环节建设管理程序，落实安全监管责任，加强产业发展和投资引导，推动氢能规模化应用，促进氢能生产和消费，为能源绿色转型提供支撑。完善氢能基础设施建设运营有关规定，注重在建设要求、审批流程和监管方式等方面强化管理，提升安全运营水平。研究探索可再生能源发电制氢支持性电价政策，完善可再生能源制氢市场化机制，健全覆盖氢储能的储能价格机制，探索氢储能直接参与电力市场交易。

推动完善氢能制、储、输、用标准体系，重点围绕建立健全氢能质量、氢安全等基础标准，制氢、储运氢装置、加氢站等基础设施标准，交通、储能等氢能应用标准，增加标准有效供给。鼓励龙头企业积极参与各类标准研制工作，支持有条件的社会团体制定发布相关标准。在政策制定、政府采购、招投标等活动中，严格执行强制性标准，积极采用推荐性标准和国家有关规范。推进氢能产品检验检测和认证公共服务平台建设，推动氢能产品质量认证体系建设。

规划原文如下

氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）

氢能是一种来源丰富、绿色低碳、应用广泛的二次能源，正逐步成为全球能源转型发展的重要载体之一。为助力实现碳达峰、碳中和目标，深入推进能源生产和消费革命，构建清洁低碳、安全高效的能源体系，促进氢能产业高质量发展，根据《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》，编制本规划。规划期限为 2021-2035 年。

一、现状与形势

当今世界正经历百年未有之大变局，新一轮科技革命和产业变革同我国经济高质量发展要求形成历史性交汇。以燃料电池为代表的氢能开发利用技术取得重大突破，为实现零排放的能源利用提供重要解决方案，需要牢牢把握全球能源变革发展大势和机遇，加快培育发展氢能产业，加速推进我国能源清洁低碳转型。

从国际看，全球主要发达国家高度重视氢能产业发展，氢能已成为加快能源转型升级、培育经济新增长点的重要战略选择。全球氢能全产业链关键核心技术趋于成熟，燃料电池出货量快速增长、成本持续下降，氢能基础设施建设明显提速，区域性氢能供应网络正在形成。

从国内看，我国是世界上最大的制氢国，年制氢产量约 3300 万吨，其中，达到工业氢气质量标准的约 1200 万吨。可再生能源装机量全球第一，在清洁低碳的氢能供给上具有巨大潜力。国内氢能产业呈现积极发展态势，已初步掌握氢能制备、储运、加氢、燃料电池和系统集成等主要技术和生产工艺，在部分区域实现燃料电池汽车小规模示范应用。全产业链规模以上工业企业超过 300 家，集中分布在长三角、粤港澳大湾区、京津冀等区域。

但总体看，我国氢能产业仍处于发展初期，相较于国际先进水平，仍存在产业创新能力不强、技术装备水平不高，支撑产业发展的基础性制度滞后，产业发展形态和发展路径尚需进一步探索等问题和挑战。同时，一些地方盲目跟风、同质化竞争、低水平建设的苗头有所显现。面对新形势、新机遇、新挑战，亟需加强顶层设计和统筹谋划，进一步提升氢能产业创新能力，不断拓展市场应用新空间，引导产业健康有序发展。

二、战略定位

氢能是未来国家能源体系的重要组成部分。充分发挥氢能作为可再生能源规模化高效利用的重要载体作用及其大规模、长周期储能优势，促进异质能源跨地域和跨季节优化配置，推动氢能、电能和热能系统融合，促进形成多元互补融合的现代能源供应体系。

氢能是用能终端实现绿色低碳转型的重要载体。以绿色低碳为方针，加强氢能的绿色供应，营造形式多样的氢能消费生态，提升我国能源安全水平。发挥氢能对碳达峰、碳中和目标的支撑作用，深挖跨界应用潜力，因地制宜引导多元应用，推动交通、工业等用能终端的能源消费转型和高耗能、高排放行业绿色发展，减少温室气体排放。

氢能产业是战略性新兴产业和未来产业重点发展方向。以科技自立自强为引领，紧扣全球新一轮科技革命和产业变革发展趋势，加强氢能产业创新体系建设，加快突破氢能核心技术和关键材料瓶颈，加速产业升级壮大，实现产业链良性循环和创新发展。践行创新驱动，促进氢能技术装备取得突破，加快培育新产品、新业态、新模式，构建绿色低碳产业体系，打造产业转型升级的新增长点，为经济高质量发展注入新动能。

三、总体要求

（一）指导思想

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻落实党的十九大和十九届历次全会精神，弘扬伟大建党精神，立足新发展阶段，完整准确全面贯彻新发展理念，构建新发展格局，以推动高质量发展为主题，以深化供给侧结构性改革为主线，紧扣实现碳达峰、碳中和目标，贯彻“四个革命、一个合作”能源安全新战略，着眼抢占未来产业发展先机，统筹氢能产业布局，提升创新能力，完善管理体系，规范有序发展，提高氢能在能源消费结构中的比重，为构建清洁低碳、安全高效的能源体系提供有力支撑。

（二）基本原则

创新引领，自立自强。坚持创新驱动发展，加快氢能创新体系建设，以需求为导向，带动产品创新、应用创新和商业模式创新。集中突破氢能产业技术瓶颈，建立健全产业技术装备体系，增强产业链供应链稳定性和竞争力。充分利用全球创新资源，积极参与全球氢能技术和产业创新合作。

安全为先，清洁低碳。把安全作为氢能产业发展的内在要求，建立健全氢能安全监管制度和标

准规范，强化对氢能制、储、输、加、用等全产业链重大安全风险的预防和管控，提升全过程安全管理水平，确保氢能利用安全可控。构建清洁化、低碳化、低成本的多元制氢体系，重点发展可再生能源制氢，严格控制化石能源制氢。

市场主导，政府引导。发挥市场在资源配置中的决定性作用，突出企业主体地位，加强产学研用深度融合，着力提高氢能技术经济性，积极探索氢能利用的商业化路径。更好发挥政府作用，完善产业发展基础性制度体系，强化全国一盘棋，科学优化产业布局，引导产业规范发展。

稳慎应用，示范先行。积极发挥规划引导和政策激励作用，统筹考虑氢能供应能力、产业基础和市场空间，与技术创新水平相适应，有序开展氢能技术创新与产业应用示范，避免一些地方盲目布局、一拥而上。坚持点线结合、以点带面，因地制宜拓展氢能应用场景，稳慎推动氢能在交通、储能、发电、工业等领域的多元应用。

（三）发展目标

到 2025 年，形成较为完善的氢能产业发展制度政策环境，产业创新能力显著提高，基本掌握核心技术和制造工艺，初步建立较为完整的供应链和产业体系。氢能示范应用取得明显成效，清洁能源制氢及氢能储运技术取得较大进展，市场竞争力大幅提升，初步建立以工业副产氢和可再生能源制氢就近利用为主的氢能供应体系。燃料电池车辆保有量约 5 万辆，部署建设一批加氢站。可再生能源制氢量达到 10-20 万吨/年，成为新增氢能消费的重要组成部分，实现二氧化碳减排 100-200 万吨/年。

再经过 5 年的发展，到 2030 年，形成较为完备的氢能产业技术创新体系、清洁能源制氢及供应体系，产业布局合理有序，可再生能源制氢广泛应用，有力支撑碳达峰目标实现。

到 2035 年，形成氢能产业体系，构建涵盖交通、储能、工业等领域的多元氢能应用生态。可再生能源制氢在终端能源消费中的比重明显提升，对能源绿色转型发展起到重要支撑作用。

四、系统构建支撑氢能产业高质量发展创新体系

围绕氢能高质量发展重大需求，准确把握氢能产业创新发展方向，聚焦短板弱项，适度超前部署一批氢能项目，持续加强基础研究、关键技术和颠覆性技术创新，建立完善更加协同高效的创新体系，不断提升氢能产业竞争力和创新力。

（一）持续提升关键核心技术水平

加快推进质子交换膜燃料电池技术创新，开发关键材料，提高主要性能指标和批量化生产能力，持续提升燃料电池可靠性、稳定性、耐久性。支持新型燃料电池等技术发展。着力推进核心零部件以及关键装备研发制造。加快提高可再生能源制氢转化效率和单台装置制氢规模，突破氢能基础设施环节关键核心技术。开发临氢设备关键影响因素监测与测试技术，加大制、储、输、用氢全链条安全技术开发应用。

持续推进绿色低碳氢能制取、储存、运输和应用等各环节关键核心技术研发。持续开展光解水制氢、氢脆失效、低温吸附、泄漏/扩散/燃爆等氢能科学机理，以及氢能安全基础规律研究。持续推动氢能先进技术、关键设备、重大产品示范应用和产业化发展，构建氢能产业高质量发展技术体系。

（二）着力打造产业创新支撑平台

聚焦氢能重点领域和关键环节，构建多层次、多元化创新平台，加快集聚人才、技术、资金等创新要素。支持高校、科研院所、企业加快建设重点实验室、前沿交叉研究平台，开展氢能应用基础研究和前沿技术研究。依托龙头企业整合行业优质创新资源，布局产业创新中心、工程研究中心、技术创新中心、制造业创新中心等创新平台，构建高效协作创新网络，支撑行业关键技术开发和工程化应用。鼓励行业优势企业、服务机构，牵头搭建氢能产业知识产权运营中心、氢能产品检验检测及认证综合服务、废弃氢能产品回收处理、氢能安全战略联盟等支撑平台，结合专利导航等工作服务行业创新发展。支持“专精特新”中小企业参与氢能产业关键共性技术研发，培育一批自主创新能力强的单项冠军企业，促进大中小企业协同创新融通发展。

（三）推动建设氢能专业人才队伍

以氢能技术创新需求为导向，支持引进和培育高端人才，提升氢能基础前沿技术研发能力。加快培育氢能技术及装备专业人才队伍，夯实氢能产业发展的创新基础。建立健全人才培养培训机制，加快推进氢能相关学科专业建设，壮大氢能创新研发人才群体。鼓励职业院校（含技工院校）开设相关专业，培育高素质技术技能人才及其他从业人员。

（四）积极开展氢能技术创新国际合作

鼓励开展氢能科学和技术国际联合研发，推动氢能全产业链关键核心技术、材料和装备创新合作，积极构建国际氢能创新链、产业链。积极参与国际氢能标准化活动。坚持共商共建共享原则，探索与共建“一带一路”国家开展氢能贸易、基础设施建设、产品开发等合作。加强与氢能技术领先的国家和地区开展项目合作，共同开拓第三方国际市场。

五、统筹推进氢能基础设施建设

统筹全国氢能产业布局，合理把握产业发展进度，避免无序竞争，有序推进氢能基础设施建设，强化氢能基础设施安全管理，加快构建安全、稳定、高效的氢能供应网络。

（一）合理布局制氢设施

结合资源禀赋特点和产业布局，因地制宜选择制氢技术路线，逐步推动构建清洁化、低碳化、低成本的多元制氢体系。在焦化、氯碱、丙烷脱氢等行业集聚地区，优先利用工业副产氢，鼓励就近消纳，降低工业副产氢供给成本。在风光水电资源丰富地区，开展可再生能源制氢示范，逐步扩大示范规模，探索季节性储能和电网调峰。推进固体氧化物电解池制氢、光解水制氢、海水制氢、核能高温制氢等技术研发。探索在氢能应用规模较大的地区设立制氢基地。

（二）稳步构建储运体系

以安全可控为前提，积极推进技术材料工艺创新，支持开展多种储运方式的探索和实践。提高高压气态储运效率，加快降低储运成本，有效提升高压气态储运商业化水平。推动低温液氢储运产业化应用，探索固态、深冷高压、有机液体等储运方式应用。开展掺氢天然气管道、纯氢管道等试点示范。逐步构建高密度、轻量化、低成本、多元化的氢能储运体系。

（三）统筹规划加氢网络

坚持需求导向，统筹布局建设加氢站，有序推进加氢网络体系建设。坚持安全为先，节约集约利用土地资源，支持依法依规利用现有加油加气站的场地设施改扩建加氢站。探索站内制氢、储氢和加氢一体化的加氢站等新模式。

六、稳步推进氢能多元化示范应用

坚持以市场应用为牵引，合理布局、把握节奏，有序推进氢能在交通领域的示范应用，拓展在储能、分布式发电、工业等领域的应用，推动规模化发展，加快探索形成有效的氢能产业发展的商业化路径。

（一）有序推进交通领域示范应用

立足本地氢能供应能力、产业环境和市场空间等基础条件，结合道路运输行业发展特点，重点推进氢燃料电池中重型车辆应用，有序拓展氢燃料电池等新能源客、货汽车市场应用空间，逐步建立燃料电池电动汽车与锂电池纯电动汽车的互补发展模式。积极探索燃料电池在船舶、航空器等领域的应用，推动大型氢能航空器研发，不断提升交通领域氢能应用市场规模。

（二）积极开展储能领域示范应用

发挥氢能调节周期长、储能容量大的优势，开展氢储能在可再生能源消纳、电网调峰等应用场景的示范，探索培育“风光发电+氢储能”一体化应用新模式，逐步形成抽水蓄能、电化学储能、氢储能等多种储能技术相互融合的电力系统储能体系。探索氢能跨能源网络协同优化潜力，促进电能、热能、燃料等异质能源之间的互联互通。

（三）合理布局发电领域多元应用

根据各地既有能源基础设施条件和经济承受能力，因地制宜布局氢燃料电池分布式热电联供设施，推动在社区、园区、矿区、港口等区域内开展氢能源综合利用示范。依托通信基站、数据中心、

铁路通信站点、电网变电站等基础设施工程建设，推动氢燃料电池在备用电源领域的市场应用。在可再生能源基地，探索以燃料电池为基础的发电调峰技术研发与示范。结合偏远地区、海岛等用电需求，开展燃料电池分布式发电示范应用。

（四）逐步探索工业领域替代应用

不断提升氢能利用经济性，拓展清洁低碳氢能在化工行业替代的应用空间。开展以氢作为还原剂的氢冶金技术研发应用。探索氢能在工业生产中作为高品质热源的应用。扩大工业领域氢能替代化石能源应用规模，积极引导合成氨、合成甲醇、炼化、煤制油气等行业由高碳工艺向低碳工艺转变，促进高耗能行业绿色低碳发展。

专栏“十四五”时期氢能产业创新应用示范工程	
交通	在矿区、港口、工业园区等运营强度大、行驶线路固定区域，探索开展氢燃料电池货车运输示范应用及70MPa储氢瓶车辆应用验证。 在有条件的地方，可在城市公交车、物流配送车、环卫车等公共服务领域，试点应用燃料电池商用车。 结合重点区域生态环保需求和电力基础设施条件，探索氢燃料电池在船舶、航空器等领域的示范应用。
储能	重点在可再生能源资源富集、氢气需求量大的地区，开展集中式可再生能源制氢示范工程，探索氢储能与波动性可再生能源发电协同运行的商业化运营模式。 鼓励在燃料电池汽车示范线路等氢气需求量集中区域，布局基于分布式可再生能源或电网低谷负荷的储能/加氢一体站，充分利用站内制氢运输成本低的优势，推动氢能分布式生产和就近利用。
发电	结合增量配电改革和综合能源服务试点，开展氢电融合的微电网示范，推动燃料电池热电联供应用实践。 鼓励结合新建和改造通讯基站工程，开展氢燃料电池通信基站备用电源示范应用，并逐步在金融、医院、学校、商业、工矿企业等领域引入氢燃料电池应用。
工业	结合国内冶金和化工行业市场环境和产业基础，探索氢能冶金示范应用，探索开展可再生能源制氢在合成氨、甲醇、炼化、煤制油气等行业替代化石能源的示范。

七、加快完善氢能发展政策和制度保障体系

牢固树立安全底线，完善标准规范体系，加强制度创新供给，着力破除制约产业发展的制度性障碍和政策性瓶颈，不断夯实产业发展制度基础，保障氢能产业创新可持续发展。

（一）建立健全氢能政策体系

制定完善氢能管理有关政策，规范氢能制备、储运和加注等环节建设管理程序，落实安全监管责任，加强产业发展和投资引导，推动氢能规模化应用，促进氢能生产和消费，为能源绿色转型提供支撑。完善氢能基础设施建设运营有关规定，注重在建设要求、审批流程和监管方式等方面强化管理，提升安全运营水平。研究探索可再生能源发电制氢支持性电价政策，完善可再生能源制氢市场化机制，健全覆盖氢储能的储能价格机制，探索氢储能直接参与电力市场交易。

（二）建立完善氢能产业标准体系

推动完善氢能制、储、输、用标准体系，重点围绕建立健全氢能质量、氢安全等基础标准，制氢、储运氢装置、加氢站等基础设施标准，交通、储能等氢能应用标准，增加标准有效供给。鼓励龙

头企业积极参与各类标准研制工作，支持有条件的社会团体制定发布相关标准。在政策制定、政府采购、招投标等活动中，严格执行强制性标准，积极采用推荐性标准和国家有关规范。推进氢能产品检验检测和认证公共服务平台建设，推动氢能产品质量认证体系建设。

（三）加强全链条安全监管

加强氢能安全管理制度和标准研究，建立健全氢能全产业安全标准规范，强化安全监管，落实企业安全生产主体责任和部门安全监管责任，落实地方政府氢能产业发展属地管理责任，提高安全管理能力水平。推动氢能产业关键核心技术和安全技术协同发展，加强氢气泄漏检测报警以及氢能相关特种设备的检验、检测等先进技术研发。积极利用互联网、大数据、人工智能等先进技术手段，及时预警氢能生产储运装置、场所和应用终端的泄漏、疲劳、爆燃等风险状态，有效提升事故预防能力。加强应急能力建设，研究制定氢能突发事件处置预案、处置技战术和作业规程，及时有效应对各类氢能安全风险。

八、组织实施

充分认识发展氢能产业的重要意义，把思想、认识和行动统一到党中央、国务院的决策部署上来，加强组织领导和统筹协调，强化政策引导和支持，通过开展试点示范、宣传引导、督导评估等措施，确保规划目标和重点任务落到实处。

（一）充分发挥统筹协调机制作用

建立氢能产业发展部际协调机制，协调解决氢能发展重大问题，研究制定相关配套政策。强化规划引导作用，推动地方结合自身基础条件理性布局氢能产业，实现产业健康有序和集聚发展。

（二）加快构建“1+N”政策体系

坚持以规划为引领，聚焦氢能产业发展的关键环节和重大问题，在氢能规范管理、氢能基础设施建设运营管理、关键核心技术装备创新、氢能产业多元应用试点示范、国家标准体系建设等方面，制定出台相关政策，打造氢能产业发展“1+N”政策体系，有效发挥政策引导作用。

（三）积极推动试点示范

深入贯彻国家重大区域发展战略，不断优化产业空间布局，在供应潜力大、产业基础实、市场空间足、商业化实践经验多的地区稳步开展试点示范。支持试点示范地区发挥自身优势，改革创新，探索氢能产业发展的多种路径，在完善氢能政策体系、提升关键技术创新能力等方面先行先试，形成可复制可推广的经验。建立事中事后监管和考核机制，确保试点示范工作取得实效。

（四）强化财政金融支持

发挥好中央预算内投资引导作用，支持氢能相关产业发展。加强金融支持，鼓励银行业金融机构按照风险可控、商业可持续性原则支持氢能产业发展，运用科技化手段为优质企业提供精准化、差异化金融服务。鼓励产业投资基金、创业投资基金等按照市场化原则支持氢能创新型企业，促进科技成果转移转化。支持符合条件的氢能企业在科创板、创业板等注册上市融资。

（五）深入开展宣传引导

开展氢能制、储、输、用的安全法规和安全标准宣贯工作，增强企业主体安全意识，筑牢氢能安全利用基础。加强氢能科普宣传，注重舆论引导，及时回应社会关切，推动形成社会共识。

（六）做好规划督导评估

加强对规划实施的跟踪分析、督促指导，总结推广先进经验，适时组织开展成效评估工作，及时研究解决规划实施中出现的新情况、新问题。规划实施中期，根据技术进步、资源状况和发展需要，结合规划成效评估工作，进一步优化后续任务工作方案。

中国能源网　2022-03-23