

能量转换科技信息

广州能源研究所信息服务与编辑部 广东省新能源生产力促进中心
中国科学院可再生能源重点实验室 中国科学院天然气水合物重点实验室
广东省新能源和可再生能源研究开发与应用重点实验室

第 17 期 2021 年 9 月

目 录

总论	1
“传统高碳发展路线必须遏制”	1
发展中国家可再生能源如何实现跨越式发展	2
鼓足干劲开新局 以“减碳”为抓手助力碳达峰碳中和	5
加快气候变化立法，助力“双碳”目标实现	7
联合国发出气候危机“红色警告”	9
零碳北京的战略意义和实施路径	10
能源结构优化调整对碳减排贡献显著	13
如何驱动能源合作的“双轮”	15
实现“双碳”目标的“蓝色途径”	17
实现碳中和：四项关键要素缺一不可	18
研究认为南亚地区或将面临储能部署重大机遇	20
有效缓解“碳泄漏”，碳税与碳市场要协同	21
中国工程院院士汤广福：以国家战略科技力量支撑清洁能源发展	23
热能、动力工程	25
“双碳”目标下，“组合拳”发力新能源消纳	25
“双碳”视角下城市更应强化系统能效提升(迈步新征程、建功新阶段)	26
把石墨烯卷起来 “万能”的碳纳米管或改变未来	28
别忽视汽车全生命周期碳排放	30
到 2023 年美国公用事业公司将新增部署 10GW 电池储能系统	32
德国能源转型中的电力系统平衡和负电价问题	34
飞轮储能如何不“疯狂”	38
火电、钢铁、水泥、石化和化工行业 CCUS 减排需求巨大	40
监测碳排放 中国碳卫星获取首个全球碳通量数据集	40
建筑碳排放怎么计算？东南大学开发出全国第一款轻量化专用软件	41
净零碳城市 青岛：争创全国碳中和先行示范区底气何在？	42
配用电系统正向高级形态演化(迈步新征程、建功新阶段)	44
全球清洁电力转型急需提速	45
四个维度着力，高校综合能源系统不妨这么建	46
生态环境部：探索海洋碳汇增量为导向的生态保护模式	47
探索发展新型储能技术	48
我国垃圾焚烧锅炉受热面高温腐蚀结焦技术瓶颈获突破	50
我国首个海上二氧化碳封存示范工程启动	50
物尽其用！低温余热已具备全面商用条件(迈步新征程、建功新阶段)	51



英国的山丘结合水电可成为大型储能“电池”.....	52
英国约有 10.5GW 储能项目部署计划获得批准.....	53
用金属基催化剂 将塑料废弃物回收“升级”.....	56
中海油“双碳”重大动作！启动我国首个海上 CO2 封存项目！.....	56
地热能.....	57
地热资源勘探开发助推四川广安转型发展.....	57
生物质能、环保工程.....	57
“十四五”黄河流域城镇污水垃圾处理这么干.....	57
北方农村生物质清洁取暖大有可为.....	59
国际航运业“减碳”首选生物质燃料.....	60
农业农村部：推进农业农村节能降碳 助力乡村生态振兴.....	61
生物质发电将迎 25 亿补贴，国家发改委：按照“以收定支”的原则合理确定新增补贴项目装机规模.....	62
用藻类制造喷气燃料实现碳减排.....	63
太阳能.....	63
25 省份提交整县屋顶分布式光伏开发试点方案.....	63
光伏电池将迈进 10GW 时代，异质结技术赢得未来？.....	64
光伏发电进入平价时代，智能化运维降本增效.....	65
光伏制氢是能源的重大革命，原因为何？.....	66
建筑光伏一体化扩展智能应用场景.....	69
宁夏风能太阳能资源丰富 新能源产业发展走在全国前列.....	71
农村屋顶光伏——实现低碳发展的突破口.....	71
焦点访谈：光伏是碳中和重要途径！住建部：将全面强制推动超低能耗建筑！.....	73
全球水上光伏发展迅速.....	74
苏州“上新”太阳能移动水站.....	74
新加坡首个大型浮体光伏项目启用.....	75
为什么说光伏制氢是能源革命的重头戏？.....	75
与晶硅光伏电池“脱钩”？美国大力推动薄膜电池技术.....	77
海洋能、水能.....	78
储能的下一个方向，抽水储能空间多大？.....	78
英国最大潮汐涡轮机并网发电.....	80
风能.....	80
半直驱，风电第三势力兴起.....	80
广东大湾区海上风电项目进入最后冲刺.....	83
广东风力发电行业首笔可再生能源补贴确权贷款落地湛江.....	83
韩国全民“应援”海上风电.....	84
全面践行绿色发展理念 广东阳江大力发展海上风电能源.....	86
双碳背景下中国储新比的发展趋势.....	86
氢能、燃料电池.....	91
“氢”洁能源：下一个竞技场？.....	91
“十四五”是氢能市场培育期和技术追赶期.....	93
北京打造氢能创新产业链 支撑京津冀能源结构转型.....	94
电氢耦合助力构建新型电力系统.....	95
布局千亿氢能产业 北京发布“十四五”氢能产业实施方案.....	97
俄罗斯“三步走”发展氢能.....	97



氢储能，渐行渐近.....	98
全球低碳氢产能 10 年内或增 20 倍（关注）.....	99
群雄逐鹿氢产业“未来能源”前景几何？.....	100
燃料电池电堆企业开发 PEM 电解槽“起风”.....	102
石墨烯储氢能否走出实验室？.....	104
万亿氢能赛道：漫长而执着的“奔赴”.....	105
英国“亮剑”，首个国家级氢能战略正式发布！.....	107
新工艺将液氨直接转为氢气.....	111
核能.....	111
核能是实现碳达峰碳中和的重要途径.....	111
核能供热还面临哪些“堵点”？.....	112
没有核电 欧洲能实现净零排放吗？.....	113
能源政策.....	114
河北出台公共机构节约能源资源“十四五”规划.....	114
河北构建“一区一核两带”氢能产业格局.....	114
生物质发电中央补贴将有序退出.....	115
四部门出手严控“三高”项目 落后产能项目坚决淘汰.....	116

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

“传统高碳发展路线必须遏制”

我国尚处工业化和城镇化发展的中后期，在未来一段时间内，能源需求仍将持续增长，碳排放压力仍然巨大。在保持经济增长的同时，如何科学把握化石能源替代与退出节奏是实现碳减排目标的关键，也是能源领域未来实现高质量发展的最大挑战。近日在接受记者采访时，中国工程院院士、清华大学化工科学与技术研究院院长金涌对此给出了他的观点。

“既要实现双碳目标，又要保持经济健康稳定发展”

围绕碳达峰、碳中和目标，大到地方与行业、小到单个企业，纷纷拿出自己的减碳方案。其中，不乏一些蜂拥而上、过犹不及的做法。在金涌看来，减碳不仅涉及技术问题，还包括对政策、经济、管理等全方位考量，“传统高碳发展路线必须遏制，但超出目前发展阶段、不切合实际的行动同样不可取。”

“从现在起到实现碳中和，时间跨度为 40 年。这要求我们把转型路线图排到未来 40 年计划之内，既要做好长远、全面谋划，也要认识到该过程不可能一蹴而就。”金涌表示，按照目标设定，我国人均 GDP 预计从目前的 1 万美元增至 2050 年的 4 万美元左右，经济快速增长难免伴随着排放压力。“减排绝不是不要发展，既要实现双碳目标，又要保持经济健康稳定发展，才是我们面临的真正挑战。”

为实现减碳与发展并行，降低能耗是关键。“每创造 1 万元 GDP，我们消耗多少能源？上世纪 70 年代，该数字高达 17 吨标煤，目前已降至约 0.5 吨标煤，很明显，我国作了大量工作。”金涌坦言，同期主流发达国家的万元 GDP 能耗一般维持在 0.1-0.2 万吨标煤，相比之下，我国万元 GDP 能耗依然偏高。“同一项传统工业生产活动，我国能耗水平比国际先进相差约 10%-30%，整体能耗水平却落后了 2-3 倍，根本问题在于产业结构。低端产业要发展为高质量智能制造业，否则，我们就不可能在实现碳中和的同时将人均 GDP 翻两番。”

金涌举例说，目前，我国钢铁、水泥产量分别接近全球总量的一半和六成，此类初级产品大量存在。“我们正在由后工业化社会走向信息化、智能化社会，未来三四十年发展还需要这么多钢铁和水泥吗？高能耗、低产值项目应有序退出，改由低能耗、高附加值的产业拉动发展。但同时，产业替代有缓冲期、先进技术有成熟期，不是立刻‘一刀切’，必须考虑到经济可承受力的问题。”

从“化石燃料”走向“化石材料”是出路所在

碳达峰、碳中和目标推动新能源产业加速发展，传统化石能源出路何在？“我们吃的是碳水化合物、用的是碳氢化合物，衣食住行都离不开碳元素，而化石能源恰恰含有丰富的碳。”金涌表示，由于长期被作为燃料使用，煤、油、气燃烧产生大量二氧化碳，尽可能把碳“留”在产品中不外排，即可化解高碳问题。

怎么“留住碳”？金涌提出，应把“化石燃料”变为“化石材料”，用于生产化工等高端产品。以石油化工标志性产品乙烯为例，我国原油加工量约 6 亿-7 亿吨/年，其中乙烯产量为 3000 多万吨，仅 5% 左右的原油变为乙烯，尚有千万吨依赖进口。“该比例若能提高，在满足需求的同时，还可以减少排放量、提高附加值。按照传统炼油技术，每炼 1 吨原油，汽柴油等油品占比 80%，使用燃烧即大量排碳；仅 20% 的产品为石脑油，进一步加工三烯三苯，用于生产塑料、橡胶、纤维等必需品。若能将炼油产品比例倒过来，80% 的原油做成材料，那么就能实现石油高附加值利用，并且大大减少排放。”

被视为排放“最大元凶”的煤炭，问题同样出在利用方式上。“煤炭一烧就产生大量二氧化碳，如果不烧煤，用它做什么？”金涌认为，“按照现行技术路线，煤化工仍属于高碳产业，例如煤制烯烃、

煤制氢的吨二氧化碳排放分别达到 17.4 吨、11.3 吨，因此现行煤化工并不是煤炭利用的最好选择。既要把煤从燃料变为材料，还要做到少排二氧化碳，才是真正理想出路。”

为此，既需要颠覆性技术，也要重视已有利用方式的更新。金涌举例说，在褐煤中，每个碳原子伴有 0.8 个氢分子，后者是宝贵的化学元素。“如果能在烧之前把碳、氢分开，也就是实现煤的分质利用，把其中的碳变成半焦进而生产化工品，剩余的氢拿出来利用，煤的利用率提升了，经济价值也有提高。氢、半焦都是还原剂，为进一步加工利用二氧化碳提供了可能性。”

原生资源高效加工转化、废弃物再资源化等方面提升空间大

在金涌看来，实现碳中和还需重视循环经济，达到“节流”与“开源”并重。

循环经济的典型特征是“以少产多”，即物尽其用、综合利用、循环利用，以更少的能源资源消耗和环境排放，获得更多、更高附加值和更具可持续性的产品和服务。“能量不可循环，但材料可以再利用，本质是提高资源利用效率。”金涌表示，碳达峰、碳中和目标给予循环经济新的要求。

统计显示，“十三五”期间，我国主要资源产出率提高 26%左右，这是反映经济系统资源利用效率水平的综合性指标。在此基础上，国家发改委印发的《“十四五”循环经济发展规划》提出，2025 年主要资源产出率较 2020 年提高约 20%的目标。“按可比口径计算，我国资源产出率水平与发达国家相比还有较大差距。一是结构性原因，我国仍处于大量消耗资源的快速城镇化和大规模基础设施建设阶段，而发达国家已迈过这个时期。二是技术性原因，我国在原生资源高效加工转化、废弃物再资源化等方面的技术和管理水平还有较大提升空间。”金涌称。

金涌建议，除了重视技术原始创新，发展循环经济还需加强资源利用效率监测和评估，提升统计数据对循环经济发展的支撑能力，并以此作为督促和引导各领域开展循环经济工作的“指示器”和“风向标”。由于物质资源社会代谢过程的复杂性，完成这项任务需要统计部门和不同行业、领域相关主体付出更多努力。

“为减少能源消耗，联合国环境署早已提出全民参与理念。比如，洗完衣服不甩干，而是自然晾干，每人每天可少排碳 2.3 千克；每少用 1 立方米天然气，可减少 2.1 千克碳排放；每节约 1 立方米的水，可减少约 0.2 千克碳排放。”金涌表示，低碳环保离不开全民参与，很多生活细节的改变均有助于二氧化碳减排。

本报记者 朱妍 仲蕊 中国能源报 2021-08-16

发展中国家可再生能源如何实现跨越式发展

发展中国家是未来电力消费的重要增长点。随着世界各国对气候协定的落实和“碳中和”目标的提出，发展中国家向可再生能源实现跨越式发展以避免气候危机至关重要。根据国际能源署对能源的分类，可再生能源包括太阳能、风能、水能、生物质能、地热能和潮汐能等。本文主要从发展中国家（不含中国）的太阳能和风能的发展现状、利用案例出发，分析发展中国家如何实现可再生能源跨越式发展。

发展现状和未来

2019 年，可再生能源发电量占全球总发电量达到 27%，2020 年，全球遭受新冠肺炎疫情影响，在全球能源需求下降约 5%的情况下，可再生能源发电量仍预计增加约 7%。

除了加蓬、黑山、塔吉克斯坦、巴西和巴拉圭等少数几个国家之外，绝大多数发展中国家的可再生能源占比都比较低。一些发展中国家对可再生能源的使用仅仅局限于木材、生物质颗粒和木炭等传统可再生能源，以满足普通居民的日常生活需要。

根据 IEA 的预测，2025 年前，亚太地区（不包括中国）的太阳能每年新增发电装机容量约 30GW，新增陆上风电每年约 6.5GW，新增海上风电约 1.5GW；其中，东南亚地区每年新增太阳能发电约 3GW，新增陆上风电 0.8GW，新增海上风电约 0.3GW，海上风电主要集中在越南。

非洲地区的太阳能每年新增发电装机容量约 2.3GW，新增陆上风电每年约 1.5GW，不会发展海

上风电；其中撒哈拉以南非洲，太阳能每年新增发电装机容量约 1.5GW，新增陆上风电每年约 0.8GW，风电主要集中在南非和肯尼亚；撒哈拉以北光伏和风电主要集中在埃及和摩洛哥。

拉丁美洲地区太阳能每年新增发电装机容量约 5GW，新增陆上风电每年约 3.5GW，同样不会发展海上风电，其中，光伏和风电主要集中在巴西、墨西哥和智利。

事实上，亚、非、拉三洲之间可再生能源的发展是不平衡的，无论从现有装机、还是权威机构对于未来的装机量预测来看，亚太地区（不包括中国）、拉丁美洲、中东区域光伏和风电相对来说存量较大、增速快、未来发展空间大；非洲地区的太阳能资源丰富，但光伏装机的存量较小，未来的光伏装机增长空间和其太阳能资源禀赋很不匹配；另外，非洲地区的陆上风电装机存量也很小，陆上风电增速不快，在可见的未来大力发展海上风电可能性较低。

发展不平衡性

世界各国太阳能资源并不均衡。发展中国家中，光资源丰富的国家和地区有北非、中东地区、非洲南部、南美洲东、西海岸、南亚、中南半岛等。而全球风资源的分布和太阳能资源的分布又有着不同的趋势。发展中国家中，北非、拉丁美洲南部、非洲南部、东欧、中国的北部和东南沿海风资源比较丰富。

除非洲南部海岸线附近外，撒哈拉以南的非洲、南亚、中南半岛西部、拉丁美洲中部风资源不够丰富，发展风电的难度大；但这些地区光资源丰富，很适合发展光伏。

另外，土地资源也是可再生能源尤其是光伏发电的重要资源。人口稠密的国家如印尼、孟加拉，电力需求旺盛，但存在土地紧缺问题，地面集中式光伏难以快速发展。

不同国家根据自身发展水平和资源情况，对于发展可再生能源制定的政策支持力度不同。一些国家为了提高可再生能源电力在全国电力中的占比，出台一系列的补贴政策，加速了该地区的可再生能源发展。

一般来说，将电力覆盖率从 20%提高至 80%平均需要 25 年的时间。根据当前的情况，预计撒哈拉以南非洲地区要完全赶上世界其他地区可能还需要较长时间。

但是同为发展中国家，越南仅在 9 年内就缩小了这一差距。2019 年越南太阳能发电装机容量激增至 5.4GW，风电增加 300MW。可以说，越南对于可再生能源的激励政策功不可没。表 1 具体列举了近年来越南在可再生能源方面的激励政策。

表1 近年来越南在可再生能源方面的激励政策

年份	越南激励政策
2017年	越南政府出台了光伏补贴政策（编号：No.11/2017/QD-TTg），规定了光伏上网电价为每度电2086越南盾（约9.35美分），电价生效日期截止2019年6月30日，同时，购电方有责任以2086VND/KWh(约9.35美分/KWh)的价格全额购买并网发电量。
2018年	越南政府陆续发布了630之后2019年7月1日至2021年6月30日这一阶段的电价调整草案。新的FiT将根据项目位置和技术方案提出不同的电价水平，按不同的辐照度区域分类，涉及不同的光伏电站技术方案（地面、漂浮、屋顶、储能系统）。
2019年	越南工贸部发布“屋顶光伏推进计划”（编号：No.2023/QD-BCT）：计划到2025年底，在该国投运1GW屋顶光伏（RTS）项目，通过屋顶光伏市场发展实现2050年的愿景。

虽然同为发展中国家，但是每个国家的资信等级不一样，作为购电方的国有电力公司的信用等级也不尽相同。不同项目签署的 PPA 被金融机构认可的程度不相同。典型的如非洲一些国家，光资源得天独厚，土地价格低廉，但发电项目整体融资困难。

光伏、风电等可再生能源天然具有不稳定的特性。部分发展中国家电力基础设施不完善，电网稳定性水平低，电网对可再生能源的消纳能力严重束缚了其发展。越南的可再生能源在电网消纳方面就遇到了发展瓶颈。越南光伏在 2019 年达到装机增速高峰，但由于电网消纳困难，一部分已投产项目只能半负荷或者更低负荷运行，严重影响项目初期受益。加上越南可再生能源项目 PPA 的可融资性较低，国际电力项目投资显得后继乏力。

2020 年 2 月 11 日，越南共产党中央政治局（决策机构）发布了关于越南未来十年的国家能源发展战略的 55-NQ/TW 号决议（55 号决议），55 号决议要求在越南电力行业在未来十年优先考虑电网投资。越南正在努力争取吸引私人对输电网络的投资，在电网侧提升可再生能源消纳能力。

发展思路

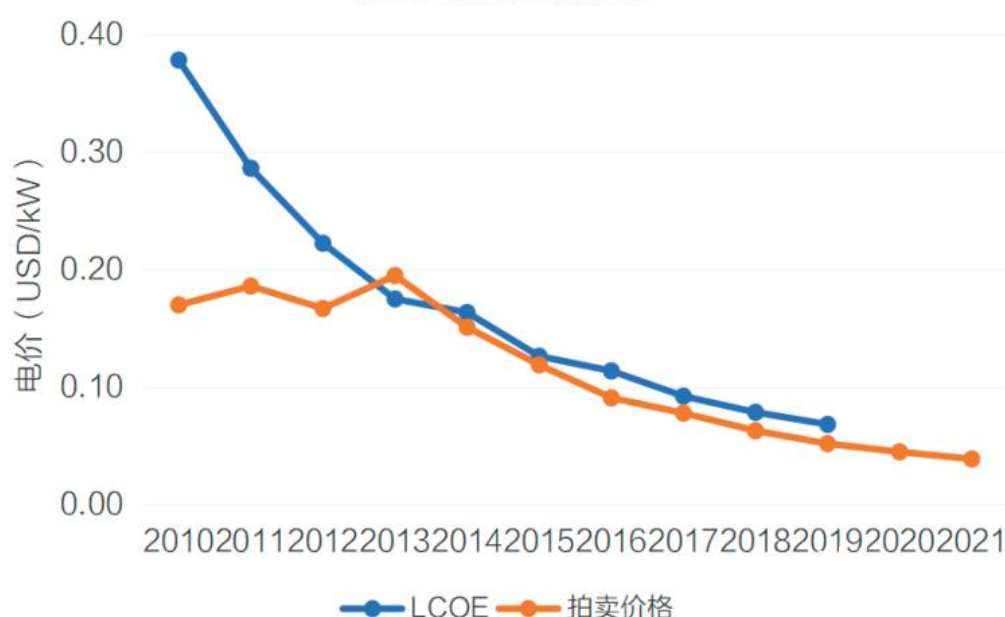
如何应对后疫情时代的发展，加快能源清洁低碳转型、促进能源包容性发展是发展中国家面临的课题。根据上一节对于发展中国家可再生能源发展不平衡性的原因分析，建议发展中国家可以从以下几个维度来促进可再生能源项目发展。

一是规划因地制宜。上节已经指出，世界各国光、风资源禀赋分布不均。应结合国别自身资源和民生需要，制定符合本国特色的可再生能源结构，还可以考虑传统能源和可再生能源兼容并包的模式，满足当地电力需求并提高可再生能源占比。如印尼，地面集中式光伏发电土地不足，但可以利用水库、塌陷区等资源，发展水面光伏；如非洲等电网薄弱的国家，可以发展光储、光柴互补等分布式项目；在一些有条件并严重缺电的地区，传统能源和可再生能源可以同步发展，如乌兹别克斯坦，可以在投资建设燃气电站的同时发展可再生能源。

二是加强电网等基础设施建设。基础设施建设对于一个国家的经济社会发展、可持续发展、提高人民福祉的重要作用毋庸置疑。发展中国家电力基础设施需要加快发展，实现互联互通。应尽可能地使用多种融资方式，支持发展中国家输变电、电网项目的建设，助力其改善电力供应，促进经济增长。日益完善的电网设施将成为发展中国家可再生能源发展的助力和强大保障。

三是合理的补贴政策。FIT（FeedinTariff）是一种可再生能源补贴政策，目的是鼓励可再生能源发电的科技研发、项目开发和广泛应用。政府通过补贴可再生能源发电成本与常规上网电价的差额，使技术尚未成熟和开发运营成本仍然较高的可再生能源项目能够有长期稳定的合理回报，从而吸引投资商的积极参与，进而推动整个行业的持续发展。FIT 政策对于可再生能源开发刚起步的国家比较适用，有利于促进可再生能源项目的开发。但是该政策增加了政府负担，可持续性容易受到质疑。目前越南政府正在尝试推进 DPPA 政策，即与用电大户直接签署 PPA，发电商直接售电给购电商。

LCOE和拍卖电价比较



四是引入竞拍机制。政府或者国有电网公司通过合理的竞标机制，从项目方案及技术先进性、前期工作深度、申报电价等各个方面评选出符合要求且成本最低的项目开发商。充分的竞争使得电价更贴切反应市场水平，满足开发商投资回报的同时也能降低社会用电成本，达成双赢。竞拍机制负荷行业的普遍共识，实施竞标机制更有利于可再生能源行业的长久稳定发展。目前部分发展中国家已经引入这一机制，如非洲的南非、乌干达、赞比亚和拉丁美洲的巴西、墨西哥等。上图中可以看出拍卖电价较 LCOE 明显低，拍卖机制更具竞争力。

五是多边机构合作。多边机构的抗风险能力较强，更有意愿推动私人投资在可再生能源电力领域的投资（如世界银行），这一点对于发展中国家尤其重要。相关国家可以在完善自身可再生能源投资法律的同时，加强与这类多边机构的沟通和合作，争取获得更多的资金支持，同时带动其他商业资本进入本国的可再生能源投资领域。

全世界向可再生能源过渡对于避免气候危机至关重要。全球新兴经济体多为发展中国家，随着全球贸易的增加，这些国家正在经历大规模的经济飞跃。随着经济的增长和引入新的基础设施，他们需要更多的电源来为其供电。跨越式地快速发展可再生能源，是发展中国家最方便的选择。

更多的发展中国家将采用可再生能源来满足其能源需求。这些国家在电力规划、电网建设、电价、政策、融资等方面如能采取合理得当的措施，作为新兴经济体，将为全球的可持续发展和“碳中和”目标的实现树立希望。

陈向东 吴学智 能源杂志 2021-08-31

鼓足干劲开新局 以“减碳”为抓手助力碳达峰碳中和

中国将提高国家自主贡献力度，采取更加有力的政策和措施，二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和。”

“中国将碳达峰、碳中和纳入生态文明建设整体布局，正在制定碳达峰行动计划，广泛深入开展碳达峰行动，支持有条件的地方和重点行业、重点企业率先达峰。”

从去年的第七十五届联合国大会，到今年的领导人气候峰会，中国接连宣布的庄严承诺，彰显了我国积极应对气候变化、走绿色低碳发展道路的信心和决心。

“做好碳达峰、碳中和工作”被列入“十四五”开局之年的重点任务之一。多位专家在接受人民网记者采访时表示，上半年，在“双碳”目标倒逼之下，以“减碳”为抓手促进经济社会发展全面绿色转型，一场广泛而深刻的经济社会系统性变革加快推进。下半年，在保证经济平稳运行的基础上推进“减碳”，我国将进入到以减污降碳为重点战略方向的新阶段。

实现碳达峰、碳中和是一场任务艰巨的世纪大考

加强顶层设计 构建绿色低碳循环发展经济体系

今年以来，党中央立足新发展阶段，贯彻新发展理念，构建新发展格局，统筹推进碳达峰、碳中和工作。

3月15日，中央财经委员会第九次会议明确提出，实现碳达峰、碳中和是一场广泛而深刻的经济社会系统性变革，要把碳达峰、碳中和纳入生态文明建设整体布局。

4月30日，中共中央政治局举行的第二十九次集体学习再次把低碳发展摆到了重要位置：“十四五”时期，我国生态文明建设进入了以降碳为重点战略方向、推动减污降碳协同增效、促进经济社会发展全面绿色转型、实现生态环境质量改善由量变到质变的关键时期。

5月26日，碳达峰碳中和工作领导小组第一次全体会议召开，对确保如期实现“双碳”目标进行部署，要求要紧扣目标分解任务，加强顶层设计，指导和督促地方及重点领域、行业、企业科学设置目标、制定行动方案。

上半年，坚决把党中央的决策部署落到实处，探索实现“双碳”目标的新机制、新途径。顶层设计的蓝图已经展开，一系列实施细则陆续出炉。

2月，国务院发布《关于加快建立健全绿色低碳循环发展经济体系的指导意见》，为构建绿色低碳循环发展的经济体系提供了顶层设计。4月，中国人民银行、国家发展改革委、证监会联合印发《绿色债券支持项目目录（2021年版）》，为金融机构和企业发行绿色债券支持碳中和提供了更明确的依据。5月，生态环境部发布《关于加强高耗能、高排放建设项目生态环境源头防控的指导意见》，指出要加快推动绿色低碳发展，坚决遏制“两高”项目盲目发展。6月，我国首个国家绿色技术交易中心在浙江正式启动，推进了我国绿色技术创新体系示范性探索。7月，全国碳排放权交易市场上线交易正式启动，覆盖约45亿吨二氧化碳排放量，用市场机制控制和减少碳排放的大幕拉开……

一份份文件出台、一项项举措落地，今年以来，我国以制度创新实实在在践行“减碳”承诺。在“减碳”努力下，我国单位国内生产总值能耗强度持续下降。初步核算，上半年我国清洁能源消费占能源消费总量比重较上年同期提高0.4个百分点，煤炭消费占比下降0.3个百分点。空气质量稳中向好，全国339个地级及以上城市平均优良天数比例为84.3%。

推动经济社会发展全面绿色转型 助力碳达峰碳中和

实现碳达峰、碳中和是一场任务艰巨的世纪大考，首要任务是推动经济发展绿色低碳转型。

今年以来，“减碳”行动遍地开花——

在素有“竹子王国”之称的浙江安吉，竹林碳汇项目让竹林里的空气变成钱，报福镇村民杨忠勇用承包经营的1030亩毛竹林的空气换来了37万元质押贷款。

在中国“煤都”山西大同，这里正加速探索向“新能源之都”迈进，着力打造风电、光伏等“六大新能源产业集群”。

在西藏日喀则市江当现代生态产业示范园内，一排排光伏板在暖阳的照射下熠熠生辉，作为西藏最大的一个“光伏+储能”电站，它见证着雪域高原发展清洁能源的速度。

各部门积极探索碳达峰、碳中和实现途径——

上半年，在31个省（自治区、直辖市）的“十四五”规划和2035年规划纲要中，碳达峰、碳中和工作被列入当地的发展蓝图。

国家发展改革委会同有关部门编制2030年前碳排放达峰行动方案，谋划绿色低碳科技攻关、碳汇能力巩固提升等保障方案，构建碳达峰、碳中和“1+N”政策体系，使实现“双碳”目标的时间表、路线图、施工图进一步清晰。

以中国石化、国家能源集团、南方电网为代表的央企启动了对碳达峰、碳中和背景下企业发展前景的战略研究，为全社会形成碳达峰、碳中和市场氛围发挥了促进作用。

经济发展方式转变，低碳成亮点——

新能源正在成为更多人的选择，今年1至6月，我国新能源汽车产销双双超过120万辆。

上半年碳中和债券累计发行87只，规模1289.56亿元，占绿色债券市场总体发行量的45.08%，碳减排金融工具，助推中国的碳减排事业发展。

共享单车成了街头一道流动的风景，垃圾分类成为新风尚，纸袋、纸吸管正逐步代替塑料制品……

践行绿色低碳发展理念，全国一盘棋积极参与“减碳”，为打赢碳达峰、碳中和这场硬仗贡献力量。

有序“减碳”开启以降碳为重点战略方向的新阶段

7月30日召开的中共中央政治局会议提出，要统筹有序做好碳达峰、碳中和工作，尽快出台2030年前碳达峰行动方案，坚持全国一盘棋，纠正运动式“减碳”，先立后破，坚决遏制“两高”项目盲目发展。

这是国家对当前碳达峰、碳中和重点工作的最新部署。纠正运动式“减碳”无疑是最为引人注目的表述。

厦门大学中国能源政策研究院院长林伯强表示，今年是“十四五”开局之年，各地为如期实现“双碳”目标积极行动，但是在“减碳”进程中运动式“减碳”，一哄而上、缺乏统筹，可能会造成减排成本

和效益难以达到最优，甚至可能影响到经济的正常发展。

他谈到，推进碳达峰、碳中和工作要全面辩证地看待和分析问题，不能一刀切、齐步走，更不能脱离实际、盲目攀比。要科学严谨地测算到 2030 年的能耗量和排放量，以决策“达峰”的峰值和确定“达峰”时间表。

遏制“两高”项目盲目发展，同样被纳入下一步碳达峰、碳中和工作的重点。

中央生态环境保护督察办公室常务副主任徐必久谈到，在第二轮第三批中央生态环境保护督察中发现，一些地方存在盲目上马“两高”项目的冲动，有“大上、快上、抢上、乱上”的势头。他指出，任由“两高”项目盲目发展，将直接影响“双碳”目标实现。

生态环境部部长黄润秋表示，下半年将加强生态环境保护源头防控，坚决遏制“两高”项目盲目发展，推动减污降碳协同增效，持续推进经济社会发展全面绿色转型。

“十四五”是实现碳达峰、碳中和的关键时期，鼓足干劲开新局，今年能源行业如何发力？国家能源局党组书记、局长章建华表示，下半年，要扎实做好能源领域碳达峰工作，推动能源规划印发实施，加强能源领域碳达峰顶层设计，加快风电光伏发展，稳步推进水电核电建设，进一步优化完善电网建设，加快构建以新能源为主体的新型电力系统，推动能源高质量发展取得新成效。

国家发展改革委能源研究所研究员白泉表示，随着我国经济稳步复苏，下半年，在保证经济平稳运行的基础上推进“减碳”，我国将进入到以减污降碳为重点战略方向的新阶段。

“实现碳达峰、碳中和是一场硬仗，需要在构建清洁低碳安全高效的能源体系、实施重点行业领域减污降碳行动、推动绿色低碳技术实现重大突破、完善绿色低碳政策和市场体系、倡导绿色低碳生活、提升生态碳汇能力等方面下功夫，统筹有序做好碳达峰、碳中和工作。‘双碳’目标终能如期实现。”白泉说。

人民网 2021-08-23

加快气候变化立法，助力“双碳”目标实现

制定应对气候变化法既能从法律层面彰显我国气候行动的决心和原则，也可以填补现有法律空白，还有利于凝心聚力，确保我国对气候变化工作的统筹和有序开展。

法治是党的路线方针政策顺利实施的保障。碳达峰、碳中和目标（以下简称“双碳”目标）的实现离不开社会主义法治体系的保障。健全的法治体系不仅可以确保“双碳”目标具有刚性约束力、增强相关制度的稳定性和可预期性，还可以对“双碳”目标实现过程中出现的利益冲突进行平衡、协调，保障参与主体的合法权益，实现环境公平和气候正义，以及经济高质量发展和碳排放之间的脱耦。

我国如期或提前实现“双碳”目标意义深远

“双碳”目标事关中华民族永续发展和人类命运共同体的构建，对于我国实现“两个一百年”奋斗目标、引领全球气候治理具有重大深远的意义。

首先，“双碳”目标是我国引领全球气候治理、推动构建人类命运共同体的必然选择。工业革命以来全球变暖引发的极端天气频发、海水酸化、海平面上升、生物多样性减少以及其他与其相关的自然灾害是人类社会迄今为止所面临的最具挑战性的全球问题。联合国研究报告显示，过去 20 年全球自然灾害的发生频率几乎是 1980—1999 年间的两倍，因气候变化导致的极端天气事件占了其中一大部分。为了应对气候危机，《巴黎协定》将全球平均温升控制在 2°C 以下并争取实现 1.5°C 以下的目标，呼吁各国尽快实现碳排放量达到峰值，争取本世纪下半叶实现净零排放。据此，占世界 GDP 总量 75% 和碳排放总量 65% 的国家纷纷提出了碳排放远景目标。可以说，碳达峰和碳中和已成为全球气候治理体系的新入场券，是构建人类命运共同体的新基石。我国近年温室气体排放量超过 100 亿吨，是全球实现碳中和、保护全球气候系统的关键。在此背景下，我国应当参与国际气候合作，如期并争取提前实现“双碳”目标，参与并重塑全球气候治理体系。

其次，“双碳”目标也是实现我国绿色低碳发展、经济高质量发展的内在要求。我国仍面临着严重

的环境污染和生态破坏问题，同时也是易受气候变化影响的国家。环境污染与温室气体排放同根同源，很多大气污染物质或者其前体物本身就是温室气体或具有增温潜力的气体。因而，我国可以在应对环境污染的同时控制温室气体的排放。环境污染、生态破坏以及气候变化问题源于发展和技术应用，也需要通过高质量发展和科技创新来解决。“双碳”目标实现的唯一路径是绿色低碳和高质量发展。“双碳”目标在本质上就是要推动经济社会发展与碳排放逐渐“脱钩”，而构建绿色低碳发展经济体系则是实现“双碳”目标的关键举措。

实现“双碳”目标机遇和挑战并存

“双碳”目标对我国来说既是重要的机遇，也是空前的挑战。

一方面，党的十八大以来，我国生态环境保护、生态文明建设和全面依法治国取得明显成效，这为“双碳”目标的实现夯实了基础，也为“双碳”目标的实现提供了良好条件。

首先，生态文明思想为我国“双碳”目标的实现提供了根本遵循。其次，绿色低碳发展理念为“双碳”目标的实现提供了正确路径。再次，能源结构转型和绿色低碳技术为“双碳”目标的实现提供了重要支撑。我国可再生能源的长足发展、传统能源的清洁高效利用，固碳、碳捕集封存和利用技术（CCUS）、负排放技术等绿色低碳技术的发展有助于以更低成本和更高效率实现“双碳”目标。

另一方面，我国正处于工业化、现代化、城镇化的发展阶段，作为能源消耗大国和温室气体排放大国，“双碳”目标的实现也面临着双重压力和巨大挑战。

首先，化石能源依赖型的能源结构在短期内难以完成结构转型。能源结构调整是应对气候变化的关键，是实现“双碳”目标的重中之重。由于资源禀赋特点，我国能源供给体系长期以来均以化石能源为主，碳排放主要来自于化石能源的消耗，其中，煤炭碳排放占碳排放总量的 76.6%，石油占 17.0%，天然气占 6.4%。可以预见，尽管未来传统化石能源的比例将大幅下降，但我国能源结构的高碳特征无法在短期内彻底改变，我国很有可能仍是煤炭占能源结构比例很高的国家。能源领域短期内难以实现“低碳”或“脱碳”是我国实现“双碳”目标面临的巨大挑战。

其次，高昂的碳减排成本是对我国经济社会发展的严峻挑战。我国工业化起步迟，城市化过程短，目前尚未完成碳达峰，而碳中和时点又几乎与欧美发达国家同步。这就导致我国“双碳”目标不能完全通过市场机制调节来实现，整个碳排放倒“U”字形曲线呈现高度的人为压缩状态。这意味着，相对于欧美国家，我国实现碳中和的碳减排成本会更高。研究表明，我国未来实现碳中和的综合成本可能要比美国高 2 到 3 倍。按照 2020 年清华大学的报告，我国要实现碳中和目标，需要新增约 138 万亿元投资。对于刚刚完成脱贫攻坚任务的我国而言，如此高昂的碳减排成本无疑是一个严峻的挑战，如果碳减排措施不当很可能造成企业生产成本增加、商品价格上涨，进而制约经济的平稳增长和社会的全面转型。

最后，缺乏系统有效的法律规制是制约“双碳”目标实现的重要因素。与其他领域相比，我国在气候变化领域的法律体系及法律的有效应用严重滞后，缺乏该领域的综合性立法——相关法律、法规几乎均不是从应对气候变化的视角制定的，相互之间也不协调，甚至存在冲突，法律的实施也与实现“双碳”目标的要求相去甚远。因而，既有法律体系不仅无法为“双碳”目标的实现提供强有力的法律支持，反而可能掣肘“双碳”目标的达成。

法治化是“双碳”目标达成的根本保障

在实现我国“双碳”目标的过程中，法治化和市场化不可或缺。市场化的目标是引入市场力量，搭建“有为政府和有效市场”的合作平台，引导碳资源配置趋向更优的市场效率，促进绿色金融和低碳技术的市场化发展，而法治化则旨在为绿色低碳市场化改革提供制度支撑和法律保障，为国家气候治理提供一个刚性的框架。

法治化长效机制是确保“双碳”目标实现的根本保障。以法治方式保障“双碳”目标的实现是各国的普遍选择。一方面，我国应当加快制定和颁行应对气候变化法和能源法。由于距离碳达峰的时间只有不到 10 年，我国不宜采纳过渡性立法，制定应对气候变化法既能从法律层面彰显我国气候行动的决心和原则，也可以填补现有法律白地，还有利于凝心聚力，确保我国对气候变化工作的统筹和

有序开展。正在征求意见的能源法草案也应以“双碳”目标为指引进行修改，并确立能源结构转型和能源效率提升的核心地位。另一方面，还应以“双碳”目标的实现为目标，以绿色低碳发展理念为依据，积极修改生态、环境、能源领域的相关法律，并与正在制定过程中的应对气候变化法保持协同。

完善碳定价市场法制是实现“双碳”目标的优先战略。碳定价是气候政策的基石，是以较低成本实现“双碳”目标的市场工具。以法治方式保障碳定价的顺利实施，这是世界多数国家的通行做法。我国应当将碳定价制度作为实现“双碳”目标的优先战略，并建立健全碳定价市场法制体系。一方面，要推进全国统一的碳排放交易市场法律体系建设，包括明确碳排放配额作为新型财产权的载体，确立配额逐步有偿分配的实施计划，探索运用碳金融工具促进碳排放交易机制，以及明确碳汇项目产生的经核证的减排量的法律性质和相应的抵消规则，明确配额的储存和借贷，确立碳价的安全阀机制（碳市场的价格控制机制），探讨碳市场的国际或区域链接等。另一方面，要研究探索碳税制度及其与碳排放交易体系的协同关系，形成复合碳排放控制模式。据预测，全面运行的全国碳市场只能覆盖我国 50%的碳排放量，仅依靠碳排放交易难以实现“双碳”目标。因而，应当考虑碳税的应用。至于碳交易与碳税之间的协同关系，我国需要综合考虑多种因素（如不同行业的排放量占比、行业减排对技术创新的依赖程度、碳排放监测和核算难度等）确定特定行业、特定主体采纳何种碳定价制度，如此将有利于衡量各个行业碳达峰、碳中和技术的成熟程度，促成差别化碳价，并激励低碳、零碳或负碳的技术创新。

（曹明德系中国政法大学民商经济法学院教授；程玉系北京师范大学法学院博士后）

曹明德 程玉 科技日报 2021-08-16

联合国发出气候危机“红色警告”

气温每升高“一点”，环境会恶劣“许多”。联合国最新发布的评估报告再次拉响了气候变化的“警报”：即便在温室气体排放量大幅减少的最佳情况下，地球也可能在 20 年内升温 1.5 摄氏度。

近日，联合国政府间气候变化专门委员会（IPCC）发布最新评估报告《气候变化 2021：自然科学基础》。这份由 60 多个国家的 234 名科学家联手做出的气候报告，首次以“红色警告”来评估气候危机，称地球环境短短几百年内已经被人类大幅改变，考虑到第 26 届联合国气候变化大会（COP26）即将于 11 月召开，这无疑是一次公开警示，以号召更强有力、大范围、持续的减排活动。

排放导致变暖不可逆转

该报告以“毫不含糊、史无前例、不可逆转”来形容当前的气候危机。IPCC 指出，人类通过燃烧化石燃料排放温室气体造成全球变暖，即使温度只上升 1.5 摄氏度，一些史无前例的极端事件也会越来越频繁地发生，而迄今经历的气候变暖已经使许多地球得以生存的支撑体系发生了变化，这些变化在几百年甚至几千年的时间范围内都是不可逆转的。

联合国秘书长安东尼奥·古特雷斯强调：“我们既没有可以再延误的时间，也没有再找借口的空间了。”他补充称，COP26 即将召开，希望 IPCC 的研究成果，可以让与会各方在本届气候大会上拿出更为积极的气候行动方案。

事实上，摆脱化石燃料的必要转型，是一项艰巨的任务，需要“快速、深远和前所未有的变革”。美国 CNBC 新闻网评论称，联合国的这份报告是最新的现代气候科学黄金标准总结。《华尔街日报》则表示，这个最新、最大的一次警告分量极重，为 COP26 制定了更为详尽的行动纲领。

“每避免 1 摄氏度或 0.1 摄氏度的升温，都能降低发生极端事件的风险，只有意识到这一点，人类才可能不再把脑袋埋进沙子里。”奥地利魏格纳气候与全球变化中心科学家、IPCC 报告作者之一 Douglas Maraun 坦言。

控温目标变得遥不可及

IPCC 指出，1970 年以来的 50 年中，全球地表温度的上升速度超过了过去 2000 年中的任何相同时间段，2011 至 2020 年的地表温度比 1850 至 1900 年间高出 1.09 摄氏度，过去 5 年是 1850 年有

记录以来地球最热的 5 年，与 1901 至 1971 年间相比，最近的海平面上升速度几乎增加了两倍，如果全球能够在 2020 年代大幅减少排放，并在 2050 年实现净零排放，仍有希望完成控制升温 1.5 摄氏度以内的目标。

也就是说，从现在看，全球如果再不“立即、快速和大规模地”减少排放，将升温控制在 1.5-2 摄氏度的目标将变得遥不可及。

根据 IPCC 做出的“极低排放情景”下的全球变暖情况，到 2040 年，地球将升温 1.5 摄氏度，到 2060 年将升温 1.6 摄氏度；到 2050 年，海平面将比 1900 年上升约 0.35 米，到 2100 年将上升约 5 米。而在“高排放情景”下，全球碳排放量将增加 3 倍，到 2040 年升温 1.9 摄氏度，到 2060 年升温 3 摄氏度，到 2100 年升温 5.7 摄氏度。同时，到 2100 年，海平面将比 1900 年上升约 100 米。

值得关注的是，无论是上述哪种情景，到 2050 年，每年 9 月北极地区都将至少出现一次冰雪全部融化的现象。

根据行业咨询机构伍德麦肯兹的预测，如果要升温幅度控制在 1.5 摄氏度，到 2050 年，需要有近 44%来自电气化和效率提升的减排、33%来自原料变更和燃料转换的减排、23%来自碳捕捉和封存等除碳技术的减排。

减碳降温早已刻不容缓

对于这个“红色警告”，全球多国已经有所意识，减碳降温刻不容缓。中国气象局气候变化中心几年 8 月初刚刚发布《中国气候变化蓝皮书（2021）》，其中就做出类似警告，称气候系统的综合观测和多项关键指标表明，极端天气气候事件风险进一步加剧，全球变暖趋势仍在持续。

无独有偶，欧洲经济委员会也于近期发布了减排方面的报告，强调如果全球不希望碳中和目标落空，就要将核能纳入其中。核能在过去 50 年避免了约 740 亿吨的二氧化碳排放，相当于近两年全球能源相关排放的总和，其应该被视为更广泛投资组合的一部分，同时配合部署其他可持续低碳或零碳技术，以实现全球能源系统和能源密集型产业的脱碳。

“我们不要悲观宿命论，实际上人类并非死路一条，而是必须即刻马上行动起来。”英国牛津大学物理学家、IPCC 报告作者之一的 Friederike Otto 表示。

然而，也有部分国家对于减排仍然持抵触情绪。比如澳大利亚，针对 IPCC 的严厉警告，该国总理莫里森却公开表示，应对气候变化，澳大利亚已经做得“足够多”了。据德国之声报道，莫里森对气候问题不以为然的态度在澳国内引起强烈抗议，8 月 10 日一群抗议者聚集在首都堪培拉的莫里森官邸外，并试图在墙壁上喷洒“气候关怀责任”的字样。

据了解，澳大利亚是全球最大煤炭出口国、大型天然气生产和出口国，同时也是人均二氧化碳排放量第二大的经合组织国家，该国此前宣布争取“尽快”实现温室气体中和，最理想目标是 2050 年前，但迄今仍未做出任何进一步承诺，如具有约束力的日期、碳交易机制等。

本报记者 王林 中国能源报 2021-08-16

零碳北京的战略意义和实施路径

2020 年 9 月，第七十五届联合国大会一般性辩论上宣布中国二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值、2060 年前实现碳中和，这就是“3060”碳目标的提出。根据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，“十四五”要实现“单位国内生产总值二氧化碳排放降低 18%”的目标，要“锚定努力争取 2060 年前实现碳中和，采取更加有力的政策和措施”。2021 年 3 月 15 日中央财经委员会第九次会议，提出要碳达峰、碳中和纳入生态文明建设整体布局。碳达峰是指在某一个时间点，二氧化碳的排放量达到峰值，在此之后逐步降低；碳中和是指通过碳减排或增加碳汇等方式，使二氧化碳的排放量和消除量相抵消，最终使净碳排放为零，达到零碳。2020 年中国能源投资发展论坛发起零碳中国倡议，同年知名趋势学家杰里米·里夫金提出零碳社会，实现碳中和、达到零碳逐步成为全球共识。北京市于 2012 年成为低碳试点城市。2020 年北京市碳强度比 2015 年下降 20%以

上，降至每万元 GDP0.42 吨，超额完成“十三五”规划目标，为全国省级地区最低。当前应基于优势，抓住机遇，多措并举，建设零碳北京。

实现碳中和建设零碳社会的意义

联合国政府间气候变化专门委员会指出，人类活动使大气中二氧化碳等温室气体增加，导致 20—21 世纪初期间地球表面增温 0.74℃。专家预测，全球平均气温上升 2℃—3℃，部分冰盖将消失，地球上超过 20% 的物种会灭绝，30% 的海岸带会被淹没。以全球变暖为标志的气候变化正在对自然环境和人类生存产生巨大的威胁。以二氧化碳为代表的温室气体排放问题，已成为整个人类可持续发展的大难题，也成为全球人与自然和谐相处的严重挑战。为应对这种严峻形势，多个国家共同签署《联合国气候变化框架公约》《巴黎协定》等公约，提出了共同控制大气温室气体浓度水平，将全球平均气温较前工业化时期上升幅度控制在 2℃ 以内，并努力将温度上升幅度限制在 1.5℃ 以内的长期目标。碳排放问题已成为全球普遍关注和共同努力解决的问题。

实现碳中和、达到零碳是我国建成富强民主文明和谐美丽的社会主义现代化强国的应有之义。从经济发展来看，控制碳排放量必须淘汰落后产能、减少高能耗高碳排放的产业，而淘汰这类产业能够降低经济发展对能源消耗的依赖程度，有利于经济的长期稳定增长。从民生来看，以控制碳排放量为抓手实行的低碳发展方式能够保护生态环境、自然资源和能源，从而持续地提供优质生态产品，满足人民日益增长的美好生活需要。从生态文明建设来看，减少温室气体的排放是尊重自然、顺应自然、保护自然的行动。同时，实现碳达峰、碳中和也是我国生态文明建设的内在要求。中央财经委员会第九次会议提出把碳达峰碳中和纳入生态文明建设整体布局，会议还强调，我国力争 2030 年前实现碳达峰，2060 年前实现碳中和，是党中央经过深思熟虑作出的重大战略决策，事关中华民族永续发展和构建人类命运共同体。从国际影响力来看，实现碳达峰和碳中和的行动，是应对全球气候变化、维护地球资源可持续作出的中国贡献，彰显了负责任的大国担当。

率先实现碳中和、成为零碳城市是北京实现建设国际一流和谐宜居之都战略目标的必然要求。立足首都城市战略定位、贯彻新发展理念的首都新发展阶段必然包括零碳城市的建设。实现零碳是绿色发展的新标杆，是描绘青山绿水蓝天首都底色的基础。零碳既是建设绿色北京的一部分也是建设绿色北京的必然结果。实现零碳还是创新发展的助燃剂，零碳目标倒逼技术创新，通过发展零碳科技培育城市核心竞争力，推动北京国际科技创新中心的建设。零碳科技驱动的发展孕育内涵型的经济增长，从而助力首都现代化经济体系的形成，加快推进经济高质量发展。零碳行动将对首都产业结构优化持续提供驱动力，引领新一轮产业变革，推动首都现代产业体系建设，提升城市品质。实现零碳也是以人民为中心的发展的要义，低碳可持续的生态产品是城市和谐宜居的必需品，优质生态环境、生态产品也能满足人民日益增长的美好生活需要。率先实现碳中和、达到零碳是北京走在全国前列率先实现现代化的内在要求，也是建设“四个中心”功能、提升“四个服务”水平和践行首善标准的体现；北京有责任成为碳中和示范城市，发挥大国首都的引领作用，增加国际影响力。

提出建设零碳北京目标的基本依据

党的十八大以来，北京落实低碳试点城市建设，通过转型低碳绿色发展方式，领跑全国城市碳达峰。2015 年北京与深圳、广州、四川共同发起成立“率先达峰城市联盟”；北京还是首批开展碳排放交易市场试点的城市，碳排放权累计成交量达 4143 万吨，成交额达 17.4 亿元，积累了丰富的碳市场管理经验；栽植各类苗木 115 万株，造林绿化面积超过 50 万亩，为增加生态碳汇抵消碳排放量积累了绿色资源基础。总体上看，北京在低碳转型发展上组织得力，成果显著。预计北京碳排在“十四五”期间会持续下降，当前应以实现碳中和为目标，建成零碳城市。

北京有能力率先实现零碳。从经济实力上看，北京地区生产总值已高达 3.6 万亿元，人均地区生产总值约 2.4 万美元，营商环境完备，为碳中和工作的开展提供了经济基础。从科技创新上看，北京拥有全国最多的高校和科研院所，科技创新实力雄厚；科技创新、成果转化环境好，独角兽企业数量居世界城市首位，为绿色低碳技术的发展提供了良好氛围。从社会文明程度上看，资源节约的意

识和建设绿色北京的意愿普遍较强，具有推行全民绿色低碳生产生活方式的舆论基础。

北京是零碳城市的排头兵。北京市近年来大力推进生态环境治理、疏解非首都功能、优化产业结构和能源清洁转型，使燃煤使用量下降很多，从而使碳排放量下降很多。北京还全力推动了“煤改电”“煤改气”的工作，这项工作不仅为居民提供了温度稳定的、减少手动操作的供暖条件，提升了生活便利度和品质度，也为碳中和工作积累了很好的基础。北京城市副中心建设了单批次规模世界最大、综合效益世界领先的全国首个“近零碳排放区”工程。亦庄也建设了国内首个碳中和园区，该园区集可再生能源、智能微网、智慧水务、绿色农业和运动健康等功能于一体。北京多家电力单位以“零碳智慧能源”为转型目标，大力发展清洁能源以实现零碳电力。此外，经初步核算，北京 2022 冬奥会碳排放数据可以实现碳中和。

建设零碳北京的先期着力点

加强零碳北京专项方案顶层设计。明确北京实现碳中和的专项工作方案、时间表和路线图，确保零碳北京的建设工作与城市规划、城市治理紧密结合，将实现零碳北京的专项工作方案全面纳入城市规划体系和城市治理体系，在各级各类规划中贯穿零碳城市的发展要求，保障各部门统筹协调推进碳中和工作。特别要与产业结构的持续优化紧密结合，在大力发展低能耗的先进制造业、高新技术产业、现代服务业的同时注重碳排放水平的控制。完善碳排放总量和强度双控机制，加强总量和强度双重目标的同步推进。加强细颗粒物、臭氧、温室气体协同控制。协同推进大气污染物和温室气体减排，充分发挥北京蓝天保卫战积累的先进经验的作用与效能，减少管理成本、提高管理效率。注重增加碳汇。碳汇是指通过植树造林等方式，利用植物的光合作用吸收大气中的二氧化碳来降低二氧化碳在大气中的浓度。零碳的实现途径有碳减排和增加碳汇两种。为尽早实现碳中和目标达到零碳，增加碳汇的措施也应提前布局。加强山水林田湖草系统和森林湿地生态系统建设，完善生态涵养区的建设，增加总体绿化面积，为增加碳汇提供林业资源基础。

实施重点领域碳减排行动。以电力、交通和建筑为重点领域，构建清洁低碳安全高效的能源体系。当前生产模式中碳排放量高的主要原因是化石能源的使用，化石能源的使用为人类带来了经济发展和生活便利，但也带来了环境和资源的隐患。不同领域对化石能源的消耗具有很大差异，其中电力、交通和建筑领域的化石能源消耗相对高，因此这些领域也应当作为控制碳减排的重点领域。中央财经委员会第九次会议也强调，要实施可再生能源替代行动和重点行业领域降碳行动。相关统计中显示这些领域碳排放量较高，北京日前开始实施的二氧化碳排放核算标准规定了电力、热力、水泥等行业的核算和报告标准。北京统计局公布的二氧化碳年排放量超过 5000 吨的重点碳排放单位也大部分属于这些领域。应当提高电力领域新能源发电的占比，构建以新能源为主体的新型电力系统；加强工业领域绿色制造行动；鼓励交通领域新能源汽车和公共交通的使用，构建便利互通的公共交通体系，同时加快推广绿色运输方式；推动建筑领域建造环节和运行环节的电气化、数字化和智能化，实现建筑建造和居住的零碳化。

广泛推行绿色低碳生活方式。倡导绿色低碳的生活方式，营造绿色低碳生活新时尚。从衣食住行等小事抓起，宣传引导绿色低碳观念。倡导使用公共交通，培育绿色出行文化；继续加强垃圾分类，提高废物再利用率；继续推动无纸化办公模式和生活方式，限制塑料袋、一次性餐具等难降解物品的使用；进一步控制餐饮浪费，从源头培养节约粮食的习惯；推行共享经济，倡导节约适度的消费模式；加强优质生态产品的供给，大力发展生态旅游业和观光农业。推进全民参与零碳城市建设，广泛形成绿色生活方式。

深化碳排放权交易市场建设。以市场手段，通过完善的交易体系和制度引导企业减少碳排放、进行碳排放的总量控制，有助于降低全社会减排成本，有助于经济结构绿色低碳转型，是零碳城市建设的必要手段。北京作为首批开展碳排放交易市场的试点城市，自 2013 年启动碳市场以来，已运转 7 年，线上成交价达到全国最高，说明各主体单位对于碳排放交易权的需求很高。距离零碳城市所匹配的碳交易市场还有一些不足，比如碳市场制度建设还不够成熟、碳交易履约环节有推迟现象等。要强化政府监管和服务，完善能源“双控”制度，强化绿色低碳政策和市场体系建设，构建公平的

市场环境，充分发挥市场对资源配置的强势引导作用；做好重点排放单位的数据基础建设，持续完善交易配额总量设定和分配方案；加强碳市场宣传，普及碳市场的政策法规。

发挥首都科技优势，大力发展绿色低碳技术。科技创新是建设零碳城市的关键驱动力。中央财经委员会第九次会议强调：“要推动绿色低碳技术实现重大突破，抓紧部署低碳前沿技术研究，加快推广应用减污降碳技术，建立完善绿色低碳技术评估、交易体系和科技创新服务平台。”北京作为科技之都，拥有全国最多的高校、科研院所和科研人才，科技创新实力雄厚。应当大力发展的绿色低碳技术分为以下 3 类：第一类是新能源技术。这类技术可以解决能源根本问题，具体包括核能、太阳能、生物质能、地热能、风力发电、水力发电、磁流体发电、海洋能和洁净煤技术等。这些新能源技术大部分属于清洁能源技术，它们的开发利用开启了能源使用的新可能，也为实现碳中和提供了解决根源问题的方案。为实现新能源技术的领先，需要提前布局研发和试验，逐步建立以非化石能源为主的新能源技术支撑体系。第二类是改善能源使用现状的节能储能技术。这类技术可以减少生产过程中的能源浪费，回收在生产过程中没有被利用的热能和电能。应当结合城市发展和产业发展的精细化管理，发挥这类技术节能提效的辅助作用。第三类是实现末端控制的碳捕获、封存与利用技术。该技术是指把二氧化碳从生产过程中分离出来，输送到一个封存地点，然后再投入到新的生产过程中循环再利用。这些绿色低碳技术的发展是实现碳中和工作的核心环节，通过发展这些技术可以逐步构建出完善的绿色低碳技术体系。在实现碳中和、达到零碳的进程中，应该发挥北京市的科技优势和人才优势，引领核心技术变革趋势，打造城市核心竞争力。

孟帆 黄江松 《前线》杂志 2021-08-19

能源结构优化调整对碳减排贡献显著

能源结构优化调整不仅是我国能源发展面临的重要任务，也是保证能源安全、实现碳达峰碳中和的重要组成部分。调整能源结构就是要减少对化石能源资源的需求与消费，降低煤电的比重，大力发展新能源和可再生能源。以化石能源为主的能源消费特征是我国碳排放增长的主要因素，鉴于此，近年来我国通过不断优化调整能源结构，采取了一系列绿色发展举措，推动可持续发展转型和整体创新，取得了良好的节能减碳效果，为 2060 年前实现碳中和奠定了良好基础。

能源结构不断优化调整

近年来，我国以供给侧结构性改革推进能源结构调整和转型升级，能源生产结构由煤炭为主向多元化转变，能源消费结构日趋低碳化，促进了资源节约型、环境友好型社会建设，进一步推进了绿色发展和生态文明建设。

一是能源生产结构持续优化，新能源增势强劲。党的十八大以来，随着能源供给侧结构性改革的深入推进，煤炭等传统能源生产下降，能源生产结构逐步优化。传统能源生产下降，煤炭优质产能持续释放，原煤占比在波动中持续下降，原油占比稳步提高，油气增储上产和清洁能源消纳能力大大增强。能源结构由煤炭为主向多元化转变，新能源发电增势强劲，清洁化进程加快。特别是积极推进新能源开发利用，风能、太阳能等新能源和可再生能源较快增长。据统计，2020 年并网风电和并网太阳能发电量同比分别增长 15.1%和 16.6%。

二是能源消费结构不断优化，清洁能源消费比例持续提升。党的十八大以来，我国能源消费结构调整进程不断加快，用能方式不断变革，能源清洁高效利用成效显著。能源消费增速放缓，明显低于 GDP 增速，表明我国能源消费总量控制成效明显，处于正在以较低的能源消费增长支撑经济的高质量平稳发展阶段。消费品种结构改善，煤炭比重持续降低，清洁能源消费占能源消费总量的比重从 2011 年的 13%上升到 2020 年的 24.3%。能源消费结构正朝着清洁、高效、低碳的方向良性发展。

三是煤电比重急剧下降，可再生能源电力发展迅猛。我国 95%左右的非化石能源主要通过转化为电能加以利用，电力行业的低碳化成为碳中和的“胜负手”。目前我国发电能力不断增强，化石能

源发电装机比重持续下降，迎来“煤电清洁化”的新时代，以风电、太阳能发电为代表的新能源发电扩张势头尤其迅猛，新能源装机比重明显上升。煤电作为主力火电，其装机容量 2020 年已历史性降至 50% 以下，水电发电能力同比增长 5.3%，风电、太阳能发电装机同比增速分别达到 34.7%、23.7%，远高于发电装机整体增速，发电装机结构进一步优化。

能源结构调整对碳减排的贡献显著

近年来，我国通过调整能源结构，推动可持续发展转型和整体创新，采取了一系列绿色发展举措，取得了良好的节能减碳效果，为 2060 年前实现碳中和奠定了良好基础。

一是能源碳排放增速放缓，排放强度不断降低。长期以来，我国积极应对气候变化，采取严格举措加快推动绿色低碳发展，碳排放总量和强度“双控”效果明显。2020 年，全国煤炭、石油和天然气 3 类能源的二氧化碳排放量为 102 亿吨，与 2019 年相比碳排放增速放缓，总量控制效果明显。随着我国节能减排措施的实施，尤其是工业领域不断加大管控力度，我国单位 GDP 的碳排放量从 2005 年 2.524 千克/美元迅速下降至 2010 年的 1.39 千克/美元，并进一步下降至 2020 年的 0.653 千克/美元，说明“十一五”以来我国节能减碳效果明显，经济发展正逐步实现与高能耗高碳排放脱钩。

二是能源碳排放结构明显改善，高碳行业增速回落。煤炭、石油和天然气 3 类能源的碳排放结构不断优化调整，煤炭、石油碳排放比重下降，天然气碳排放比重上升的趋势较为明显。2000 年我国煤炭、石油、天然气碳排放量占比分别为 71.58%、19.35% 和 1.78%，而 2020 年变为 71.11%、14.93% 和 5.83%。随着产业布局和能耗双控政策实施，2015 年-2017 年五大高碳行业增速回落，减碳效果明显。

三是电力碳减排成效显著，新能源电力成为碳中和抓手。近年来，能源电力领域在碳减排方面取得积极成效，度电碳排放量持续下降，2019 年较 2010 年下降约 23%。可再生能源在电力行业中的应用对碳排放量产生的影响越来越大，相较于 2019 年，2020 年可再生能源在降低电力行业碳排放方面的贡献增加了 50%。《中国能源电力发展展望 2020》显示，近期，电力系统通过电能替代方式承担更大的碳减排责任。随着 2030 年后清洁能源快速发展并成为发电能源主体，煤电应用碳捕获、利用与封存技术（CCUS），电力系统碳排放量快速下降，2060 年电力有望实现近零排放。届时，电能占终端能源消费比重、非化石能源占一次能源消费比重分别有望达到 70%、80%，电力将在能源深度碳减排中发挥关键作用。

需关注的问题及建议

当前我国煤炭消费占比仍较高，能源结构优化任务艰巨，建立绿色低碳的经济体系仍面临严峻挑战。因此，我国实现碳达峰碳中和目标并非易事，应正视面临的严峻问题，采取节能减污降碳的严格措施。

一是能源消费构成结构偏煤和能源利用率低的问题仍然存在。从上述分析可知，煤炭是我国碳排放的主要来源，全国碳排放量和煤炭、石油的关系最为密切，碳排放量主要来源于这两类的能源消耗。目前，我国能源结构仍然是以化石能源为主，煤炭在一次能源中的占比仍超过 55%，当前的能源强度持续下降但仍偏高，我国单位 GDP 能耗仍高于世界平均水平，能源效率仍然偏低。

二是清洁能源的利用有待加强。实现碳减排下能源结构低碳转型，需要加快调整一次能源结构，大幅度提升清洁能源消费比重。目前，我国风能和太阳能的已开发量远低于技术可开发量，清洁能源基础丰厚，非化石能源为主的低碳能源体系构建潜力巨大。同时，清洁能源技术水平亟待进一步发展，急需形成稳定的供给体系。

三是发电结构仍是火电占据主导，能源消耗主要集中于工业。实施电能替代、全球能源清洁低碳转型是大势所趋，优化发电结构是减少碳排放的主导力量。从近些年各类发电装机容量占比来看，发电部门仍呈现出清洁能源发电装机容量占比逐步扩大但火电占比仍偏高的现象。另外，在终端用能构成中，工业部门用能居于核心地位，工业能耗仍高于世界平均水平。

针对以上现状和问题，笔者提出如下建议：

第一，控制化石能源消费总量。化石能源的消费量是影响碳排放量的重要因素，要实现碳减排

目标，从根源上控制化石能源消费总量，减少化石能源消费是关键举措。要保持煤炭消费量继续呈走低趋势，逐步淘汰煤炭过剩产能，提高煤炭清洁利用水平。

第二，进一步优化能源结构。中国的能源结构仍然以化石能源为主，化石能源消费总量占比为84.7%，而非化石能源仅占15.3%。急需加强清洁能源，如光能、水能、风能、核能的开发使用，提高能源自给率，推动绿色高质量发展。

第三，强化政策导向。能源政策对能源消费结构起着重要的引领作用。今后要不断完善能源结构调整优化的政策法规，引领能源消费结构低碳化转型。

第四，加大对新能源技术研发投入。实现碳达峰碳中和的主要路径是加强非化石能源的使用，因此要进一步提高新能源领域的技术研发水平，包括提高能效，低成本开发可再生能源，加强信息技术在能源领域的应用以进一步开发智慧能源等，从而实现能源可持续发展。

作者单位：付加锋、刘倩、吕连宏，中国环境科学研究院；孙雅江、岳丽艳，河北大学

付加锋 孙雅江 岳丽艳 刘倩 中国环境报 2021-08-16

如何驱动能源合作的“双轮”

能源合作是中阿战略伙伴关系和双方合作新格局的核心。在8月19日开幕的第五届中国-阿拉伯国家博览会上，中阿能源合作作为“1+9”论坛的重要板块，令全球瞩目。

我们要继续推进“油气+”合作模式，深化石油、天然气勘探、开采、炼化、储运等全产业链合作，要顺应全球能源革命、绿色低碳产业蓬勃发展，加强和平利用核能、太阳能、风能、水电等领域合作，共同构建油气牵引、核能跟进、清洁能源提速的中阿能源合作格局，打造互惠互利、长期友好的中阿能源战略合作关系。

近几年，中阿能源合作取得了哪些成效？该如何进一步驱动能源合作的“双轮”？中阿能源合作高峰论坛上，中阿政府能源主管部门领导、能源行业领军企业负责人、专家学者等通过“线上+线下”方式，进行了深入对接，形成广泛共识。

能源转型，中阿共同面临的重大课题

“在双方的共同努力下，中阿能源合作近年来取得了令人瞩目的成就。”国家能源局局长章建华在中阿能源合作高峰论坛上致辞时表示，在油气领域，双方油气企业在原油贸易和上游开发方面不断取得新的合作成果。2020年，阿拉伯国家向中国出口原油2.78亿吨，占中国原油进口总量的51.3%，是中国最重要的进口来源地。中资油气企业积极参与阿联酋、伊拉克等国的上游区块开发。在电力领域，中国能源企业积极参与阿拉伯国家的电力基础设施建设。中国国家电网公司参与了埃及500千伏主干电网的改造项目，在沙特完成了500万块智能电表及配套系统的安装工作。

当前，全球碳中和大势所趋。中国将力争于2030年前实现碳达峰，争取在2060年前实现碳中和；阿拉伯国家也在积极寻求能源转型，改变依赖化石能源的局面——中阿双方都面临着保障能源安全和实现能源转型的重大课题。

沙特能源部部长外事高级顾问纳赛尔·阿尔多斯利表示：“作为全球领先的能源生产国，沙特认识到，减少温室气体排放是当务之急，而中国一直是低碳经济的坚定支持者。我们正与中国携手合作，在沙特发展可再生能源。我们的目标是到2030年，可再生能源发电量能占总发电量的50%。”

水电水利规划设计总院副院长易跃春提供的一组数据显示：从全球和中阿来看，可再生能源由能源电力消费增量补充转变为增量主体。2020年，受疫情影响，在全球能源消费总量和用电量下降的背景下，可再生能源发电逆势正增长。2020年，全球发电总量较上年度下降1778亿千瓦时，但可再生能源发电量较上年度增长4418亿千瓦时。

近年来，中国大力推动能源转型。截至2020年年底，中国可再生能源发电装机总规模占全球的1/3，水电、风电、光伏发电、生物质发电装机规模，均居世界第一。中国还提出，在2030年风光装机总量达到12亿千瓦以上。

“中方愿与阿方一道，坚定不移地走能源转型之路，深入推进‘油气+’合作模式，不断拓展太阳能、风能、水电、核电、氢能等领域合作，持续提升中阿能源合作水平。”章建华提出三点建议：一是继续深化油气领域合作，按照互利共赢的原则努力深化双方在石油、天然气勘探、开采、储运、炼化等领域的全产业链合作；二是加快推动能源低碳转型，因地制宜地开发和利用中东地区的风光资源，助推当地能源转型和绿色发展，在氢能、储能、智能电网等新一代清洁低碳能源技术领域打造合作新亮点；三是共建高效通畅的合作平台，2019年，中国与29个国家共同发起成立“一带一路”能源合作伙伴关系，欢迎各国加入该伙伴关系，共同构建绿色低碳的全球能源治理格局。

核能跟进，中阿能源合作新支点

核电作为低碳能源，具有能量密度大、基荷电力稳定、单机容量大、占地规模小、长期运行成本低、核燃料易于储备、可有效提高能源自给率等优势，在全球能源转型中发挥着越来越重要的作用。自1983年，中国向阿拉伯国家出口第一个大型核设施起，核能逐步成为中阿双方保持和加深密切合作关系的新支点。

中阿能源合作高峰论坛设置了专门的核电板块。8月20日，阿拉伯原子能机构总干事塞勒姆·哈姆迪在该板块论坛致辞时说：“最近，阿联酋巴拉卡核电站首台机组成功并网，埃及已经开始建设首座核电站。很多阿拉伯国家都表示，将考虑将核能纳入发展战略，从而实现能源多元化及其发展和环保目标。”

中核集团作为中国唯一拥有完整核工业产业链并出口过核电站的企业，已成功向8个国家出口过7台核电机组、7座研究堆和1台次临界装置。自20世纪80年代以来，中国与阿尔及利亚、沙特、阿联酋等陆续签署了和平利用核能协定。中核集团向阿尔及利亚、叙利亚、约旦出口了3台核设施，向摩洛哥捐赠了具有自主知识产权的高端大型医疗设备，为沙特提供了铀资源勘探服务，为突尼斯、埃及、阿尔及利亚等14个东盟成员国提供核能专题培训超过400余人次。

“中阿博览会是共建‘一带一路’框架下，中国企业与阿拉伯国家及其他‘一带一路’沿线国家开展务实合作的重要平台，我们希望通过此次博览会，增进与阿拉伯国家合作伙伴之间的了解，加深互信，推动中阿核能合作取得更多务实成果，带动中阿核工业全产业链合作进一步拓展。”中核集团中国中原对外工程有限公司总经理谢嘉杰表示，未来中核集团将积极拓展深化与东盟国家的合作领域，包括打造核电、新能源以及民用工程在内的多元合作体系。中核集团将顺应全球绿色低碳产业发展方向，打造面向未来、互利互惠、长期友好的中阿能源战略合作关系，构建中阿命运共同体。

清洁能源，在科技创新中提速

中阿能源高峰论坛上，太阳能、氢能等清洁能源，被作为全球能源脱碳转型的重要发展方向。宁夏地处中国西部内陆，具有得天独厚的能源资源优势，在国家能源局的大力支持下，建成了中国首个新能源综合示范区和“西电东送”重要基地，已成为中国清洁能源发展和传统能源转型的“排头兵”。

截至目前，宁夏电力装机超过6000万千瓦，发电量超过1700亿千瓦时，人均电力装机、发电量均居全国第一；其中风电、光伏发电装机均突破千万千瓦，新能源电力装机比重达到44%，新能源利用率超过97%，居全国前列；清洁能源制造产业初具规模，特别是单晶硅棒产能达到41GW，约占全球产能1/6。

“今年，全球最低光伏上网电价纪录在沙特被刷新，一度电仅1.04美分，约人民币7分钱，成为全球最便宜的清洁电源。”隆基股份氢能科技有限公司副总经理王英歌说，“绿电+绿氢”是比较理想的模式，按照沙特1.04美分/度的光伏电价，制绿氢成本低于10元/公斤，相比化石能源制造的灰氢也更具环保和经济性。不仅可以降低阿拉伯地区化石能源消耗，促进温室气体减排，而且更有助于阿拉伯地区在未来几十年内实现从化石能源向清洁能源的转变。

隆基股份于2006年开始投资宁夏，并形成了全产业链布局。近年来，其在阿拉伯国家建立了广泛的营销和服务体系。其中，在卡塔尔哈尔萨的光伏项目，建成后将是世界上第三大单体的光伏项目，应用了跟踪系统和双面双玻组件。“2022年的世界杯将在卡塔尔举行，这个光伏电站届时也将为

世界杯场馆供电，并且可以满足当地约 10%的电力需求高峰。”王英歌说。

“自 20 世纪 90 年代以来，上海电气就开始了在阿盟地区的耕耘，目前在阿联酋、伊拉克、埃及等国设有办事机构。我们在迪拜承建的 DEWA 四期 950MW 太阳能发电站，是迄今全球装机规模最大的光热电站。”上海电气电站集团副总裁袁毅说，从过去传统能源的建设，到现今快速跟进新能源大潮并成为该地区能源领域主要参与者之一，上海电气实现了从前期项目开发，中期项目建设，到后期项目运维全方位支撑，期待通过中阿博览会这个平台，推动中阿双方进一步加强顶层设计，全方位推进能源合作。

作为中阿博览会的永久举办地，宁夏在中阿能源合作中面临着重要机遇。宁夏回族自治区党委常委、常务副主席赵永清在致辞中表示：“宁夏将聚焦光伏、风电、水电、氢能等领域，加快开发、高效利用、创新发展，努力在新能源科学开发、高效利用上作出引领示范，打造新能源创新高地、新能源政策高地和新能源产业高地，最大限度释放风能、光能等绿色能源资源潜力，加快建设清洁低碳安全高效的现代能源体系。”

王建宏 张文攀 蔺紫鸥 方莉 光明日报 2021-08-23

实现“双碳”目标的“蓝色途径”

减税降费、鼓励创新、金融扶持……政策措施落地实施，带动我国海洋经济全面复苏。特别是海洋能源开发利用快速发展，成为实现“双碳”目标的“蓝色途径”。

海风可凭：海上风电增速领跑全球

自然资源部最新数据显示，上半年我国海上风电新增并网容量 215 万千瓦，同比增长 102%。江苏、广东、浙江加大政策支持力度，山东、海南、广西积极谋划海上风电开发。

我国成为全球第二大海上风电市场。全球风能理事会最新数据显示，中国海上风电新增容量连续三年领跑全球。截至今年 6 月底，全国海上风电累计装机规模超过 1110 万千瓦，海上风电总容量超过德国，仅次于英国。国际能源署预测，2040 年中国海上风电装机容量与欧盟相当，减排能力将进一步提升。

海上风能发电，用的是风，靠的是科技。海上风电机组研发向大兆瓦方向发展，产业链条进一步延伸。国内首台自主知识产权 8MW 海上风电机组安装成功，10MW 海上风电叶片进入量产阶段。海上风电场向智能化方向发展，国内首个智慧化海上风力发电场在江苏实现了并网运行。

据国家海洋技术中心副主任彭伟介绍，在漂浮式风电方面，我国也取得突破性进展：明阳集团、三峡集团联合研制的全国首台漂浮式海上风电机组“三峡引领号”7 月在阳江成功安装，单机容量 5.5 兆瓦，最高可抗 17 级台风，计划年底投产。

中能融合公司自主研发的 V 型 6 兆瓦漂浮式风电机组，即将在青岛蓝谷小管岛海域安装运行，为浮式海上风电机组走向深远海提供经验。

潮流堪用：潮流能总装规模全球第二

目前我国潮流能总装机规模已达 3820 千瓦，居全球第二位，仅次于英国。年内我国首台兆瓦级潮流能机组将投运，从而成为世界上少数几个掌握规模化潮流能开发利用技术的国家，在连续运行时间等方面达到世界先进水平。

据彭伟介绍，在财政部、自然资源部和浙江省政府支持下，杭州林东新能源科技股份有限公司自主研发出 LHD 潮流能装置首期机组在舟山并网发电，连续运行超过 50 个月，累计提供超过 221 万千瓦时清洁电力，实现二氧化碳减排约 2000 吨，目前总装机规模达 1.7 兆瓦，连续运行时间和发电量均居世界前列。该项目可实现连续扩容，目前正在开展单机兆瓦级机组组装，已完成总成平台布放。

在波浪方面，我国波浪能应用领域不断拓展，在深水养殖、远海供电等方面实现成功应用，创造多项全球首次。我国 500 千瓦波浪能装置“舟山号”“长山号”先后开展海试。气动式波浪能供电装

置已在海洋观测和航标灯领域商业化。

为推动海洋养殖向深远海、绿色、智能化转型升级，中科院广州能源所研制的半潜式波浪能养殖旅游平台“澎湖号”通过法国船级社认证，可提供 1.5 万立方米养殖水体，具备 120 千瓦清洁能源供电能力，搭载自动投饵、鱼群监控、水质监测等现代化渔业设备。

据中科院广州能源所研究员盛松伟介绍，“澎湖号”作为全球首台半潜式波浪能养殖一体化平台，已在渔业基地开展超过 24 个月的养殖示范并在多个省份推广应用。该平台作为海洋能与海水养殖结合的“绿色发展”成功案例，获得多地企业订单，带动社会投资上亿元。

绿色转型：海洋油气开发量价齐升

上半年，我国海洋原油、天然气产量分别同比增长 6.9% 和 6.3%，6 月末布伦特原油期货价格比上年末上涨 45.0%，海洋传统行业全链条加快绿色转型。

上半年首个海上“绿色油田”在渤海建成投产，引入了创新型环保设备实现减排增效。与此同时，23000 标准箱 LNG 和传统燃油双燃料动力超大型集装箱船实现批量交付，助力海洋交通领域降低碳排放。福建全面推广使用新型环保养殖设施，“振渔 1 号”“福鲍 1 号”等深远海智能化养殖平台相继投入使用。

作为中国海洋石油集团有限公司研发项目，国产自主天然气水合物钻探和测井技术装备海试任务近日完成。中海油研究总院负责人米立军表示，本次海试低成本、高效率获得了高质量测井数据，验证了国产自主深水技术装备的可靠性，创下我国依靠自主力量进行海洋水合物钻进作业深度和水深两项纪录。

据国家海洋信息中心何广顺介绍，目前企业主体活力稳步恢复，上半年全国重点监测海洋行业新登记企业 8843 户，同比增长 15.9%，比一季度提高 0.9 个百分点；海洋领域融资大幅跃升，上半年海洋领域 IPO 企业 24 家，比 2020 年同期增加 19 家，比 2019 年同期增加 18 家；融资规模是 2020 年同期的 12.6 倍，2019 年同期的 4.4 倍。

王立彬 科技日报 2021-08-24

实现碳中和：四项关键要素缺一不可

全球气候变化正在对人类社会构成巨大的威胁。2020 年，全球与能源相关的二氧化碳排放量高达 315 亿吨，并且仍在不断增长。

气候问题带来的自然灾害听起来离我们很遥远，但实际上，任何一个国家、企业和个人都无法逃脱全球变暖的负面影响。

国家要发展经济，企业要追逐利益，个人要生活，大到跨国贸易，小到细胞呼吸，碳排放无处不在，与我们息息相关。

那么在面对无时无刻不在排放碳、全球变暖进一步加剧的困境时，应该怎么做来扭转这种局面？这个答案是“碳中和”。

那么如何实现碳中和呢？

我们从技术可行、成本可控、政策引导及多边共赢四个要素逐一讲解实现碳中和的关键四要素。

要素一：技术可行

技术是推动社会进步、提高生产力的重要因素。

在我国既需要保持经济的高质量发展，又要在 40 年内以“中国速度”实现全社会能源低碳转型的背景下，大力发展可复制、可推广的低碳技术是实现碳中和目标的根本路径。

为什么技术对于实现碳中和如此重要？

一方面，我国是世界第一大碳排放国，实现碳中和所需的碳排放减量远远多于其他经济体；另一方面，我国目前的能源结构仍以煤炭、石油等传统化石燃料为主，可再生能源在能源供给中贡献较小，当前经济发展与碳排放尚未完全脱钩，因此在考虑减少碳排放的同时，还要兼顾经济的持续

发展。

高耗能、高排放行业对于我国的经济发展尤为重要，这就要求企业在保持经济发展贡献的前提下，以先进技术为重要依托，最终实现碳中和愿景。

可以预见，在未来几十年，以 CCUS 技术（碳捕获、利用与封存技术是应对全球气候变化的关键技术之一）、可再生能源技术、电气化技术、信息技术等为中心的一系列低碳技术发展路线将在能源转型中发挥不可替代的作用。

CCUS 技术能够帮助高耗能行业提升能源利用效率；可再生能源技术、电气化技术的发展将加快传统化石能源的淘汰，推动清洁能源产业结构的进一步升级换代；此外，大数据、物联网、人工智能等信息技术也将助力我国碳减排进程，对减少碳排放具有重要意义。

然而，由于我国的碳减排技术起步较晚，相关技术的深入研究与大规模应用还未进入快车道。现阶段大部分技术仍处于前期研究阶段，对碳减排、碳替代的贡献还相对较小，未来能否大规模推广应用还是未知数。

我国距离完全消减碳排放需求和实现能源替代的愿景目标还有很长的一段路要走。

要素二：成本可控

绿色低碳技术的发展固然会推动我国技术转型的全面升级，形成国际竞争力，但技术的研究与发展需要企业“买单”，这无疑会大幅提高企业的成本，使产品丧失市场竞争力。

低碳技术的应用也会相应增加产业链各环节中间产品、终端消费品的成本。因此，碳中和目标的实现需考虑低碳与市场发展的平衡，在技术可行的前提下做到成本可控，这样才能实现可持续发展。

零碳经济将彻底重构产业链，这也意味着价值链的全面转型。从几大高耗能、高排放的控排行业来看，绿色低碳转型将大幅提高能源供给与节能减排的成本。

以钢铁行业为例，燃料成本是与碳减排关联度最大的生产成本之一，因此，降低燃料成本应成为整个钢铁行业实现碳减排的重点举措。

其中，加大废钢电炉炼钢法的研发、推动 CCUS 技术的应用是钢铁行业成本投入的主要部分，具体包括电力成本、回收废钢成本、CCUS 技术的研发应用及推广成本等。这些“绿色成本”将直接影响钢铁行业的产品价格。

从长远来看，新增的绿色成本所带来的经济效益不但能够抵消其自身成本，甚至还能产生净收益。

以建筑行业为例，建筑运行能耗，即建筑在使用过程中消耗的能源，是建筑行业能源消耗的主要部分，其碳排放量占整个建筑行业的 60%。建筑运行能耗主要来自电力和煤炭，因此降低电力与煤炭的碳排放量便成为整个建筑行业碳减排的重中之重。

通过采用新的能源供给方式，结合外部环境与气候特点，提高电器能效效率等可降低建筑运行能耗。这些节能减排举措势必会为整个行业的成本带来正向影响，但由于我国建筑行业规模巨大，与碳减排相关的成本平均分摊下来对行业的整体影响微乎其微。

试想，如果你是一个地产开发商，未来在建筑材料采购、建筑施工、建筑运行环节很可能面临两个选择：一个是采购用低碳环保工艺生产的绿色水泥和绿色钢筋，采用电动热泵供暖；另一个是购买普通水泥和普通钢筋，采用传统燃煤供暖。如果采用低碳环保工艺，你需要为这些绿色材料额外支付约 20%的“绿色成本”，然而市场上商品房的价格区间是一定的，精明的消费者很可能并不会为这些绿色材料买单，因为他们不能直观地享受到这些绿色材料带来的直接收益。

这时你会怎么选？

市场上任何个人和企业都是理性的，“价格”是衡量一切新生事物最科学的风向标。即使绿色低碳技术研究取得了极大的进展和突破，如果没有价格优势，也不会有可见的潜在收益，那么绿色低碳技术及相关产品在未来并不会拥有广阔的市场空间。

短期来看，脱碳行动带来的“绿色成本”必然会给企业发展带来竞争劣势。对于某些难脱碳的行

业领域，如钢铁行业，脱碳会使每吨钢的成本上升 20%，这对钢铁企业来说影响巨大，但是对于使用零碳钢铁的汽车制造企业来说，成本增量不会超过现在的 1%，对于消费者来说，1%的增量不会造成什么影响。

因此，碳价和相关制度的保障对于全面推动脱碳进程至关重要。逐步建立我国的碳定价体系以及各国碳价的互联机制，可以避免相关企业在国际竞争中处于劣势。

以电力行业为例，与可再生能源发电成本相比，尽管当前较为成熟的煤炭市场价格体系使火电具有明显优势，但从长远来看，我国丰富的风能、太阳能资源可以使电力行业的边际减排成本降为零甚至是负值，可再生能源系统完全有能力与以传统化石能源为主体的电力系统相竞争。未来，廉价的可再生能源电力也能够推动钢铁或交通等行业以低于全球平均水平的成本实现脱碳。

要素三：政策引导

虽然我国已具备 2060 年实现碳中和愿景的一定基础，但是由于时间紧、任务重，我国脱碳之路对行业产业结构、生产方式的调整以及社会大众生活方式的改变提出了更严苛的要求。

这就需要政府部门发挥“指挥棒”的作用，制定相应的政策去规划与监督全社会的行为，充分发挥引导、调动和约束的作用。

对于企业而言，实现碳中和意味着越来越严格的碳排放标准和越来越高的碳排放成本，因此企业很难主动参与到实现碳中和的行动中来。

同时，碳中和将对高耗能、高排放企业在发展低碳技术项目的融资方面产生较大挑战。

低碳技术项目存在初期投入巨大、投资建设周期长、经济效益不确定等问题，难以得到银行、民间私募机构的青睐。

因此，政府需要完善行业排放标准、建立碳税征收机制、建立健全碳排放权交易市场以及构建绿色金融体系等，实施一系列碳减排政策，为企业发展碳减排新技术提供政策上的支持与引导，助力企业尽早开展低碳转型的尝试，帮助企业降低转型成本和融资难度，降低企业应用碳减排技术的风险，从而让企业以最低的成本和风险实现低碳转型。

要素四：多边共赢

要实现碳中和目标，一方面需要国际间的合作与交流，另一方面还需要产业链上下游利益共同体的协同努力，从而实现互惠互利、合作共赢。

碳中和为什么需要国际合作？

首先，二氧化碳等温室气体在大气层中留存的时间长且影响范围广，使实现碳中和不是某几个国家的责任，而是全球共同的责任。

其次，与欧美等发达国家开展技术合作，充分利用全球绿色低碳转型的共识与契机，能够缩小我国与其他国家碳减排技术的差距，从而加速我国高耗能、高排放企业的能源转型与产业结构调整升级，促进绿色低碳技术的大规模应用与推广，实现不同国家之间在节能减排、低碳技术上的互补。

实现碳中和，产业链上下游的共同努力不可或缺。产业链上游需大力推广可再生能源对化石能源的替代，促进清洁能源结构的革新，助力能源供给侧减排；产业链下游的高耗能、高排放行业可通过全面电气化与大规模应用 CCUS 等技术，减少能源需求侧的碳排放。只有产业链上下游共同努力，才能实现降低碳排放量的最终目标。

华夏时报 2021-08-21

研究认为南亚地区或将面临储能部署重大机遇

美国国家可再生能源实验室(NREL)日前发布的一份研究报告表明，随着能源系统的现代化和脱碳进程的推进，到 2050 年，储能系统将占印度部署的清洁能源发电设施总装机容量的 10%至 25%，而孟加拉国、尼泊尔和不丹等南亚其他国家也面临储能部署重大机遇。

美国国家可再生能源实验室(NREL)的研究认识到太阳能发电设施与电池储能系统在成本和部

署之间的强大协同作用，尤其是对印度而言。

该报告研究南亚国家的储能部署潜力。美国国家可再生能源实验室(NREL)专家考虑了许多因素，例如太阳能发电设施和电池储能系统在成本与法规和市场设计之间的关系，这些法规和市场设计使清洁能源技术与化石燃料处于平等地位。

研究人员研究了储能系统在南亚各国可以发挥的不同作用：例如，孟加拉国部署储能系统可以减少用于发电的燃油使用量；尼泊尔和不丹部署储能系统可以增加跨境能源出口，以及可以利用每个领域增加部署可再生能源发电设施。美国国家可再生能源实验室(NREL)对电池储能系统的使用（持续放电时间从2小时到10小时不等）以及抽水蓄能发电设施的价值进行了建模。

美国国家可再生能源实验室(NREL)对印度投资和部署储能系统的潜力在技术成本、监管规则和政策变化等多个不同情景下进行了评估。研究发现，在任何情况下，储能系统在电力系统中的作用都将发挥重要作用。到2050年，印度可能会部署180GW/750GWh至800GW/4900GWh储能系统，或占清洁能源发电设施的总装机容量的10%至25%，具体取决于不同应用场景。该报告对储能系统为电网提供一系列服务的能力进行了分析，报告预计到2030年，印度有26个邦的电池储能系统的投资具有成本效益，预计成本将继续下降。

监管和市场设计是储能系统多重优势的关键

储能系统可以在电力系统中提供巨大的好处，例如使用储能系统提供能量时移服务。但是，如果电力系统不允许储能系统通过能量时移服务获得收入，则储能系统的投资额可能会下降65%。

电池储能系统能够提供的电网服务越多，收入就越高，因此成本就越低。例如，印度目前正在考虑启动辅助服务市场，该市场重视电池储能系统的快速响应时间以校正电网频率。然而，除了能量时移之外，另一个最有价值的服务可能是容量充足性服务，该服务可以确保电网有足够的可用容量来满足峰值需求。该报告指出，持续放电时间为4小时的电池储能系统具有最大发展潜力。

对于印度储能市场的其他发现还包括电池储能系统和太阳能发电设施部署之间的协同作用，如果电池储能系统成本居高不下，太阳能发电设施的安装量就会下降；抽水蓄能设施很可能仍然是一种有用且具有成本竞争力的储能资产。而到2030年，届时电池成本将下降到可以提供更多投资机会的程度；储能系统提供大部分运营备用要求以及储能系统可以提供的其他系统平衡和可再生能源集成服务的巨大潜力。印度制定了到2030年实现部署装机容量为450GW可再生能源发电设施的脱碳目标，而到2050年煤炭、天然气和水力发电仅占印度全国能源结构的20%。

美国国家可再生能源实验室(NREL)在报告中进一步指出，为了使南亚地区的储能系统能够在经济上充分发挥其潜力，需要提供多种服务并使其实现货币化，可能需要在国家层面采用新的监管程序，其中包括提供电网服务以及参与负载和发电。公用事业公司和监管机构可以建立协议来量化和补偿储能系统可以提供的好处。

虽然报告中指出，尼泊尔、不丹和孟加拉国之间还没有部署公用事业规模的并网储能系统，但各国的电力系统需求和技术成本的下降意味着对储能部署的兴趣正在增加。

例如，尼泊尔政府正在开发一个抽水蓄能发电项目，该项目的电力系统很大程度上依赖于灵活性有限的水力发电。而在严重依赖化石燃料的孟加拉国，其制定的国家太阳能行动计划草案建议政策认可储能系统提供峰值转移、负载管理和可再生能源平衡的能力。

刘伯洵 中国储能网 2021-08-17

有效缓解“碳泄漏”，碳税与碳市场要协同

全国碳排放权交易市场（下称“全国碳市场”）已上线交易一月有余，市场交易平稳运行。在碳市场建设加快推进的同时，对碳税的讨论和呼吁再度进入公众视野。

近日，中国人民大学应用经济学院副院长陈占明教授在接受本报记者专访时认为，碳市场与碳税都是我国市场化的减碳的重要手段。在时间紧、任务重的情况下，仅依靠尚未成熟的碳市场单一

手段难以保证“双碳”的实现，如果同时配合碳税，则可以起到双管齐下、协同减排的作用，有助于碳达峰、碳中和目标的达成。

“但当前，我国碳税层面仍是空白，未来，逐步建立碳税与碳交易协同减排机制，分阶段推出碳税非常有必要。”陈占明直言。

有效缓解“碳泄漏” 碳税与碳市场应双管齐下

中国城市能源周刊：碳市场与碳税的碳减排功能何异同？

陈占明：碳税指的是对二氧化碳排放所征的税，和碳市场一样，也是市场化的减碳手段之一。碳市场和碳税是两种较为成熟的碳定价工具，其中前者强调市场在价格发现中的作用，后者更依赖于政府对外部成本的行政管控。

除了作用机制的差别外，碳市场和碳税的主要差别还体现在以下两个方面：一、碳市场与碳税的适用对象各有特点，碳市场比较适合排放量较大的大型企业，而碳税的相对灵活性则可以很好地覆盖那些排放量较小的小微企业；二、从运作效果角度看，碳市场的减排机制能够有效控制排放总量，但是交易价格存在波动性；而碳税的特征是通过矫正税率限定了碳价，但难以对减排效果进行精准的预测，减排总量具有不确定性。

实现“双碳”目标的关键是通过合适的机制引导我国经济发展与碳排放脱钩。在大规模碳减排技术尚未成熟时，将碳排放的外部成本内部化到经济决策中，是控制碳排放的最有效途径，而这主要依靠碳市场和碳税两种手段。我国目前已经在全国范围内开展碳交易体系，但是在时间紧、任务重的情况下，仅依靠尚未成熟的碳市场单一手段难以保证双碳的实现，如果同时配合碳税，则可以起到双管齐下、协同减排的作用，有助于对双碳目标的达成。

中国城市能源周刊：在您看来，碳税与碳市场应该如何协同促进碳减排？

陈占明：碳税与碳市场在减排效果方面各有优劣，二者并不是鱼与熊掌的关系，而是协同互补的关系。

一方面，碳市场比较适合排放量较大的大型企业，而相对灵活的碳税则可以很好地覆盖那些排放量较小的小微企业甚至是个人，这是对全国碳市场的有益补充；

另一方面，目前的全国碳市场仅仅是将部分重点行业 and 重点企业纳入在内，这可能导致某种碳泄漏现象。

也就是说，在碳交易制度实施之后，有些未参与碳交易的行业 and 企业的碳排放量反而增加了，这实际上削弱了碳市场的减排效果，而对于那些未被纳入碳市场的行业 and 企业合理征收碳税，则可以有效缓解碳泄漏现象，也就是可以通过碳税条目对碳市场难以覆盖的范围进行管控来避免碳泄漏。

总体而言，碳税更多地是作为碳市场的补充和支持，通过合理的配合可以有效减少两者的功能冲突，实现平衡发展，共同确保碳减排效果的最大化。

有必要借鉴碳市场经验 试点起步、适时试行碳税

中国城市能源周刊：现在是我国推出碳税的合适时机吗？

陈占明：碳税的推出需要综合考虑现实背景。2018年，我国就已经开始征收环境保护税了，但当时并没有包括碳税。随着我国“双碳”目标的提出，碳税的呼声也是越来越高。但不宜操之过急，因为碳税与碳市场是互为补充的两种手段。

目前碳市场刚刚推出，体系还不够完善，效果也并不明朗，建议在碳市场进一步成熟后再考虑碳税的推出。

一方面可以降低对经济的冲击；另一方面也可以对碳税的实施力度有一个较好的把控。同时，碳税应该配合整体税收体系的改革进行设计，例如在推出碳税的同时考虑增值税的调整。

中国城市能源周刊：碳税的起步发展是否可以借鉴全国碳市场从地方试点走向全国统一的成功经验？

陈占明：为了更好地评估碳税实施对经济的冲击以及减排的实际效果，非常有必要在起步发展阶段借鉴碳市场的成功经验选取部分省市作为试点，发现问题并总结经验，成熟后再在全国范围内

推出碳税。

具体来说，在碳税的起步发展阶段，从地区角度看，可以率先选取碳排放强度较大的省市征收碳税；从行业角度看，可以率先选取排放量占比较大的行业作为试点。尤为值得注意的是，在试点实施过程中，需综合考虑地区的经济发展情况，对于税率和征收机制等尽可能进行多样化设计。

各试点省市应积极按照要求开展碳税征收工作，努力完善制度建设及基础设施建设，争取实现碳税与碳市场的互补发展，在允许的范围内合理分配碳税收入，从减排效果及经济发展两方面发现问题并总结经验；非试点省市则应结合自身实际情况，吸取试点省市的经验教训，提前为征收碳税做好全方面准备。最终在制度及体系搭建完善的基础上，选择合适时机向全国层面开展碳税。

渐进式推行碳税 合理平衡减排与发展

中国城市能源周刊：我国碳税讨论已久，迟迟未能推出。您认为现阶段实施碳税的最大难点是什么？

陈占明：碳税的推出不能一蹴而就，可借鉴国际经验，结合我国国情，建立碳税与碳交易的协同减排机制，助力“双碳”目标的实现。

目前而言，实施碳税的难点是要寻求减排效果与经济冲击的合理平衡。

如今，我国已经启动了全国范围的碳市场，如果再叠加碳税，的确会在一定程度上优化减排效果，但同时也可能会使高排放企业及低收入群体面临较高的成本负担及生活负担，从而对经济造成冲击。

中国城市能源周刊：为解决这一问题，您有何建议？

陈占明：首先前期可以渐进式推行碳税。如在开始阶段，先设定一个较低的税率，后期再逐步提高，以此降低对企业的成本冲击。在征收对象方面，也可以从企业进行征税，逐渐向个人征收扩充。

值得注意的是，碳税的推出会引导企业放弃高能耗的粗放式生产，转向依靠技术手段提高产品竞争力，同时结合市场中不断提高的节能需求，这对企业的长期发展是有好处的。

其次，在碳税推出过程中，要统筹考虑碳市场，通过税制改革，如采用相应调低增值税的方式来保持税收中性，能够使得企业的整体负担不会增加，甚至对于一些低碳企业而言可以降低生产成本，提高竞争力；针对居民方面可以考虑调整个人所得税率等，降低碳税带来的冲击，保障居民生活水平。

最后，将碳税收入通过政府补贴等形式返还给企业和民众，用于支持企业低碳技术的研发以及补贴受影响的低收入居民等，以此缓解由于碳税的实施在短期内引起的部分企业生产成本增加以及物价上升消极影响，从而在保障基本民生的同时，推动碳达峰、碳中和目标的实现。

通过以上措施，可以在实现碳减排的同时，尽可能减小碳税对经济的负面冲击，降低碳税实施阻力。

本报记者 张金梦 中国能源报 2021-08-30

中国工程院院士汤广福：以国家战略科技力量支撑清洁能源发展

当前，世界范围内的能源发展面临日益严重的资源紧缺、环境污染、气候变化等问题。我国提出争取在 2030 年前实现“碳达峰”、2060 年前实现“碳中和”的目标，为全球应对气候变化作出积极贡献。发展清洁能源是助力实现“碳达峰”“碳中和”目标的有效途径。我们应该如何构建清洁低碳安全高效的能源体系？就相关话题，记者专访了中国工程院院士、全球能源互联网研究院院长汤广福。

记者：世界各国有哪些能源发展路径？世界对于能源的可持续发展达成了哪些共识？

汤广福：从欧美发达国家经验来看，美国自 20 世纪 70 年代的两次石油危机后，开始推进能源独立战略；欧盟则大力开发可再生能源，并在全球范围内率先开启了去煤化、去核化的进程；日本能源发展战略是节能优先，发展能源新技术。同时，日本大力发展氢能、储能等能源新技术，抢占

技术制高点，以提高能源自给能力。如今，欧美等发达国家能源已进入石油、天然气主导的时代，并向可再生能源时代快速转型。

未来能源从高碳向低碳、从低效向高效、从污染到清洁已是发展的必然规律，也是世界各国对于能源可持续发展形成的共识。

记者：我国能源转型的路径和转型突破口在哪里？

汤广福：目前我国能源消费仍以煤炭为主，还处于固态时代。我国能源转型的路径要想从固态越过油气主导(液态)直接进入可再生能源主导的时代，其难度和挑战可想而知。

要实现能源转型和“碳中和”的目标，从能源供给侧看，未来接近 70%的能源将由可再生能源替代，其中水能、核能、风能、太阳能等清洁能源，又都必须转化为电能才能加以利用。从能源需求侧看，大约 70%的用能场景将会是电力消费，例如交通行业的电动车。因此，电力系统在能源转型中将起到核心作用。考虑到我国石油和天然气的对外依存度，以及我们所面临的能源国际环境，必须大力发挥电力系统在能源转型中的核心作用，电力系统应率先在 2050 年实现“碳中和”。

记者：构建以新能源为主体的新型电力系统，科技可以发挥什么作用？

汤广福：电网企业需要解放思想，主动变革。如果继续采用传统技术来发展电网，未来很可能面临局部推倒重建，造成社会资源的浪费。因此，当务之急就是要尽快转变电网发展方式，大幅提升电网灵活性和可控性。譬如，加强柔性电网建设，通过区域电网的互联互通，实现资源优化利用；通过大范围的风、光、水等互补，提高系统电能的稳定性和资源的利用效率。

此外，要加强基础研究，提升电网支撑能力。随着能源转型发展，电网需要开发更多的新器件、新装备，电网的智能化控制水平也需要大幅度提升，因此必须开展基础性支撑技术的研发。开发人工智能、电力芯片、大功率电力电子器件、电工新材料等，促进电网技术水平大幅提升，提高电网对可再生能源消纳和对能源转型的支撑能力。

当然，我们也不能忽略电网转型带来的用能成本提高等问题，这也是世界惯例。应认识到，能源转型不是轻轻松松就能实现的。“双碳”目标的实现和新型电力系统的构建不是一蹴而就的事，必须经历一个渐变的过程，电网企业要尽快启动战略规划和专题研究，做到谋定而后动。

记者：实现“碳达峰”“碳中和”目标，构建起高质量的清洁低碳安全高效的能源体系，需从哪些方面着力？需要国家层面、企业和个人如何形成合力？

汤广福：实现“双碳”目标是社会共同的目标，不是个体行为能够解决的事，也不是一个企业能够解决的事。政府、企业和社会各界都要发挥各自的力量。

政府要做到有序引导，制定合理的政策。企业要主动作为，电网企业面临着安全生产、稳定供给的压力，同时要瞄准“卡脖子”和“补短板”技术，集中优势科技资源进行攻关。在基础研究方面，很多重大、远期战略科技创新需要国家集中优势科技资源打造战略科技力量。另外，国家还要调动全民积极性，鼓励老百姓参与进来，慢慢养成符合“双碳”目标的生活方式。

记者：新型电力系统将会给生活带来哪些改变？

汤广福：新型电力系统是一种供需互动的智慧能源系统，是电力市场机制、数字化技术与电网的深度融合。许多现在的示范项目将来都会变成现实，形成新型电力系统的有机组成部分。比如随着新能源汽车越来越多，大规模新能源汽车充放电设施参与供需互动以及地区性的调峰调频就有可能实现。

新型电力系统还会打通电与其他能源的协同，比如车联网已让电和交通领域实现协同。另外，将来峰谷电价可能会差别很大。通过一些手段，家庭可以采用多种措施多用谷电；在工业园区，晚上也可以利用低谷电制热制冷，然后储存起来，白天再加以利用。这样一方面可以实现削峰填谷，另一方面又有利于新能源的消纳。

姜天骄 经济日报 2021-08-16

热能、动力工程

“双碳”目标下，“组合拳”发力新能源消纳

8月10日，国家发改委、国家能源局发布《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》（下称，“通知”），提出在电网企业承担可再生能源保障性并网责任的基础上，鼓励发电企业通过自建或购买调峰储能能力的方式，增加可再生能源发电装机并网规模。

背后的一整套逻辑是，“实现碳达峰关键在促进可再生能源发展，促进可再生能源发展关键在于消纳，保障可再生能源消纳关键在于电网接入、调峰和储能。”

一系列利好储能的政策也于近期密集释放：5月7日，国家发改委发布《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》；7月23日，国家发展改革委、国家能源局发布《关于加快推动新型储能发展的指导意见》；7月26日，《关于进一步完善分时电价机制的通知》印发。其核心目标都是为促进可再生能源的消纳。

7月30日中共中央政治局会议明确提出，要统筹有序做好碳达峰、碳中和工作，先立后破。风光发展不能搞大跨越，必须与电力系统灵活性资源建设相匹配。

英大证券有限责任公司研究所副所长臧宁宁认为，上述《通知》与近期出台的新型储能、分时电价等相关政策一脉相承，核心在于夯实可再生能源消纳基础，有序推进双碳目标的实现。

发电端灵活性资源建设

《通知》的出台首要目的在于，加速推进以新能源为主体的新型电力系统建设。

臧宁宁对经济观察报表示，“十四五”、“十五五”期间，构建以新能源为主体的新型电力系统的核心在于在发输配售用各个环节推进灵活性资源建设，《通知》出台正是从发电端构建电力系统灵活性的重要举措。

随着新能源装机占比的不断提升，供需两端双向波动性增大导致电力平衡越来越困难，同时不断增多的可再生能源发电机组对电力系统的支撑性和抗扰动性却越来越弱，电力系统安全稳定运行面临越来越大挑战。据国际能源署研究，当电力系统可再生能源渗透率超过15%时，电力系统灵活性运行成为首要关键。2020年我国10个地区风光消纳占比超过15%，2030年我国风光发电量占比将超过20%。

“电网企业”与“电源企业”在新能源消纳中的责任也被进一步明确。根据《通知》，电网企业要切实承担电网建设发展和可再生能源并网消纳的主体责任，统筹调峰能力建设和资源利用，每年新增的并网消纳规模中，电网企业应承担主要责任，电源企业适当承担可再生能源并网消纳责任。随着新能源发电技术进步、效率提高，以及系统调峰成本的下降，将电网企业承担的消纳规模和比例有序调减。

在发电侧，《通知》鼓励发电企业自建储能或调峰能力增加并网规模，提出在电网企业承担风电和太阳能发电等可再生能源保障性并网责任以外，仍有投资建设意愿的可再生能源发电企业，鼓励在自愿的前提下自建储能或调峰资源增加并网规模。对按规定比例要求配建储能或调峰能力的可再生能源发电企业，经电网企业按程序认定后，可安排相应装机并网。

臧宁宁认为，这将推动发电企业从“可再生能源发电+调峰装置”的系统总体角度统筹安排项目开工，有利于进一步推动风光水火储一体化项目开发模式发展，进一步推进新能源由电量主体向电量、电力主体转变，进一步提高新能源市场竞争力。从而促使新能源由电量主体向电量、电力主体转变。

过去10年，新能源发电技术成本快速下降，在度电成本方面，光伏发电下降了85%，光热发电下降68%，陆上风电下降了56%，海上风电下降了48%，度电成本上竞争力逐步增强，中国风光发电进入平价、低价上网时代。但目前所说的“平价、低价”是指电量成本，主要考虑投资运营成本，尚未考虑为实现新能源电量消纳整个电力系统所提供的支撑性保障性成本。

发电企业将是储能建设的主体。臧宁宁表示，目前中国已有多省出台新能源+储能配套要求政策，明确新能源配储能比例范围在5%~20%，并给予储能明确补贴。该《通知》进一步明确提出，“每年新增的并网消纳规模中，电网企业应承担主要责任，电源企业适当承担可再生能源并网消纳责任”，“鼓励发电企业自建储能或调峰能力增加并网规模”，明确了发电企业储能建设主体地位，有利于推动新能源、储能开发模式和商业模式创新，如第三方储能、合作开发抽水蓄能电站等。

此外，“允许发电企业购买储能或调峰能力增加并网规模”、“对于发电企业自主运营的调峰和储能项目，可作为独立市场主体参与电力市场”，将进一步推动发电企业参与调峰调频辅助服务市场，加快推进构建与新能源主体地位相适应的电力市场。

新型储能政策利好

《通知》提出，鼓励多渠道增加调峰资源，承担可再生能源消纳对应的调峰资源，包括抽水蓄能电站、化学储能等新型储能、气电、光热电站、灵活性制造改造的煤电。

臧宁宁认为这将推进多元化储能技术创新及应用。“十四五”、“十五五”期间煤电灵活性改造仍是重点。在推进抽蓄、跨省跨区调节基础上，还需要进一步推进电力体制改革，拉大峰谷电价差，推进主动需求侧响应，引导电动汽车成为新的重要灵活性资源。推进储能技术创新及应用，在确保安全的基础上，进一步降低成本，推进电化学储能应用。“从目前看可行的灵活性手段主要有抽蓄、跨省跨区调节、气电、需求侧响应、电动汽车充放电、储能、煤电灵活性改造、光热、氢能等。据测算，当2030年需求侧最大负荷18亿千瓦，风光装机13万千瓦，在综合考虑各种可行灵活性安排下，煤电作为灵活性资源主力，平均负荷率将低于40%，如风光装机进一步提高，电力系统安全稳定运行风险较大。”

为促进新能源的消纳，国家发改委近期密集出台一系列政策利好新型储能的政策。

在7月23日发布的《关于加快推动新型储能发展的指导意见》中提出到预计到2025年，新型储能装机规模达3000万千瓦以上的装机目标。此外还提出健全“新能源+储能”项目激励机制。对于配套建设新型储能的新能源发电项目，动态评估其系统价值和技术水平，可在竞争性配置、项目核准（备案）、并网时序、系统调度运行安排、保障利用小时数、电力辅助服务补偿考核等方面给予适当倾斜。

根据上述指导意见，2025年将实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变。到2030年，实现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，标准体系、市场机制、商业模式成熟健全，与电力系统各环节深度融合发展，装机规模基本满足新型电力系统相应需求。

7月29日，国家发展改革委印发《关于进一步完善分时电价机制的通知》，部署各地完善分时电价机制，服务以新能源为主体的新型电力系统建设。国家发改委就此政策出台背景的解读是，分时电价的进一步完善有利于保障电力安全稳定经济运行以及中长期实现碳达峰、碳中和目标。

国家发展改革委有关负责人在答记者问时说：“合理拉大峰谷电价价差，有利于引导用户在电力系统低谷时段多用电，并为抽水蓄能、新型储能发展创造更大空间，这对促进风电、光伏发电等新能源加快发展、有效消纳，着眼中长期实现碳达峰、碳中和目标具有积极意义。”

高歌 经济观察报 2021-08-16

“双碳”视角下城市更应强化系统能效提升(迈步新征程、建功新阶段)

能源效率提升是当前能源发展现实条件下实现高质量碳达峰的重要手段，也是未来实现碳中和的重要途径之一。

传统能源结构下占据主体的化石能源属于典型的可枯竭性自然资源，如何利用有限的能源资源支撑经济社会发展是全社会共同关注的重要问题。因此，传统能源效率侧重于描述经济产值与能源消费量之间的多种关系。

随着我国未来能源结构颠覆性转变、能源成本重新定义、环境成本日益受关注、脱碳效果要求更加严格，传统的主要关注能源消费总量（标准煤）和经济产值的能源效率评价方法已经不能满足我国“双碳”（即“碳达峰、碳中和”）总体目标下的能源效率评价需求。如何在新的视角下界定能源效率和如何提升能源效率是一个值得思考的问题。

区分新能源与化石能源商品属性 能效考量体系要有新内涵

“双碳”目标驱动下以风光为主的新能源将逐步代替传统的化石能源，而新能源与传统化石能源的商品属性具有显著差异，包括可获取性、获取成本、能源密度、碳排放量等。

在未来近乎无限的风光等可再生资源占据主导地位的系统中，我国能源经济应该更加关注能源全生命周期内的能源消费量、二氧化碳等温室气体排放量以及能源相关设备生产过程能耗等。

在此背景下，将“能源环境效率”与传统关注的“能源物理效率”和“能源经济效率”一同放入“双碳”能源效率的综合考量体系当中，更加有助于科学完整地评价能源生产和利用的效率，也更加有助于推动我国“双碳”目标的实现。

着眼产业实情 因地制宜提升城市能效

能源经济效率提升以产业升级和产业结构调整为主，不同发展阶段的城市有不同策略。

我国单位国内生产总值能耗自 2012 年以来累计降低 24.6%，相当于减少能源消费 12.7 亿吨标准煤。但从 2020 年总体能源效率来看，我国单位 GDP 能耗仍然是世界平均水平的 1.5 倍、发达国家的 3 倍，能效提升仍存在较大空间。

大量研究指出，这是由于我国产业结构与 OECD 国家存在差距的原因。然而产业结构调整幅度与能源效率提升之间并非完全正相关关系，如何区分产业结构能效与产业链占比能效、因地制宜提升城市能源效率，是新时期能源指标需要思考的问题。

如一部分工业发展阶段较为落后的城市应促进第三产业的发展，重点关注结构能效。部分城市工业化进程落后于我国平均水平，存在第二产业落后产能过剩以及第三产业发展基础薄弱等综合产业发展困难。这类城市的能效提升过程应该着重关注城市整体产业结构能效，积极承接区域间产业转移，有效借鉴发展领先地区“退二进三”和“腾笼换鸟”经验，推动地区资本有低效率向高效率移动，产业结构由工业主导向服务业主导过渡。此外，勇于为新经济、新业态和新动能在政策和制度上创新突破也是这类城市实现跳跃式经济结构发展的机会，从而大幅提升区域整体能效水平。

另一部分城市适合通过发挥既有产业优势、推动产业升级、向上游改善产业链所处位置，重点关注产业链能效。这类城市承担了我国各类制造业基地和中心的重任，能源消费较高的同时也承担起了重要国际产业链支撑、国家基础行业领头人和区域实体经济基础的重要角色。这类城市切忌通过产业结构大幅度调整提升能效，明确产业调整“重质量”而非“重幅度”，重“产业链所处环节结构”而非“城市整体产业结构”，重同行业跨国家、跨城市横向对比而非同城市内跨行业能效水平对比。把握自身优势产业，通过科技创新促进产业向知识技术密集型环节（上游）拓展升级是这类城市向产业要能效的重要途径。

强化能源综合利用 消除跨网互济壁垒

从重点高耗能行业来看，我国单一环节的能源利用效率，例如发电效率、电网综合线损率、电池转换效率等基本处于世界领先水平。光伏发电多次刷新电池转换效率世界纪录，中国今年建设全球首座 20 万千瓦高温气冷堆发电效率可以达到 40% 以上。

但与单一环节能源效率领先的现状不同，我国系统能效水平目前仍处于较为落后的阶段，这主要是受不同能源品种协同壁垒较大、跨网互济深度有限所致。

一方面通过加强综合能源系统建设和应用着力解决能源系统协同能力弱的问题，从而提升系统能效。

以 2020 年源端新能源发电情况为例，全国风电量和光伏电量平均利用率已经高达 97% 和 98%，但 5.3 亿千瓦的风电和光伏总装机规模对应的实际发电量其实不足 2 亿千瓦。传统“风火打捆”方式已经不能满足新的能效提升要求，风、光及绿氢、甲烷等能源有效整合是未来的趋势。

而从我国能源消费终端来看，虽然我国电力、热力和燃气系统自身能源效率水平已经跻身世界先进水平，但由于不同品类能源所属系统不同，相关基础设施和能源数据交互存在壁垒，终端电力、热力、燃气等不同供能系统集成互补、梯级利用程度不高，最终导致能源系统整体利用效率较低。快速以园区为突破口开展综合能源系统建设、推动冷热电协同互补，是提高全社会用能效率、减低全社会碳排放边际成本的有效路径。

另一方面通过完善产业生态链、推动产业数字化从而深度提升系统能效。

以我国电动汽车充电站发展为例，我国部分服务区已经开始陆续配套 120kW 的直流快充桩能够实现接近超级充电站的充电速度，充电效率已属于世界前列水平，但中国充电桩的平均使用效率不足 5%，这背后凸显的是电动汽车产业生态化、数字化缺乏导致的另一种系统能效低表现形态。这类系统能效低的问题并非单纯技术落后、基础设施落后可以解决，还需在不断推进清洁能源汽车占比的同时将充电站、气站、油站与货运、客运等平台以及终端车主的需求信息共享化、平台化，从而有效提升交通部门整体能源效率，属于典型的向产业生态要能效和向数字经济要能效的情景。

从能源设备生产开始 建立全生命周期能效评价体系

随着可再生能源占比不断提升，可再生能源因其相对较低的使用成本有望大幅度降低社会用能成本总量，这也使传统的能源效率概念逐渐失去其度量作用。

一方面从能效对象来看，碳排放相关的能效水平将更受关注。相较于传统的单位 GDP 和度电能耗而言，“双碳”发展目标下能源转型应该更加关注单位 GDP 碳排放、人均碳排放和度电碳排放等指标。

另一方面从能效考量周期来看，从能源设备生产开始的碳排放量也应被纳入能源效率考量范围内。

以我国当前的光伏板的生产技术为例，光伏板碳回收周期约为 6 个月。这一类新能源设备的“生产过程能源消费回收周期”、“生产过程碳排放回收周期”应该与设备生产过程中的碳排放绝对值一同纳入未来的能源环境效率评价体系。

在此概念延伸基础之上，也可以通过使用“生产过程能源消费回收周期”或者“生产过程碳排放回收周期”等概念来补充度量 CCS、CCUS 等脱碳设备的全生命周期能源效率。

（作者均供职于国网（苏州）城市能源研究院战略研究中心）

江海燕 王林钰 中国能源报 2021-08-16

把石墨烯卷起来 “万能”的碳纳米管或改变未来

自碳纳米管被发现 30 年来，我国研究水平基本上与世界先进水平并驾齐驱，并在部分领域处于世界领先。碳纳米管导电剂一改我国锂电池企业导电剂依赖进口的局面；碳纳米管薄膜成功用于高端户外保暖服以及医疗康复等产业；基于半导体型碳纳米管的集成电路和显示器背板驱动器器件也被开发出来……

近日，国内最大的碳纳米管生产企业——江苏天奈科技股份有限公司（以下简称天奈科技）发布公告称，预计 2021 年上半年实现净利润 1.1 亿—1.5 亿元，同比增加 235.41%—357.37%。业绩高速增长归功于该公司开发的碳纳米管导电剂，一改我国锂电池企业导电剂依赖进口的局面。

自被发现以来，碳纳米管就在全球范围内掀起一股研究热潮。近年来，全球加速挖掘碳纳米管技术落地的途径，相关技术突破成果不断。

一根长度米级、直径纳米级的管

作为最重要的生命元素，“碳”一直在生命演化和能源提供方面扮演着举足轻重的角色。1985 年，“足球”结构的 C60 一经发现即吸引了全世界的目光。1991 年，日本物理学家饭岛澄男在电弧法制备的碳材料中观察到了碳纳米管，从此开启了碳纳米管研究的热潮。

“从结构上来说，碳纳米管可以形象地看做是由单层或者多层石墨烯无缝卷曲而成的中空管状结

构。”中国科学院苏州纳米技术与纳米仿生研究所（以下简称苏州纳米所）研究员李清文告诉科技日报记者。

碳纳米管就像一根细长的头发丝，它的长度可以达到米级，而直径却可以小到纳米尺度。这么细长的纳米管状结构是怎么制备出来的呢？

饭岛澄男首次发现的碳纳米管是通过电弧放电法制得的。现在，碳纳米管已经发展出激光烧蚀法、化学气相沉积法(CVD)、固相热解法等多种制备方法。其中，CVD 法因成本低廉、可控性好、易于规模化制备而被广泛采用。

李清文介绍说，用 CVD 制备碳纳米管时，碳原子在催化剂表面吸附、扩散、溶解并达到饱和后析出形成碳纳米管。催化剂作为碳纳米管成核生长的位点，对于碳纳米管的直径、壁数、手性起着决定性作用。催化剂结构设计以及生长条件调控是实现碳纳米管可控生长的重要途径。

作为纳米碳材料家族的重要一员，碳纳米管以其优异的力学、电学和热学特性被誉为“万能基材”，在结构功能一体化复合材料、电池电极、集成电路、传感器件、电加热器件等领域具有巨大的应用前景。

1996 年诺贝尔化学奖得主、富勒烯的发现者斯莫利认为，碳纳米管是人们所能制造出来的最强、最刚、最硬的材料，同时也是最好的热和电的导体。

“碳纳米管强度是同体积钢的 100 倍，重量却只有钢的 1/6—1/7。”李清文解释说，碳纳米管的长径比达 106 以上，因而又被称作超级纤维。

碳纳米管的奇特之处还在于其特殊的电学性质，根据其结构不同，碳纳米管可展现出金属性和半导体性，为开发新型电子器件奠定了基础。

我国研究达到世界先进水平

碳纳米管的研究至今已有 30 年，李清文认为，我国科学家在碳纳米管方面的研究水平基本上与世界先进水平并驾齐驱，并在部分领域处于世界领先水平。

在碳纳米管基础研究方面，北京大学张锦团队、李彦团队在导电性可控碳纳米管合成、单手性碳纳米管合成与分离等方面做出了重要贡献。北京大学彭练矛团队在碳纳米管电子器件方面取得了重大进展。在碳纳米管应用方面，清华大学魏飞团队在碳纳米管宏量制备、高强碳纳米管纤维、碳纳米管导电添加剂等方面业绩不菲。

作为我国纳米材料研究的国家队，苏州纳米所从 2007 年起，一直围绕碳纳米管可控制备和前沿应用开展研究工作，发表高水平论文 300 余篇，在电子级单壁碳纳米管分离、碳纳米管纤维与薄膜的规模制备、碳纳米管复合材料以及能源器件应用方面取得多项重大成果。

2013 年，以平行排列的单壁碳纳米管为主要元器件的世界上最小“计算机”诞生。近两年，碳纳米管电子器件的性能及尺寸一次次被突破。

如何获得高纯度、高质量的半导体型单壁碳纳米管是实现电子级应用的前提。

李清文告诉记者，她带领的团队于 2018 年实现了纯度大于 99.99%的半导体型单壁碳纳米管的高浓度分离，以及部分单手性碳纳米管的高效筛选。在此基础上，他们与国内其他高校院所合作，共同实现了基于半导体型碳纳米管的集成电路和显示器背板驱动器件的开发。

被称作超级纤维的碳纳米管，制成纤维与薄膜后，与传统高性能纤维和薄膜材料相比，具有优异的柔韧性、导电和导热性能。

经过多年研究，目前李清文团队已经实现了千米级连续碳纳米管纤维连续制备，突破了万平方米级碳纳米管薄膜的干法规模化制备技术。

同时，苏州纳米所科研人员采用高取向碳纳米管薄膜开发了碳纳米管含量高达 60%以上的新型碳纳米管复合材料，其强度为碳纤维复合材料的两倍以上；开发了碳纳米管薄膜的电热固化复合材料新工艺，有望为复合材料在线修复、机翼除冰带来新的设计策略。

碳纳米管研究成果加速落地

被称为“黑金”的碳纳米管，曾被科学家预言，有望成为“彻底改变 21 世纪”的神奇材料之一。

作为目前中国碳纳米管的龙头企业，天奈科技成功开发了一种独特的催化反应工艺，实现了碳纳米管的连续化生产，生产能力可达千吨级。近两年，天奈科技的碳纳米管导电剂产品出货量和销售额均居行业首位，一改我国锂电池企业导电剂依赖进口的局面。

锂电池导电剂的利用，只是碳纳米管产业化的冰山一角。

作为国家战略新兴材料，碳纳米管材料在导电塑料、轻质高强复合材料、宽频段轻质电磁屏蔽、冲击防护、智能材料、电子器件等方面也具有广泛的应用。其中基于碳纳米管的加热膜、导电塑料、复合材料等材料的市场前景也越来越好。

“我们在加强前沿探索的同时，积极开展碳纳米管的应用研发，发展出轻量化碳纳米管/金属复合导线技术，以及卫星用轻质电缆。开发的碳纳米管加热保暖服装已获得多家国际品牌使用，成为冬奥会产品之一。”李清文说。基于该团队的技术，苏州捷迪纳米科技有限公司实现了碳纳米管薄膜的产业化，产能达 10 万平方米/年，成功开拓了该产品在高端户外保暖服以及医疗康复等方面的应用。

“碳纳米管作为一种新兴材料，未来还可能拓展应用于导电塑料、半导体器件、轻质高强复合材料、宽频段轻质电磁屏蔽、冲击防护、智能器件等领域，并有望给这些领域带来变革性的发展。”李清文说。

张 晔 科技日报 2021-08-27

别忽视汽车全生命周期碳排放

一辆汽车的碳排放来自哪儿？大多数人可能以为主要来自汽车行驶过程，但这只是冰山一角。中汽数据有限公司研发主任工程师孙铎在接受记者采访时表示，汽车行业的碳排放分为燃料周期和车辆周期，所以必须关注全生命周期的概念。

中国汽车技术研究中心发布的《中国汽车低碳行动计划报告（2021）》表明，目前来自燃料周期的碳排放占汽车总碳排放量的 70%以上，未来随着电动化的普及，汽车行业碳中和的重点将从燃料周期过渡到车辆周期。

从全生命周期的角度，孙铎提出汽车行业实现碳中和的 8 大路径，认为我国应进一步加强汽车产业链碳中和解决方案的上下游联动与系统集成，特别是电力、电池和材料供应商。

汽车行业的碳排放来自哪里？

除直接行驶过程的碳排放，还有燃料上游、车辆上游的碳排放

IEA（国际能源署）数据显示，全球交通行业的二氧化碳排量逐年增加，碳排放是全球第二大排放部门，占 25%。具体到交通行业内，道路运输占行业碳排放量的 75%，航运和水运占 11%，铁路占 3%。可见道路运输是交通行业碳排放的“大头”。而在其中，包括乘用车在内的轻型车的碳排放所占比例最大，占交通行业碳排放量的 45%。

“同时，我国历年交通行业碳排放数据显示，乘用车的碳排放逐年增加，其增长也最快，2020 年我国乘用车保有量达到 2.28 亿辆，其中汽油车仍为最主要的燃料类型，保有量占比达 96%以上。包括乘用车在内的轻型车碳排放是交通行业碳排放管理的重点。”孙铎表示。

她强调，汽车行驶过程中直接排放的二氧化碳并不代表整个行业碳排放的全貌，只是冰山一角，冰山下面还应关注燃料上游、车辆上游的碳排放，即汽车行业全生命周期的碳排放。

一方面是燃料生产的碳排放，包括汽油、柴油的生产，火电、水电、风电、光伏等发电的碳排放，氢燃料、e-fuel（合成燃料）等替代燃料的碳排放等；另一方面是汽车材料和零部件的碳排放，包括钢、铝、铜等金属材料的碳排放，橡胶、塑料、织物等非金属材料生产的碳排放，动力电池及其材料生产的碳排放。

“汽车全生命周期的碳排放不容忽视。汽车生命周期系统边界=燃料周期（燃料生产+燃料使用）+车辆周期（材料、零部件、生产及维修保养）。以纯电动车为例，电动车并非为零排放，而是排放的转移。纯电动乘用车有近 50%的碳排放来自于车辆周期，我们预计未来其车辆周期的占比将超过

90%。”孙铎指出。

日前中国汽车技术研究中心发布的《中国汽车低碳行动计划报告（2021）》公布了我国 2020 年在售乘用车的全生命周期碳排放量。《报告》统计了 580 款车型的碳排放量，其中包含汽油车 392 款，纯电动车 112 款。数据显示，2020 年，我国乘用车车队生命周期碳排放总量约为 6.7 亿 tCO₂e（吨二氧化碳当量），其中燃料周期占比 74%。在燃料周期所产生的碳排放中，绝大部分碳排放来自汽油车，占 98%。

国际上，包括戴姆勒、沃尔沃、丰田、大众、日产、宝马等在内的车企都十分强调全生命周期实现净零排放。如丰田在 2015 年发布了《丰田环境挑战 2050》，提出了 3 个二氧化碳零排放的挑战，即挑战新车、工厂、生命周期二氧化碳零排放，生命周期方面要在 2030 年将生命周期二氧化碳排放量较 2013 年削减 25% 以上。事实上，国际车企已经发起了全生命周期碳中和竞赛，不少车企将实现全生命周期净零排放的期限定在 2050 年。

汽车行业碳减排路径在哪？

电网清洁化、车辆电动化、替代燃料使用等 8 大路径

“因此，汽车行业碳中和路径应当覆盖全产业链。”孙铎认为，汽车行业面向全生命周期碳中和有 8 大路径：电网清洁化、车辆电动化、替代燃料使用、材料效率提升、车辆生产能效提升、动力蓄电池碳排放降低、车辆使用能效提升和出行距离降低。

一是电网清洁化。中汽数据和应对气候变化战略研究和国际合作中心、中国电力企业联合会等机构联合预测，2050 年以后，我国电网中的光伏和风电占比会大幅提升，均占 30% 以上，水电和核电比例保持在 10% 左右，火电占比降低在 9% 以下。整个发电碳排放因子到 2060 年会比现在降低 97%。

二是车辆电动化。上述提到的《报告》预计，乘用车中的传统汽柴油车将在 2045 年左右被淘汰；2060 年纯电动车占比约 81%，氢燃料电池车占比接近 10%。

三是替代燃料的使用。合理配置蒸汽甲烷重组制氢、煤气化制氢、氯碱制氢、焦炉气制氢、生物质制氢以及可再生发电电解水制氢等制氢工艺的结构占比，考虑未来以可再生发电电解水制氢为主，氢燃料生产碳排放因子比现在降低 61%。

四是很多企业关注的材料效率提升问题。包括钢铁、铝合金、铜和塑料等，随着材料用能结构变化，生产技术创新以及循环材料使用比例的提升，兼顾电网清洁化，2050 年和 2060 年车用材料的碳排放将比现在降低 95% 以上。

五是车辆本身生产制造阶段的能效的提升。提升整车生产能效、兼顾电网清洁化，2050 年和 2060 年单车生产碳排放将分别降低 45% 和 55%。

六是动力蓄电池碳排放降低。随着未来电池技术革新、能效提升和电网清洁化，预计 2050 年和 2060 年动力蓄电池生产碳排放将分别降低 50% 和 80%。

七是车辆使用阶段能效的提升。一方面提升传统能源车的燃油经济性，另一方面提升替代燃料包括电动车和氢燃料电池车的使用能效，从而降低使用阶段的碳排放。

八是出行距离降低，一方面未来随着智能网联和共享出行的普及，消费者的出行距离会逐渐降低，年行驶里程将变低；另一方面随着充电基础设施的不断完善，燃油车和电动车的行驶里程将达到趋同，大概每年里程 10 万公里左右。

《报告》还指出，以纯电动车碳足迹变化趋势为例，在未来不同的减排措施中，电网清洁化的减排贡献最大，于 2060 年贡献 50% 的碳减排；材料效率次之，于 2060 年贡献 13% 的碳减排；动力蓄电池碳排放不可忽视，2060 年可贡献 12% 的碳减排。

未来汽车行业总体碳排放趋势如何？《报告》显示，乘用车车队生命周期碳排放的达峰时间在 2025-2028 年之间，这主要由车队燃料周期碳排放的达峰时间决定，碳排放峰值在 8 亿 tCO₂e 左右。随着车队电动化程度越高，车队车辆周期的排放占比越高，减排重点将从燃料周期转移到车辆周期上。但面向全生命周期，仅依靠车辆电动化及使用能效的提升不足以使汽车行业实现碳中和，需要

探寻汽车全生命周期的碳减排措施及负碳技术。

基于此,《报告》就汽车行业不同发展阶段提出了针对性建议:近期(至2025年),应着力建立健全汽车行业碳排放标准体系、建立完善汽车行业碳排放管理制度、加快推动汽车行业的消费新模式;中期(至2030年),应促进低碳材料的应用、推动低碳技术的研发、提高汽车电动化比率、促进出行方式的转变;远期(至2060年),应加快我国电网清洁化转型、推动电动时代的平稳过渡、促进零碳燃料电池车研发、加快推进负碳技术的研发。

“下一步,我国应进一步加强汽车产业链碳中和解决方案的上下游联动与系统集成,通过汽车行业全生命周期的碳中和倒逼和牵引整个产业链的碳中和,由汽车行业全生命周期的碳中和引领全行业向净零排放迈进。”孙铎表示。

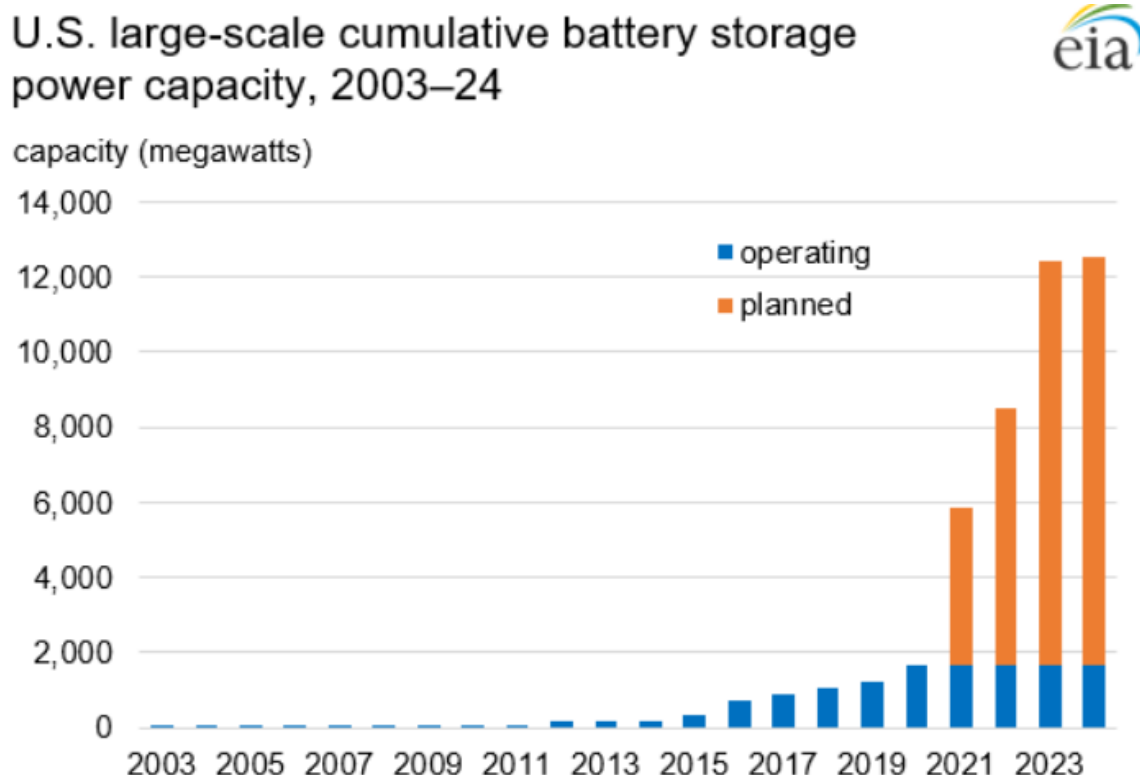
邓玥 中国环境报 2021-08-17

到2023年美国公用事业公司将新增部署10GW电池储能系统

据外媒报道,美国能源部下属的美国能源信息署(EIA)日前在发布的一份调查报告中预测,由于2015年到2019年期间电池储能成本下降了72%,美国公用事业公司将在未来两年内为电网采购或部署装机容量为10GW电池储能系统。

为了让电网更灵活、更有弹性地运行,美国各地部署电池储能系统的装机容量从2012年底的100MW增长到2020年底的1,650MW,其部署进程从2015年开始加速。

美国能源信息署(EIA)日前发布一份名为《美国的电池储能系统:市场趋势的更新》调查报告,其中详细介绍了美国储能市场发展情况。



美国2003年到2023年公用事业规模电池储能市场发展趋势

报告指出,从储能项目开发商收集的规划数据表明,美国到2023年将有10GW储能系统并网运营,其部署量将比2019年运营的1GW电池储能系统增加10倍以上。美国储能部署量迅速增长的原因可能得益于加州储能激励法案AB2514号法案促进,该法案要求加州投资者拥有的公用事业公司(IOU)到2024年部署1,325MW储能系统。

然而美国能源信息署(EIA) 预计, 纽约州和马萨诸塞州等制定了储能部署目标的州以及德克萨斯州、亚利桑那州、内华达州等没有制定储能目标的州, 都将有储能项目部署或开通运营。与此同时, 弗吉尼亚州和新泽西州这两个制定了储能部署目标的州, 至今还没有向美国能源信息署(EIA)提交储能部署计划。

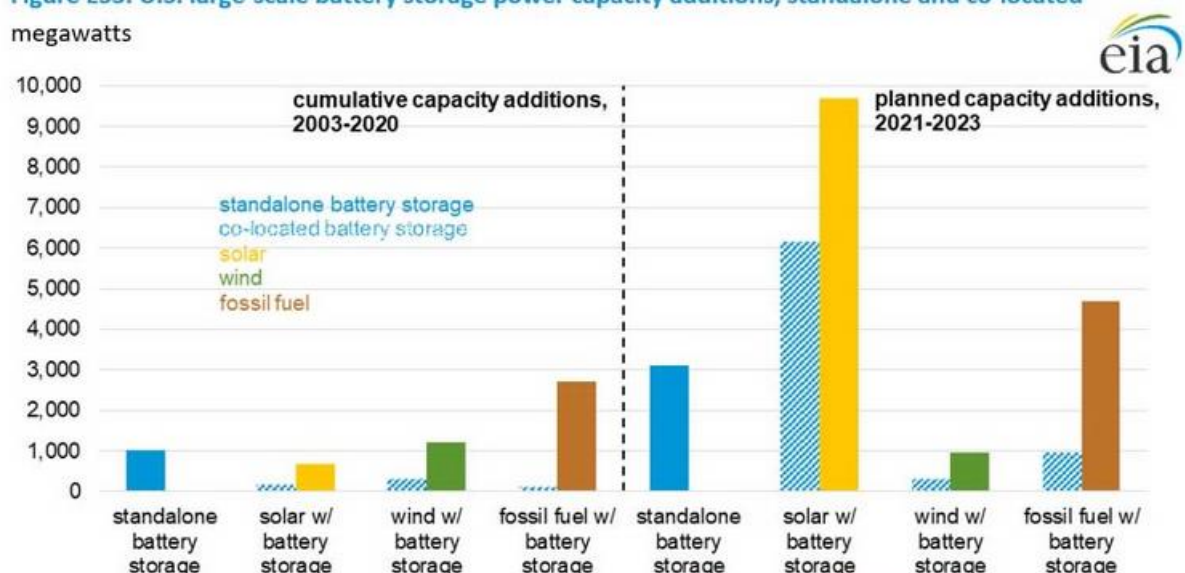
太阳能+储能系统是新增项目最主要的部分

共址部署的太阳能发电设施和电池储能项目数量预计将显著增长。事实上, 这是美国能源信息署(EIA)最为确定的对于目前到 2023 年储能市场的发展趋势。报告指出, 美国计划建设约 100 个配套部署电池储能系统的太阳能发电设施, 电池储能项目的总装机容量为 7,689MW, 而独立部署的 59 座储能系统的总装机容量为 3,115MW。

太阳能开发商也在加快配套部署电池储能系统, 虽然截至 2020 年底, 大约一半运行的电池储能系统是与风力发电设施配套部署, 但到 2023 年, 80%的共址部署项目将是太阳能+储能系统。太阳能发电设施的可预测发电模式使其成为一种可以更简单地与电池储能系统配套的可再生能源, 电池储能系统可以在发电量充足且电价较低的时候充电, 并在需求峰值期间放电将电力输送到电网。

与此同时, 75%的时间以上使用太阳能或风能充电的共址部署电池储能系统可以获得税收抵免折扣, 这是促进共址部署电池储能系统的强大驱动力。虽然在去年 12 月只有约 2%现有太阳能发电设施与电池储能系统共址部署, 但计划配套部署电池储能系统的太阳能发电设施将达到约 25%。

Figure ES3. U.S. large-scale battery storage power capacity additions, standalone and co-located megawatts



Source: U.S. Energy Information Administration, Dec 2020 Form EIA-860M, *Preliminary Monthly Electric Generator Inventory*

Note: Solid yellow, green, and brown bars indicate generating total capacity of solar, wind, and fossil fuels that have battery storage on-site.

独立部署电池储能系统不再是最大的细分市场

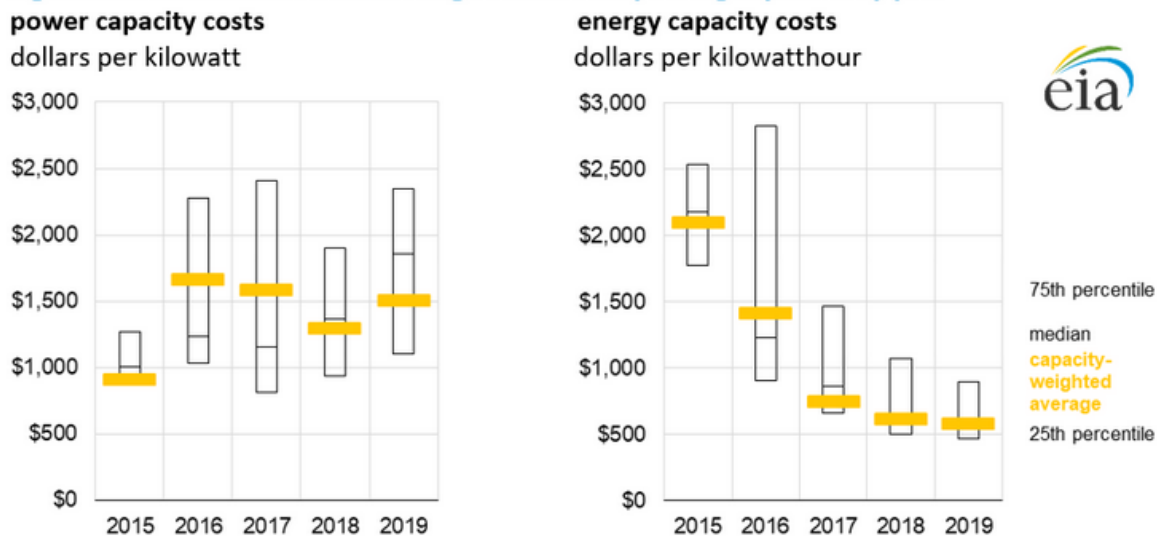
美国储能协会(ESA)长期以来一直支持为独立部署的电池储能系统引入投资税收抵免(ITC), 以帮助推动进一步部署。根据劳伦斯伯克利国家实验室的研究, 在某些情况下, 与可再生能源发电设施配套部署的储能系统的价值低于独立部署的电池储能系统的价值。

大规模电池储能系统储能容量成本从 2015 年的 2,102 美元/kWh 下降到 2019 年的 589 美元/kWh, 而装机容量成本在此期间相对平稳, 平均保持在 913 美元/kWh 到 1,664 美元/kWh 之间。在过去几年中, 美国各州也宣布部署持续时间放电更长的大规模储能项目。虽然加州公用事业委员会管辖的一些特定市场要求电池储能系统的持续放电时间为 4 小时, 但 2019 年美国大型电池储能项目平均持续放电时间为 2.3 小时。

截至 2019 年底, 美国已经部署了装机容量约 402MW 住宅电池储能系统, 其中加利福尼亚州占

83%。夏威夷、佛蒙特州和德克萨斯州也是住宅储能领域的领先者，仅次于加利福尼亚州。美国联邦能源监管委员会将在 2022 年初发布 2222 号命令，将通过该命令要求区域输电组织（RTO）和独立系统运营商（ISOs）允许接近负荷的小型储能系统参与先前只对大型储能系统开放的市场机会，这一细分市场有望在 2022 年之后实现增长。

Figure ES2. Total installed cost of large-scale battery storage systems by year



Source: U.S. Energy Information Administration, 2019 Form EIA-860, *Annual Electric Generator Report*

大规模电池储能系统的成本在储能容量方面大幅下降，而在装机容量方面保持基本稳定
美国部署储能系统到 2050 年将达到 235GWh

调查表明，从 2003 年到 2010 年，美国只有 50MW 大规模电池储能系统开通运营，但在接下来的 9 年中增加了 972MW，到 2020 年增长到 458MW。美国能源信息署(EIA)表示，迄今为止，独立电力生产商(IPP)部署电池储能系统装机容量最多，但加利福尼亚的投资者拥有的公用事业(IOU)也采购或部署了大量电池储能系统。

根据美国能源信息署(EIA)在今年 2 月发布的一份年度能源展望文件，在其参考案例中，预计到 2050 年美国将部署 59GW/235GWh 大规模电池储能系统，其中独立部署的电池储能系统为 21GW/82GWh，与太阳能发电设施配套的电池储能系统为 38GW/153GWh。

该报告还研究了储能市场其他数据和动态，包括支持储能部署增长的州级政策驱动因素和公用事业公司规划要求。还简要介绍了电池储能系统采用的电池技术。报告发现，截至 2019 年底，90% 以上的大型电池储能系统采用的是锂离子电池，镍基电池、钠基电池分别占到已经部署电池储能系统装机容量的 2%和 4%。铅酸电池不到 1%，液流电池约占 1%。

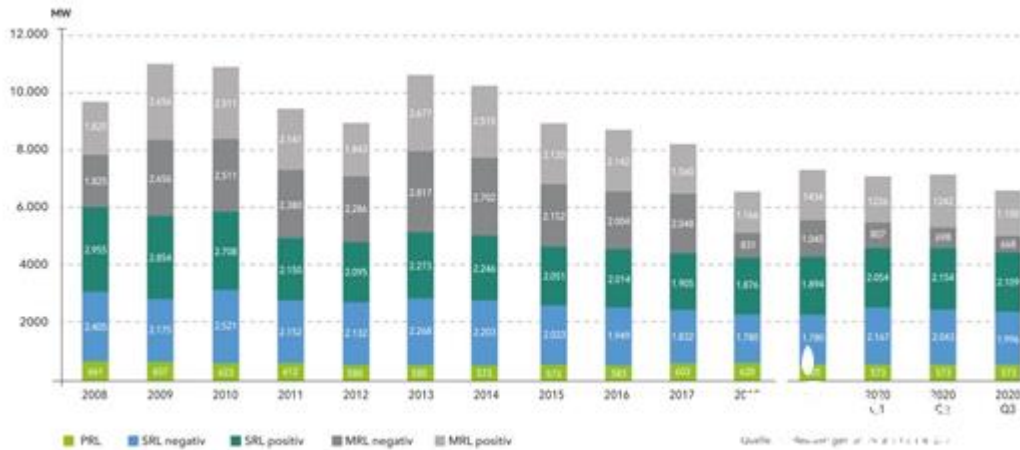
刘伯洵 中国储能网 2021-08-19

德国能源转型中的电力系统平衡和负电价问题

德国目前正处于能源转型的中期，2020 年可再生能源发电比例已达到 46%。随着可再生能源比例的不断增加，电力系统平衡和负电价问题逐渐突出，是能源转型中出现的典型问题。

一、系统平衡问题

一般来说，可再生能源的比例越高，系统的波动性越大，系统平衡成本也越高。美国是这样，英国和法国也都是如此，但德国却是个特例。据德国网络监管部门统计，从 2009 年到 2020 年，德国平衡发电和用电的调频功率非但没有增加反而有所下降。



图一：德国输电公司平衡功率的招标情况，其中 PRL 为一次调频功率，SRL 为二次调频功率，MRL 为三次调频功率

德国业界认为这和德国电力市场的设计和可再生能源预测都有关系。

德国的现货市场设计了一种平衡基团的机制。平衡基团是一个虚拟的市场基本单元，在此单元中，发电和用电量必须达到平衡。当单元内部达不到自平衡时，必须买入或卖出电量来保持平衡。平衡基团负责每天预测该区域内流入与流出电量，根据需要买入或卖出电量平衡该区域电量，并制成计划上交给输电电网公司，而输电电网公司会根据这些表格在内部平衡之后做出全区域的计划。当预测和实际发生偏差时，平衡基团必须承担系统的平衡费用。

平衡基团的机制是德国电力市场设计的核心，一方面保证了电量可以像证券一样进行交易，另一方面保证了电网发电和用电的平衡，维护了电网的稳定。

德国约有 2700 多个平衡基团，用 2700 多种方式来控制平衡，可以说是一种分而治之的平衡机制。平衡基团的预测和平衡控制做得越好，系统需要的平衡功率就越少，所以有人甚至认为这一市场机制是德国可再生能源高消纳的秘密之一。

平衡基团的机制也在很大程度上促进了可再生能源预测的发展，因为每一个平衡基团都必须认真做预测，预测做的不好会直接影响到平衡基团的收益。

除了利用不同的数学预测方法之外，德国很早就采用了多种天气预报的模型预测可再生能源发电。

除了各种标准天气预报数据以外，还有其它众多的相关数据来源，比如卫星的图像数据、气象雷达和气象气球的实时数据，航海和航天的天气预报数据等，数据量越来越大，需要大数据技术才能更好地解决新能源预测问题。

可再生能源发电的影响因素也很重要。对光伏发电的预测曾出现过系统性误差，结果发现原来是一层薄薄的晨雾遮盖住了光伏电池板。撒哈拉沙尘造成的光伏预测误差曾引起过系统备用严重不足。后来越来越多的影响因素被计入预测模型，例如积雪、冷锋、飓风、云层空气对流、网络弃风弃光、可再生能源站运行状态及网络检修计划等等。

值得一提的是，德国天气预报中心也为准确预测可再生能源发电做出了很大的贡献。该中心历经 8 年时间前后完成了三期国家研究项目，改进了气象模型，纳入了可再生能源的实时观察数据，推出了两个可再生能源预测的专项服务产品，把发布预测时间缩短到了 15 分钟，把预测周期延长到了 45 小时，还为架空线实时监控提供了预测数据。最近德国气象预报中心还完成了针对撒哈拉沙尘预报服务的研究项目，今后将提供服务专项，继续减少光伏发电的预测误差。

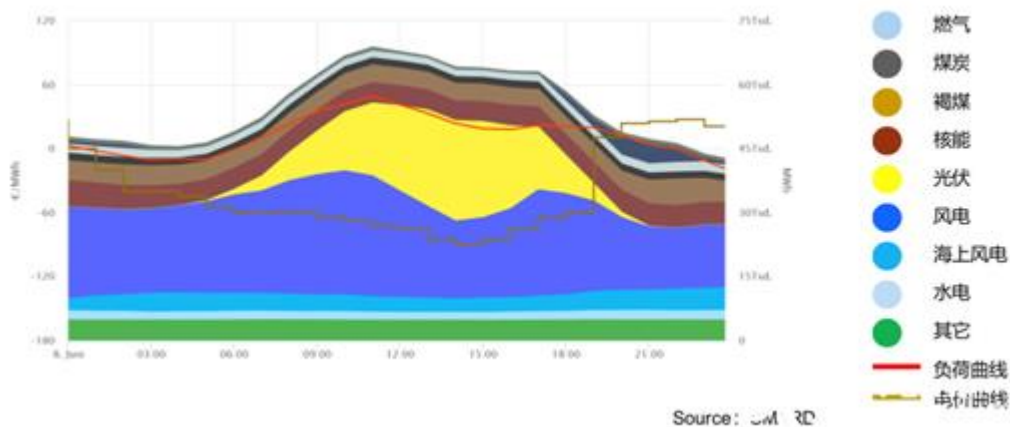
随着逐年的大浪淘沙，德国市场上最后仅剩下了 5 家做预测服务的小公司。它们充分利用了平台的规模效应，不仅向德国同时还向全球提供预测服务，用最经济的价格满足了市场预测的需求。据不完全统计，其中的两家小公司在全球可再生能源预测服务市场的份额已经达到了 50% 以上。

到 2016 年底，德国风电预测的误差已经下降到 2-4%左右，光伏发电的误差下降到 5-7%左右，大大减少了可再生能源引起的系统平衡费用。

由于德国现货市场的设计和可再生能源预测都做得非常好，使现货市场甚至取代了系统调频辅助服务市场的一部分功能，成为德国能源转型的一条很宝贵的经验。

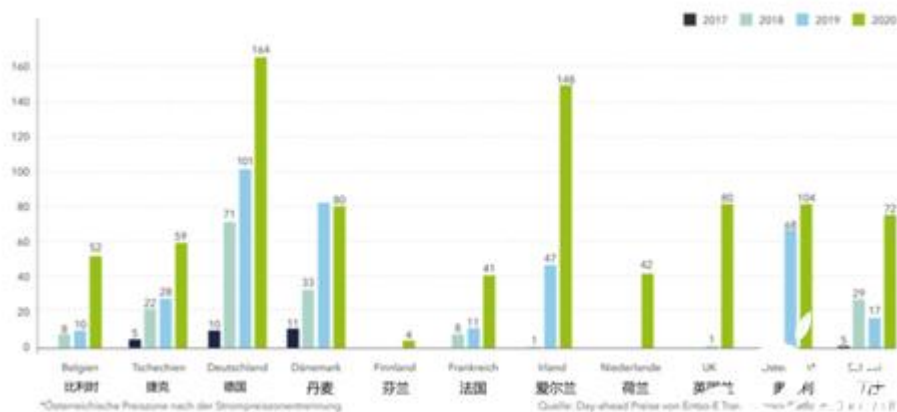
二、负电价问题

欧洲尤其是德国随着可再生能源比例增加，现货市场上出现负电价的时候越来越多，主要出现在风电和光伏发电同时达到最高峰的时候，也就是发电过剩的时候。



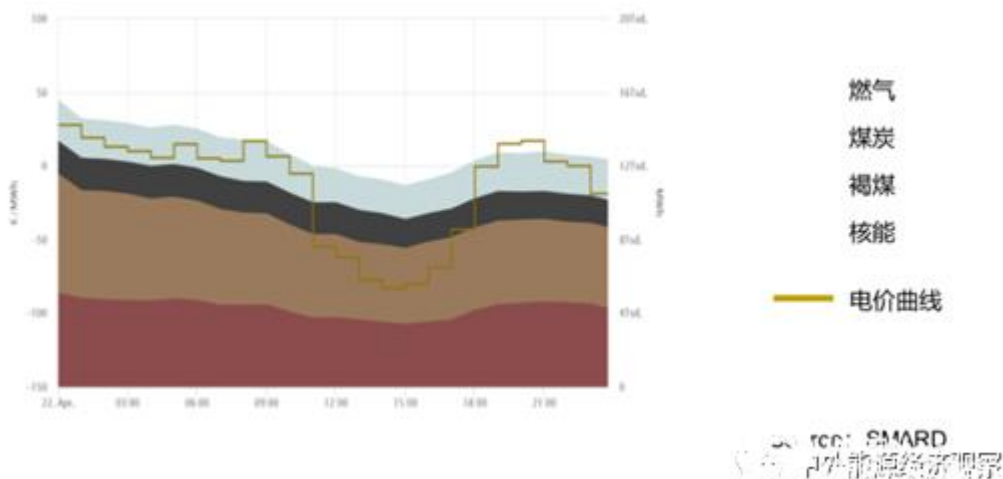
图二：出现负电价的时段

欧洲各国都出现过负电价，而且是逐年增多。德国 2019 年有 101 小时出现过负电价，2020 年 9 月份已经达到 164 小时。



图三：欧洲各国出现负电价的小时数

负电价时仍然有大量电厂在继续发电，因为大电厂尤其是核电厂停机和启动费用太高，系统备用机组也停不下来，尤其是热电联产机组要供热，由于热电耦合还在继续发电。德国业界认为这些问题都是因为能源系统的灵活性不足而造成的。



图四：传统电厂在负电价时的占比

能源系统灵活性是指能源系统根据外部信号(价格信号或激活)而灵活地改变能源生产和消费的能力。

提高能源系统灵活性有多种方式。在电源侧的措施有降低发电厂的停启费用、热电联产集成电变热装置、增加再生能源装置的可控性。在负荷侧可以实施电变热、电变气、电变液以及负荷控制。另外还可以补充储能系统，采用新能源市场直销、虚拟电厂以及聚合营销等捆绑方式售电用电。

德国的负荷削峰填谷控制已经相当完善，较大规模的可再生能源发电必须直销现货市场，虚拟电厂也已经普及，而热电联产和电变热方面的潜力还很大。

目前德国的供热运营商正在改造热电联产机组的燃气锅炉，使热电联产机组在电价恢复正常后能迅速启动热电联产机组，做到随叫随到。

德国的供热运营商已经并正在安装更大的电变热模块，以便在电价非常低或负电价时能够暂时关闭或完全关闭热电联产电厂，并通过电变热廉价提供剩余的热负荷。这项措施的作用是减少销售热电联产发电的损失，尤其是在天然气价位高的时候。

到2019年初，德国一共有36套大型电变热装置投入运行，功率分别为0.5到60兆瓦，总功率达555兆瓦，大部分集成到了城市综合能源公司的热电联产机组中。

目前德国大型电变热装置的经济效益还不够好，因为任何形式的用电都必须缴纳“可再生能源税”。从2014年以来行业协会一直在努力说服政府，希望能对电变热免去附加税费，而政府认为这样会一定程度上影响其它灵活用电装置的市场公平性，所以也有公司将电变热同时用于现货和调频辅助服务市场，以提高经济收益。从今年开始，德国政府已经决定降低“可再生能源税”，这将有助于提高大型电变热装置的经济效益。大型电变热装置的经济效益还跟全负荷时间长短有关。一般来说，全负荷时间800-1000小时左右可以盈利，尤其是有负电价的情况。到2025年，德国的风能和太阳能的比例将超过55%，预期每年约有1000多小时的多余发电时间，大型电变热装置有望进入转亏为盈的阶段。

热泵是另一种常见的电变热装置，大多数规模都不大。德国目前约有9万多个热泵，热泵总功率已达到了10多GW。按照德国热泵协会的估算，到2050年德国至少需要1700万个热泵，才能完成供热转型。目前已经有一部分集成到了虚拟电厂系统里，用于现货和调频服务辅助市场，尤其是出现负电价的时候。随着负电价的时段越来越多，集成热泵的虚拟电厂的经济效益会越来越好。

德国政府也在试图取消负电价时对可再生能源的补贴，但受到了行业协会的强烈反对。行业协会认为2021年有相当一部分可再生能源的补贴期将满，它们在市场负电价时停止发电，会在一定程度上缓解负电价的情况。

综合上述，德国的经验表明，具有自平衡机制的能源市场，加上对可再生能源发电量的精准预测能有效降低平衡成本。持续提高能源系统的灵活性不仅可以有利于发挥现货市场的作用，还可以防止负电价现象，是能源转型成功的关键措施之一。

事实上，提高能源系统的灵活性始终贯穿于德国能源转型的整个过程，动力主要来自通过利用能源系统灵活性企业可以在现货和调频市场上获得更多的盈利，防止负电价造成的亏损。虚拟电厂就是一个典型的利用能源系统灵活性来赚钱的商业模型。

德国的经验还表明，综合能源是能源转型的终极方向，其中包括综合能源服务和综合能源网络。只有把源网荷储作为一个有机体来考虑，才能做到能源转型的经济效益最佳。

【作者简介：郭欣，博士，1984年赴德国读博，毕业后一直在德国从事网络控制工作，是德国第一代综合能源网络控制系统的开拓者之一，主管过德国BTC商业技术咨询公司的“智能网络”业务，担任过BTC公司上海分公司能源部总经理，现任德国PSI软件公司高级业务发展经理】

郭欣 中外能源经济观察 2021-08-19

飞轮储能如何不“疯狂”



飞轮储能就是利用旋转体高速旋转时的动能存储能量

北京泓慧国际能源发展有限公司正在进行一场飞轮科技实验，在此过程中，实验设备意外脱落，击中该公司多名员工，造成人员伤亡。

这场“夺命”的科技实验再次敲响储能安全的警钟，同时也将“飞轮储能”这一相对小众的物理储能技术带到了聚光灯下。

那么，什么是飞轮储能？这一“疯狂的陀螺”又会给储能产业带来哪些变革？

拧紧“安全”阀门

与以往我们熟悉的电池等化学储能不同，飞轮储能是一种比较传统的物理储能方式，原理也很简单，就是利用旋转体高速旋转时的动能实现能量存储。

华北电力大学能源动力与机械工程学院教授柳亦兵对记者解释道，飞轮储能系统的旋转体由同轴的飞轮转子和双向电机转子组成。双向电机既是电动机，又是发电机。作为电动机可以驱动飞轮加速旋转，将电能转换成动能，进行“充电”；作为发电机又可将动能转换成电能，降低飞轮转速，进行“放电”。

就像“陀螺”，给它施加外力就会以一定的速度旋转起来；如果不抽它，也不会立刻停止，而是过一段时间，等能量消耗完了再停下。

记者采访了解到，飞轮转子的动能等于 1/2 倍的转动惯量乘以转速的平方。即飞轮的储能量与飞轮转子的转动惯量成正比，与转子最高转速的平方成正比。所以，提高飞轮储能的技术途径，一是提高转子的转动惯量，二是提高飞轮转子的转速。

可以说，作为一种物理储能方式，飞轮储能是通过高速旋转的飞轮转子实现能量存储，因此并没有燃烧和爆炸的风险，但却存在飞轮转子脱落等安全隐患。

“高速飞轮转子采用复杂的轴承支撑结构，轴向主要采用磁悬浮轴承支撑，将转子悬浮在真空中运行，减小转子旋转的能量损耗。”柳亦兵告诉记者，“转子在高速旋转状态下，如果发生轴承失效，转子从悬浮状态中脱落，可能与底部或外壳结构发生剧烈接触摩擦，消耗转子动能，造成结构高温或整个飞轮本体移动倾倒，产生次级危害。”

不仅如此，飞轮转子也有可能发生超速事故，使转子内部应力超过材料强度极限，导致转子部件内部产生裂纹损伤，极端情况下转子会发生爆裂。

因此，在柳亦兵看来，飞轮储能系统应配置转速监测和安全保护系统，使发生转子爆裂事故的风险降至最低并且可以加以监控。同时，飞轮储能单元的外壳和基础设计应具有安全裕度，特别是对于大容量功率型飞轮储能产品，基础结构应尽量采取地井结构形式，将飞轮储能本体设备放置在钢筋混凝土结构的地井中，万一发生转子爆裂故障，也可以发挥安全防护作用，就地消纳能量，有效避免发生次生事故。

具有独特优势

虽然有一定的安全风险，但飞轮储能这一“疯狂的陀螺”仍然能够飞速“转”出一片应用市场。不久前，我国《能源技术革命创新行动计划（2016—2030 年）》中的兆瓦级飞轮储能技术应用就取得重大突破——首次将飞轮储能应用到电气化铁路领域。

“有了飞轮储能装置，火车进站刹车时产生的巨大电能会加速飞轮旋转，相当于把电能储存起来，当火车提速出站时，飞轮则可以释放能量给火车。”中国铁路北京局集团唐山供电段副段长李彦吉在接受媒体采访时说，“这不仅改善了铁路供电系统电能质量，还减少了电能消耗。仅一个铁路牵引变电站，每天就可节约 3000 度电能。”

可以说，相比于电化学储能，飞轮储能具有很多独特优势。“飞轮储能的充放电速率取决于双向电机的额定功率，额定功率越大，充放电速率越高，可以实现快速充放电。由于飞轮充放电过程是飞轮转子加速和减速的物理过程，因此可以通过配置较大额定功率的电机，实现能量快速充放，这是飞轮储能的突出优势。”柳亦兵说。

不仅如此，飞轮储能还具有很高功率密度和很快响应时间，额定功率响应时间低于 0.1 秒。同时具有超多循环充放次数和超长使用寿命，充放电循环次数可达 100 万次，使用寿命超过 20 年。另外，由于飞轮转子转速和储能量成精确关系，因此飞轮储能系统还可以实现飞轮转子转速精确测量和控制，通过将多个飞轮储能单元组成阵列，实现较大容量的能量快速精确充放。

当前，以风光为主的新能源系统，随机波动性和间歇性是其主要局限性，这对电力系统快速灵活调节提出新的挑战，需要大力发展各种类型的储能资源，全面提升电力系统的负荷调控能力，同时也对发电企业的灵活调节能力提出更高要求。

柳亦兵表示，飞轮储能由于可以实现大功率快速充放电，在电力系统快速负荷调节方面具有独特优势，可以广泛应用于电网独立调频、火电+储能、新能源（风光）+储能、微电网及综合能源等，具有广阔发展前景。除了电力系统，大容量功率型飞轮储能也可以在其他电能快充快放领域发挥更大作用。

瓶颈待突破

飞轮储能虽然听起来比较陌生，但我国自上世纪 90 年代就已经开展相关技术研究，走在前列的有上海航天控制技术研究所、清华大学、北京航空航天大学、华北电力大学等单位。但是与国外相比，我国自主研发的飞轮储能技术及工程应用还相对落后。多数公司主要生产容量较小的飞轮储能设备产品，充放电时间也比较短。

柳亦兵坦言，飞轮储能产品的储能量取决于飞轮转子的转动惯量或最高转速。对于储能量较小的飞轮储能产品，技术上相对容易实现。但是对于大容量功率型飞轮储能产品，当飞轮转子的转动惯量和最高转速超过一定数值，就会面临许多技术瓶颈。例如，高强度飞轮转子材料及结构设计制造技术、支撑高速重载飞轮转子的长寿命复合轴承设计制造技术、宽转速范围运行的高速双向电机设计制造技术、真空状态下的电机及轴承冷却技术、飞轮储能单元能量快速转换控制技术及系统、大规模飞轮储能阵列运行优化控制与先进运维技术等。

“目前，我国在这些关键技术领域的研究积累不足，限制了大容量功率型飞轮储能产品的研发。”柳亦兵说，大容量功率型飞轮储能是一种具有高技术含量的复杂机电设备，这类产品的研发、生产是一项高投入、高风险的事业。

对此，他建议，国家一方面应该在关键技术研发领域加大投入，通过精准资助国内从事该类产品的企业，与从事相关研究的高校深入开展校企合作，突破技术瓶颈，不断提升产品技术水平，实现科技成果真正落地示范，为新型电力系统提供高可靠性、性能优质的飞轮

李惠钰 《中国科学报》 2021-08-31

火电、钢铁、水泥、石化和化工行业 CCUS 减排需求巨大

根据国内外研究结果，碳中和目标下中国 CCUS 减排需求为：2030 年 0.2 亿~4.08 亿吨、2050 年 6 亿~14.5 亿吨、2060 年 10 亿~18.2 亿吨。

火电行业是当前中国 CCUS 示范的重点。预计到 2025 年，煤电 CCUS 减排量将达到 600 万吨，2040 年达到峰值 2 亿~5 亿吨；气电 CCUS 的部署将逐渐展开，于 2035 年减排量达到峰值 0.2 亿~1 亿吨。现役先进燃煤机组加装 CCUS 可捕集 90% 的碳排放量。在中国目前的装机容量中，到 2050 年仍将有大约 9 亿千瓦在运行。技术适用性标准和成本是影响现役煤电机组加装 CCUS 的主要因素。

钢铁行业 CCUS2030 年减排需求为 0.02 亿~0.05 亿吨、2060 年为 0.9 亿~1.1 亿吨。中国钢铁生产工艺以排放量较高的高炉-转炉法为主，约 89% 的能源投入来自煤炭。中国钢铁行业最主流的碳捕集技术是从焦化和高炉的尾气中进行燃烧后二氧化碳捕集。钢铁行业捕集的二氧化碳可直接用于炼钢过程，充分应用这些技术能减少总排放量的 5%~10%。

水泥行业 CCUS2030 年二氧化碳减排需求为 0.1 亿~1.52 亿吨、2060 年减排需求为 1.9 亿~2.1 亿吨。水泥行业石灰石分解产生的二氧化碳排放约占水泥行业总排放量的 60%，CCUS 是水泥行业脱碳的必要技术手段。

我国石化和化工行业有很多浓度高于 70% 的二氧化碳排放源，包括天然气加工厂、煤化工厂、氨/化肥生产厂、乙烯生产厂，以及甲醇、乙醇及二甲基乙醚生产厂等，相较于低浓度排放源，其捕集能耗低、投资成本与运行维护成本低，有显著优势。中国早期 CCUS 示范项目优先采用高浓度排放源与强化石油开采相结合的方式，当市场油价处于高位时，项目收益可完全抵消 CCUS 成本，并为 CCUS 相关利益方创造额外利润，即以负成本实现二氧化碳减排。2030 年我国石化和化工行业的 CCUS 减排需求约为 5000 万吨，到 2040 年逐渐降至零。

中国石化报 2021-08-23

监测碳排放 中国碳卫星获取首个全球碳通量数据集

8 月 15 日，记者从中国科学院大气物理研究所获悉，基于我国第一颗全球二氧化碳监测科学实验卫星中国碳卫星的大气二氧化碳含量观测数据，来自该所等单位的研究人员利用先进的碳通量计算系统，获取了中国碳卫星首个全球碳通量数据集。这是一个里程碑式的结果，标志着我国具备了全球碳收支的空间定量监测能力，是国际上继日本、美国之后的第三个具备该技术的国家。相关研究成果在线发表于《大气科学进展》杂志。

二氧化碳是地球大气的重要组成部分，因其会产生较强的温室效应，被认为是造成气候变化的关键原因。为减缓二氧化碳过度排放造成的气候变化，1992年以来，《联合国气候变化框架公约》逐步对各国碳排放状态加强约束。《巴黎协定》提出，2023年起，每五年进行一次全球盘点的计划，以评估各国的实际行动在减缓气候变化中的贡献。

“随着大气探测和模型模拟技术的飞速发展，通过大气二氧化碳浓度观测溯源碳排放的方法，被认为是评估温室气体减排成果的有效方法。”中科院大气所副研究员杨东旭说。

大气二氧化碳浓度测量法依赖于观测和模拟。在观测方面，卫星遥感由于特殊的观测地点和方式，可以在二氧化碳全球观测中发挥较大作用，特别是在全球覆盖高分辨率的观测上，能够做到看得广、看得清；而模拟则主要是通过大气输送模型，利用高性能计算机，模拟出大气二氧化碳传输过程和每一个时刻、每一个地方大气二氧化碳的含量。

为了观测大气中的二氧化碳浓度，日本于2009年成功发射了国际上第一颗温室气体专用探测卫星GOSAT，美国OCO-2紧随其后，于2014年发射升空。2016年12月22日，中国碳卫星在酒泉卫星发射基地成功发射升空并在轨运行，成为国际第三颗温室气体卫星，其目标是实现对全球大气二氧化碳浓度的高精度监测，为碳排放科学研究提供卫星资料。

“有了自己的碳卫星以后，对于某一个时刻、某一个地方的二氧化碳含量，我们会得到一个观测值和一个模拟值。这两个数据必然会存在差异。为了减小误差，我们会使用‘数据同化’法，得到最接近真实的数值。”杨东旭说。

这项研究中，研究人员将碳同化系统与全球化学输送模式相结合，成功同化卫星观测数值与模拟数值，得到了最接近真实情况的数值。研究表明，与先验通量相比，不确定度减少了30%—50%。

更重要的是，利用中国碳卫星观测资料，科研人员估算了2017年5月至2018年4月共12个月的全球陆地碳净通量。估算结果与利用日本GOSAT卫星和美国OCO-2卫星资料的估算结果大体一致。这表明我国首颗碳卫星具有了全球碳通量监测的能力。

对此，杨东旭表示，中国碳卫星是我国第一代温室气体监测专用卫星，实现了空间温室气体高精度监测的从无到有，迈开了重要且艰难的第一步。未来，我国将以碳卫星的研究成果为基础，研发新一代的温室气体监测卫星，服务于全球和我国双碳目标的实现。

陆成宽 科技日报 2021-08-16

建筑碳排放怎么计算？东南大学开发出全国第一款轻量化专用软件

8月27日下午，全国第一款轻量化建筑碳排放计算分析专用软件——“东南大学东禾建筑碳排放计算分析软件”发布会通过线上直播+线下发布的形式正式举行。该软件由东南大学自主研发，具有手机端、平板端、小程序端、WEB端，均已获得国家版权局颁发的计算机软件著作权登记证书。

记者了解到，这款软件不需要提前安装庞大、复杂的建筑、结构、机电等建模软件，可以直接按照给定模板录入建筑基本信息，以及建材生产和运输、建造、运行、拆除等阶段的能源消耗、资源消耗和废弃物排放信息，也可以直接将主流的建筑工程消耗量计算、绿建能耗分析等商用软件结果直接导入，轻量化和专用性特征明显。而且，该软件不仅适用多建筑类型、多气候区域，也可根据不同阶段，提供估算、精算等不同颗粒度的碳排放计算结果，有效支撑工程咨询、设计、施工、房地产开发与经营等不同类型用户的建筑碳排放动态核算与碳减排智能决策。

据统计，建筑行业的二氧化碳排放量约占社会总排放量的40%左右，是节能减排的重点对象，而准确计算每一个建筑物的碳排放是实现我国建筑业碳达峰碳中和的基础性、先导性工作。目前，国外有一些进行建筑能源资源消耗、热工性能、人工环境系统、环境影响等方面计算、评价或分析的软件，但是基本上都需要基于复杂的建筑、结构、机电等建模，也未将碳排放作为主要功能，只是将建筑物的能耗简单地折算为其碳排放。而且，由于知识产权等问题，使用这些国外软件有被“卡

脖子”的风险。

相对而言，国内绿色低碳建筑方面的软件尚处于起步阶段，建筑节能、绿建分析相关的软件逐渐增多，也有个别国产软件将建筑碳排放计算作为一个模块。但是，这些建筑碳排放计算相关的国产软件基本上都要基于国外电脑端建模软件的二次开发，仍然存在被“卡脖子”的风险。而且，这些软件的安装包和基础性建模软件通常就超过 1 个 G，使用门槛很高，也往往仅针对运营一个阶段，覆盖周期短，分析功能比较弱。因此，开发拥有我国自主知识产权的轻量化建筑碳排放计算分析软件具有显著的紧迫性和开创性。

东南大学发布的东禾建筑碳排放计算分析软件，是在国家“力争 2030 年前实现碳达峰、2060 年前实现碳中和”这一重大战略决策背景下的前瞻性科技成果，通过其转化实践，有助于我国建筑业“双碳”目标的实现，支撑我国建筑业的转型升级和高质量发展。

此次发布会由东南大学智慧建造与运维国家地方联合工程研究中心、国家预应力工程技术研究中心、江苏省新型建筑工业化协同创新中心联合主办。江苏省住房和城乡建设厅党组书记顾小平、中国工程院院士缪昌文、东南大学副校长吴刚等领导、专家以及企业代表共同参加了本次发布会。

王赟 扬子晚报 2021-08-30

净零碳城市 | 青岛：争创全国碳中和先行示范区底气何在？

8 月 18 日，青岛召开全市生态环境保护大会，动员全市上下以更大决心和力度，深入打好污染防治攻坚战，推动全市生态文明建设迈上新台阶。

次日，青岛市委机关报《青岛日报》发表了一篇题为《青岛：争创全国碳中和先行示范区》的文章。

在“双碳”目标下，滨海之城青岛提出争创全国碳中和先行示范区，底气何在？

2012 年，青岛成为全国第二批低碳试点城市之一，并在 2013 年提出“到 2020 年力争达到二氧化碳排放峰值”的目标。

2020 年 12 月，住房和城乡建设部、人民银行、银保监会批复支持青岛市开展绿色城市建设发展试点工作，旨在加快探索城市绿色高质量发展新路径，转变城市建设“大量建设、大量消耗、大量排放”方式。目前，青岛是全国首个也是唯一的试点城市。

今年 5 月，青岛对外发布了《关于加快推进绿色城市建设发展试点的实施意见》，目前试点工作已全面展开，其中就包括开展近零能耗建筑试点示范，打造零碳社区。这意味着，青岛在迈向净零碳城市的征程中，已经跨出了实质性的步伐。

青岛通过多个零碳社区试点，依托海洋资源优势，以建筑节能改造为核心，探索特定范围内的零碳方案。视觉中国

青岛的底气 根据青岛本地媒体的报道，2019 年，青岛全市能源消费碳排放总量约 7110 万吨，较 2017 年下降 1.04%；万元 GDP 碳排放强度为 0.62 吨/万元，较 2015 年下降 23.1%。“十三五”前四年，青岛碳排放强度下降 27%，提前一年完成国家下达的“十三五”减排任务。

以低碳发展模范城市北京作为参照，北京市生态环境局曾介绍，2018 年，北京万元 GDP 二氧化碳排放量为 0.5 吨，为全国最低。大致对比可知，青岛的万元 GDP 碳排放强度属于较低水平。

从产业结构来看，青岛 2020 年三次产业结构比例为 3.4：35.2：62.4，第二产业仍然占据了较大的比重。但青岛在不断加大淘汰落后产能、改进工艺技术的力度，2006-2015 年，全市共关停小火电机组 9.5 万千瓦，淘汰落后炼铁产能 110 万吨、炼钢产能 100 万吨、水泥产能 90 万吨。

一般而言，电力消耗量与地区生产总值的比值能够一定程度表征能源消耗强度。根据《2019 中国城市统计年鉴》，2018 年，青岛全社会用电量为 431.8 亿千瓦时，结合当年的经济数据计算可知，单位 GDP 用电量为 360 千瓦时/万元。

青岛的单位 GDP 用电量在重点城市中属于较低水平，同期北京、上海、广州和深圳四大一线城市

市的单位 GDP 用电量分别为 345、435、410、379 千瓦时/万元，而 2018 年与青岛经济体量相当的南京、宁波，单位 GDP 用电量更是分别达到了 473、721 千瓦时/万元。

青岛统计局曾披露，2018 年全市能源消费总量为 3258.9 万吨标准煤。其中，煤炭消费总量在 2011 年达到峰值后开始逐年下降，2018 年煤炭消费量降至 1431 万吨，在能源消费结构中的比重为 37.6%，比全国同期占比低了 21.4 个百分点；石油消费 837.2 万吨，占比为 42%；新能源、可再生能源、清洁能源在能源结构中的比重为 7.9%。

今年，青岛能源集团确立了“市区无煤化供热、市域能源利用清洁化”能源结构转型规划发展思路。“十四五”期间，青岛将用三年时间完成市内三区 44 台锅炉的“煤改气”，压减煤炭 100 万吨，减少二氧化碳排放 250 万吨。

在建筑节能与可再生能源建筑利用等方面，青岛更是有着长期的探索。自 2008 年以来，青岛就先后被列入国家可再生能源建筑应用示范城市、公共建筑节能监管体系及能耗监测平台示范城市、公共建筑节能改造示范城市、中欧低碳生态城市合作项目专项试点城市等，这些都为青岛获批全国首个绿色城市建设发展试点打下了基础。

截至今年 7 月，青岛新建民用建筑已实现 100% 执行绿色建筑标准，累计已建成绿色建筑面积 6339 万平方米，实施既有居住建筑节能改造面积接近 4000 万平方米。

当然，上述青岛生态环境保护大会也指出了当前环境保护工作当中的一些短板和问题，包括能源结构偏煤炭和石油（占 60.7%）、运输结构偏公路（公路货运量占货物运输总量的 70%）的问题仍然比较突出，农村地区清洁取暖改造还有短板弱项等。

零碳社区+绿色金融 2020 年，青岛率先启动了“零碳社区”项目——青岛奥帆中心，这一项目占地面积约 45 公顷，总建筑面积 22.7 万平方米。

项目将利用海水源热泵、太阳能光伏光热、风力发电、污水源热泵、工业余热回收等清洁能源技术，对区域范围内 10 座建筑的能源系统进行能效提升，因地制宜地进行系统更新改造。项目建成后，初步测算可实现每年 8663 吨二氧化碳减排，并促进光储直柔、海水源热泵、能源互联网、智慧能源控制系统等技术的推广。

根据规划，在 3 到 5 年时间内，奥帆中心将实现低碳、近零碳直至零碳的发展目标。

有建筑行业人士提供的数据显示，从建设到运营，我国建筑行业碳排放约占总碳排放量的 40%，是名副其实的碳排放“大户”，建筑领域的减碳已成为我国实现碳达峰、碳中和目标的关键一环。

除了奥帆中心，青岛国际邮轮母港区域也将建成清洁能源综合供能领域的示范项目。这一区域总占地 4.2 平方公里，总建筑面积约 500 万平方米，项目完成后每年可折合减少标煤消耗 8323 吨、二氧化碳排放 22472 吨。

而作为国家首批低碳城（镇）试点，青岛中德生态园早已开始推广可持续建筑、被动房、零碳房屋、泛能站等低碳技术。

21 世纪经济研究院认为，实现“双碳”目标，离不开新技术的支撑，青岛通过多个零碳社区试点，依托海洋资源优势，以建筑节能改造为核心，探索特定范围内的零碳方案，这对于低碳技术推广、成本核算、标准制定、管理创新等都有着重要意义。

另外值得注意的是，上述绿色城市建设发展试点的批复单位，除了住建部之外，还包括人民银行和银保监会，因此，探索绿色金融支撑体系建设，加大绿色金融产品创新应用，也是青岛的重点工作之一。

根据前述《关于加快推进绿色城市建设发展试点的实施意见》，青岛将推动绿色信贷、绿色保险、绿色债券等绿色金融产品项目实践，探索建立支持绿色城市建设的绿色担保基金、发展基金，并构建与绿色信贷、绿色债券等绿色金融产品的联动机制等。

今年，青岛已先后开出了全国首张超低能耗建筑性能保单、“减碳保”建筑节能保险保单，发放山东省首笔 1000 万元“碳中和”贷款和首笔 5 亿元“碳中和”债券。截至一季度末，全市银行绿色贷款余额达 1732.5 亿元。

今年3月，由英国智库 Z/Yen 集团与中国（深圳）综合开发研究院共同编制发布的第29期全球金融中心指数报告显示，中国内地共有12个金融中心城市上榜全球金融中心指数，其中青岛的排名上升较快，位列全球第42名，也是继北上深广蓉之后，内地的第六大金融中心城市。

21世纪经济研究院认为，获批全国首个绿色城市建设发展试点的契机，让低碳发展理念在青岛进一步得到强化。并且，青岛在建筑节能、绿色建筑发展等领域已经具备了良好的基础，接下来，以绿色城市、零碳社区、绿色金融等为支点，青岛争创全国碳中和先行示范区的愿望不难变为现实。

李博 21世纪经济报道 2021-08-27

配用电系统正向高级形态演化(迈步新征程、建功新阶段)

在能源政策、技术、公司战略、用户需求变化等因素的综合影响下，配电系统与用电系统发展面临诸多新形势，系统形态元素不断丰富，系统融合发展趋势不断增强，传统管理方式面临挑战，系统运行控制模式亟需改变，推动传统配用电系统向新型配用电系统升级。

系统演化升级将包括物理形态和运行形态两个层面。

在物理形态层面：一是系统由无源网络向有源网络发展。随着分布式电源以及用户侧综合能源系统的发展，配用电系统将由传统的无源网络向有源网络发展，源的具体形式也将进一步丰富。

二是系统用电负荷类型多样化发展。在电能替代、能源消费清洁化等政策驱动下，用户侧负荷设备类型更加丰富；同时，随着新型负荷接入，系统将具有更多灵活性资源。

三是系统中的设备将向小型化、集成化、智能化方向发展，以适应电网数字化、能源互联网建设需求；同时积极应用环保气体开关设备、节能型变压器等，促进电网绿色发展。

四是大规模公共直流配电仍需时日，仍将以交流配电为主。在供电可靠性要求高、可再生能源集中的局部地区，可采用交直流混合配电，用户侧内部可能形成全直流配电形态。

五是系统将实现物理信息高度融合。基于系统数字化智能化升级需求，实现系统感知全覆盖及用户侧灵活性资源接入，通过数字孪生提升系统可观测性与可控性。

在运行形态层面：一是系统运行高度互动化。通过源网荷储各类多元主体互动，提升系统安全运行水平。此外，通过生产环节互动，支撑系统精益运维管理与用户优质服务。

二是系统运行目标综合化。未来配用电系统的运行目标将不仅要确保安全可靠供电，还需确保分布式能源本地消纳，加强与主网互动，支撑以新能源为主体的新型电力系统构建。

三是负荷管理方式多样化、柔性化。随着需求响应负荷精准调控、现货市场建设、用户侧综合能源系统等，系统负荷管理手段将多样化发展，调控方式趋向柔性化。

四是系统运行参与主体多元化。在市场化政策影响下，配用电系统将由原来的用户与供电公司二元关系，演化为用户、负荷集成商、售电公司等多元复杂关系。

五是系统资源价值利用最大化。通过综合能源站建设、设备设施商业化共享、电力大数据服务等，推动传统供电业务模式多样化拓展，实现配用电系统资源价值最大化利用。

在上述形态变化综合影响驱动下，系统将从原先被动、单向、垄断的单一电力供应系统向主动、双向、市场化的能源综合服务转变。从系统功能来看，配用电系统日益成为多种服务诉求和利益诉求汇集的生态系统，被赋予多样化的平台角色。

一是供电服务的基础保障平台。配用电系统是电网的重要组成部分，为人民美好生活和社会经济发展提供安全、可靠、优质的供电服务，将是配用电系统最基础的功能。

二是可再生能源的友好消纳平台。配用电系统作为连接可再生能源与用户的网络，需综合利用源网荷储等技术，确保可再生能源就近消纳，支撑新型电力系统及双碳目标实现。

三是多利益主体的互动参与平台。随着电力体制改革深入，配用电系统将成为多利益主体相互交织、高度互动参与、创新服务创造价值的平台。

四是能源互联网的重要支撑平台。配用电系统是能源互联网的重要基础，通过支撑各类能源系

统高效运行，逐步向以电为主、多种能源互联的智能化、多元化能源互联网演进。

从系统特征来看，未来新型配用电系统将呈现供电能力充裕、网架可靠灵活、系统全景感知、运行智能互动、运营协同高效、资源价值重构等特征。

一是供电能力充裕。能够充分满足正常的用户业扩需求及政策性用电需求，包括新建设施需求、能源消费电气化需求及低碳转型需求等。

二是网架可靠灵活。网架接线具有良好的兼容性和可扩展性，有效支撑分布式电源、规模化电动汽车及综合能源等的灵活接入，提高供电可靠性。

三是系统全景感知。具有系统状态、设备状态、运行环境、作业管控等全景数据感知功能，同时实现用电信息、分布式电源、储能和可控负荷等用户侧数据在线感知。

四是运行智能互动。通过柔性负荷、分布式电源及可调设备的互动，合理控制电网元件，提高设备运行效率，缩小负荷峰谷差，支撑电网优化运行，支撑可再生能源消纳。

五是运营协同高效。通过营配调业务协同、传统与新兴业务协同等，实现内部高效管理，实现电网与经济社会发展的协同；同时，与增量配网运营商、综合能源服务商、售电商、负荷集成商等构建协同高效的服务生态。

六是资源价值重构。通过多站融合、杆塔商业化、综合能源站等实现基础设施共享；充分挖掘电力大数据价值，实现电力数据对征信、城市治理、经济景气研判、节能减排等工作的支撑，实现系统资源价值最大化。

随着能源技术不断进步、能源体制改革深入推进，配用电系统将不断呈现新的发展需求和态势，系统功能形态将越来越多元化、综合化，数字化、智能化转型速度日益加快，系统将持续向更高级形态演化。

（作者均供职于国网（苏州）城市能源研究院产业技术中心）

朱星阳 陈辉 翟俊义 中国能源报 2021-08-16

全球清洁电力转型急需提速

本报讯 独立能源智库 Ember 近日发布最新一期《全球电力评论》报告称，过去两年间，虽然全球清洁电力的发展并未放缓，但仍不足以满足新增的电力需求，煤电消费仍然处在高位。

报告提醒，全球电力系统转型的速度，距离实现本世纪中叶净零排放的目标相去甚远。

该报告对占全球电力总需求 87%的 63 个国家和地区今年上半年的电力数据进行了汇总，并与 2019 年同期进行了比较。报告发现，全球电力需求和电力行业的平均碳排放量比 2019 年同期增长 5%，较 2020 年同期的低点则有大幅增长。

全球总发电量中，风能和太阳能发电量的占比首次超过 10%，并超过核电。但是，Ember 指出，新增的清洁电力仍无法满足电力需求的增长，导致全球煤电规模再度上升。数据显示，相较 2019 年同期，风电和太阳能发电满足了今年上半年 57% 的新增电力需求，剩余的 43% 由煤电满足，煤炭发电量同比增加了 5.8%。同时，全球天然气发电量几乎没有变化，而水电和核电则略有下降。

从碳排放来看，今年上半年，由于电力需求并未完全恢复，美国、欧盟、日本、韩国等多个国家和地区电力领域的碳排放量，较 2019 年同期均有不同程度的下降。但报告指出，随着电力需求逐步恢复，低碳电力发展在这些国家需要进一步提速，来推动电源结构调整。

Ember 在报告中强调，国际能源署的 2050 净零排放路径显示，2030 年全球电力需求将比 2019 年增加 50%，碳排放需要下降 57%，但目前全球电力行业的发展趋势与实现这一目标仍有较大差距，电力行业碳排放量持续上升，将使 1.5 摄氏度温控目标的实现面临巨大风险。（穆紫）

中国能源报 2021-08-30

四个维度着力，高校综合能源系统不妨这么建

高校，作为城市文明的高地，承担着科学研究、人才培养、社会服务的职能，在我国“双碳”目标实现中责任重大；同时，高校也是能源文明的高地，其用能形式丰富、创新要素集中，是社会用能形态示范展示的高地，也是能源创新产业培育示范的高地。

据统计，高校能源消费总量约占全国生活消费总能耗的 8%，人均能耗达到全国人均生活用能的 3 倍之多。因此，构建绿色低碳、安全高效的高校综合能源系统，是加快城市能源转型、助力国家“双碳”目标的重要抓手之一。

高校综合能源系统重在校“园”，而非单体建筑。从用能需求讲，高校以电负荷、冷热负荷（含生活热水）为主，学校食堂存在部分燃气负荷；从用能特性讲，部分建筑负荷（如公共教学楼、文体中心等）存在明显的寒暑假特性，宿舍区与教学区负荷存在明显的时空互补特性。因此，规划阶段需要系统考虑校园整体的资源禀赋与用能特征，不仅要注重校园内部能源资源的跨时间循环利用，同时还要充分挖掘其与周边区域能源系统之间的跨空间资源统筹，实现校园“内循环”与区域“大循环”的协调发展。综上，本文将从四个维度阐述“双碳”背景下高校综合能源系统规划的思路。

一、在新能源利用方面，充分开发校园内部及周边风、光、地热等资源，着力提升可再生能源利用比例。

目前，在政策方面，可再生能源利用比例作为加分项计入《绿色校园评价标准》，例如，由可再生能源提供的电量比例不低于 2%，得 3 分；每提高 1%，加 1 分，总分最高 12 分。

国家能源局近期也下发了《关于报送整县（市、区）屋顶分布式光伏开发试点方案的通知》，明确提出项目申报试点县（市、区）的学校建筑屋顶总面积可安装光伏发电比例不低于 40%。因此，提高校园可再生能源利用比例是国家“双碳”目标下的发展趋势。

当然，在实际工程中，高校可再生能源的利用还需要考虑与校园整体的建筑空间布局相结合。以太阳光能利用为例，屋顶光伏的铺设建议以公共教学类建筑为主，太阳能光热的利用以宿舍区屋顶为主；对于高校标志性建筑，建议考虑将玻璃幕墙升级为光伏幕墙，成本增加在 600—800 元/m²，每年产能量在 80—110kWh/m²（按照辐照强度三类地区建筑东南西立面计算，且不计遮挡）；此外，若有地面停车场，可以考虑建成光储充一体式停车场，利用周边临近建筑的屋顶或车棚，建设分布式光伏，配套锂电池、全钒液流电池等储能，尽可能将光伏、光热等可再生能源元素充分融入到校园建筑中。

二、在能源网络建设方面，优先采用公共配电网供电，保证高校供电可靠性以及电能质量，根据校园供冷供热形式以及燃气利用情况确定是否需要配套冷热网络和燃气网络。

目前，我国北方高校以能源站集中供冷供热为主，常见的冷热源是燃气锅炉搭配冷水机组，该方式稳定可靠，能效比高，但从“双碳”角度讲，天然气供暖的模式不具备持久生命力；南方高校则是多联机、分体空调这类以电为主的分散式供冷供热模式应用得更多，随着以新能源为主体的新型电力系统的建设推进，碳排放有进一步减少的可能，但该方式的综合能效比不高，制冷制热效果欠佳。在当前“双碳”背景下，创新高校乃至高校所在片区的供冷供热模式是一个值得深入探讨的课题。

本文调研了国际上几所知名高校创新供冷供热网络的案例：苏黎世联邦理工学院充分利用地热能、建筑余热，通过“能源总线+分布式热泵”为校园建筑供热供冷，年供热量 15GWh，年供冷量 13GWh，年均减少碳排放约 10000 吨，计划于 2025 年之前实现洪格堡校园零碳排；美国斯坦福大学，投资 4.85 亿美元改造校园能源网络，将原先蒸汽供热管道改造成热水系统，并实现区域层面工业热回收，能源系统整体能效提升 50%，未来 35 年内可节约 3 亿美元（约 20% 的费用）；美国俄亥俄州欧柏林学院，对校园附近（直线距离约 3 公里）的垃圾填埋气体热电联产电厂进行热回收，并通过闭环管道将余热以热水形式送至校园，承诺到 2025 年实现校园碳中和。

从国际经验看，去天然气化、可再生能源利用、余热废热回收、双向冷热网络、高效热泵应用等将成为高校乃至区域供暖的发展趋势。

有研究对比了欧洲与中国的供暖成本，结论表明：在发展以电为主的热泵供暖方式上，中国相比欧洲具有更加天然的经济性优势。因此，综合考虑国际发展趋势、国内能源价格以及设备效率，建议有条件的高校优先考虑以高效热泵为主的多栋建筑群集中供冷供热方式，并合理配套冷热网络。

三、在用能需求优化方面，主要涉及建筑、交通两个方面。

在建筑方面，尽可能提升校园高星级绿色建筑比例，可以选择 1—2 栋建筑打造近零能耗建筑示范，并申请 LEED、BREEM 等国际绿色建筑认证。

据了解，获得上述认证不仅可以提升建筑价值、降低运营成本，同时有助于高校后续争取更多优惠政策或补贴项目；

在交通方面，优化布局校园电动汽车充电桩。根据国务院指导性政策文件以及实际工程调研，建议按车桩比至少达到 10:1、快充慢充比 1:4 建设电动汽车充电设施或预留电动汽车充电桩安装条件。

四、在智慧能源管控方面，校园内冷热电负荷多样，风光储充元素丰富，从高校运营需求以及“双碳”目标出发，高校智慧能源管控系统主要具备两个维度功能。

在基础功能上，一是保障校园里教学、办公、生活等各类活动用能安全可靠；二是实现对能源系统的精细化计量、监测、控制，提升校园能源系统运行效率；三是电能质量监测与提升，保障重点实验室供电可靠性与电能质量；四是实时掌握各能源设备的运行状态，协助高校后勤部门完成运维管理；五是与校园信息化平台其他子模块进行友好互动；

在增值功能上，包括但不限于参与需求响应、参与分布式能源交易、实现碳排放监测与碳交易等。此外，基于智慧能源管控系统，还可以打造校园能源数据创新基地，利用大数据、区块链等信息化技术，挖掘能源专业数据与校园运行管理数据的内在联系，开展能源数据的高阶应用。

个人认为，从实际工程经验角度讲，目前，高校的能源系统规划仍然是“经济导向”大于“生态导向”。未来，考虑“双碳”目标的高校综合能源系统规划，要实现从理念方案到实际工程的落地，还需要各参与方进一步处理好技术先进性与应用可行性的关系、综合能源数字化管理与运营管理的关系、以及技术方案与商业模式的关系。（作者供职于国网（苏州）城市能源研究院规划咨询中心）

陈倩 中国能源报 2021-08-16

生态环境部：探索海洋碳汇增量为导向的生态保护模式

海洋在全球气候变化和碳循环过程中发挥着基础性的作用。在 8 月 26 日生态环境部举行的新闻发布会上，生态环境部海洋生态环境司副司长张志锋说，维护和发展海洋蓝色碳汇、稳步提升海洋碳汇能力是助力我国实现碳达峰碳中和目标的重要工作。近年来，气候变化带来海洋变暖和酸化已成为全球共同面临的重大生态环境问题，生态环境部正组织实施海洋碳汇监测评估、开展海岸带碳通量监测等，探索以增强气候韧性和提升蓝色碳汇增量为导向的海洋生态保护修复新模式。

海洋是地球上最大的碳库

海洋碳汇也被称为蓝色碳汇，是利用海洋活动及海洋生物吸收大气中的二氧化碳，并将其固定在海洋中的过程、活动和机制。海洋储存了地球上约 93% 的二氧化碳，是地球上最大的活跃碳库，每年可清除 30% 以上排放到大气中的二氧化碳。海洋对缓解全球气候变暖、支持生物多样性等起到了至关重要的作用。

生态环境部提出，“十四五”时期，将更注重科技创新与治理能力提升，特别是加快补齐基础性、关键性的能力短板，加强海洋生态环境领域能力建设，打造开放式科技创新平台等。在海洋碳汇方面，张志锋说，生态环境部将会同有关部门和沿海地方，加强海洋应对气候变化监测与评估，组织海洋—大气二氧化碳交换通量监测评估、重点海域碳储量监测评估，加强缺氧、酸化等海洋生态环境风险的监测预警；增强海洋生态系统的气候韧性，将碳中和与适应气候变化指标纳入红树林、海草床、盐沼等典型海洋生态系统保护修复监管范畴等。

海洋酸化已成重大生态环境问题

不过，推进海洋碳汇还面临很多问题。张志锋说，海洋吸收二氧化碳也会产生负面影响，导致海水 pH 值持续降低，引发海洋酸化。科学研究表明，目前全球表层海水 pH 值较工业革命前下降约 0.1，“这个值看起来不大，但对 pH 值来说是一个巨大变化，而且海水酸化趋势还在继续”。

近年来，我国在海域开展的试点监测结果表明，渤海、黄海部分海域的底层海水酸化现象已较为明显。张志锋说，海洋酸化现象加剧，可能会损伤诸如贝类、甲壳类和珊瑚等海洋生物形成钙质骨骼和外壳的能力，进而影响整个海洋生态系统的结构和功能。

推动海洋减污与应对气候变化协同增效

今年青岛等地再次暴发浒苔，这已是黄海海域连续第 15 年遭受浒苔灾害了。据生态环境部卫星遥感监测结果，今年黄海浒苔最大分布范围约 6 万平方公里，是去年的 2.3 倍左右。

张志锋说，黄海浒苔发生发展是一个复杂的系统性过程。多年研究表明，浒苔暴发可能与海区水文动力基础环境条件、浒苔藻种源、海水富营养化等多种因素有关。黄海浒苔连续多年暴发且年际间出现反复，反映我国近海生态环境长期受到高强度人为活动、气候变化等多重因素影响，海洋生态环境改善还未从“量变”转为“质变”，近海生态环境安全形势依然严峻。

“生态环境部配合自然资源部等有关部门开展黄海浒苔绿潮联防联控工作，采用遥感等多技术手段开展浒苔绿潮灾害跟踪监测，推动绿潮灾害防控技术研究和应用。”张志锋说，还需推动海洋减污与应对气候变化协同增效，通过削减和控制氮磷等污染物排海量，持续降低近岸海域富营养化水平，以此缓解气候变化下海洋酸化、缺氧等生态灾害风险。

李禾 科技日报 2021-08-27

探索发展新型储能技术

新型储能对于提升能源电力系统调节能力、综合效率和安全保障能力，支撑新型电力系统建设，具有重要意义。近年来，随着储能产业的发展，新型储能技术不断突破，在越来越多的场景实现示范应用。

新型储能种类及特点

新型储能技术主要包括储热技术、氢储能技术、电磁储能、飞轮储能、压缩空气储能等。

储热技术属于能量型储能技术，能量密度高，成本低，寿命长，综合热利用效率高，在可再生能源消纳、清洁供暖及太阳能光热电站储能系统应用领域均可发挥较大作用。

电磁储能和飞轮储能属于功率型储能技术。电磁储能中，超导电磁储能功率特性好，但能量密度较低，成本高；超级电容器功率密度高，充放电循环次数达十万次甚至数百万次，但储能密度较低，成本高。飞轮储能寿命长，对环境无不良影响，但自放电率高，成本高。这些储能技术离实现大规模商业应用还有一段距离。

2021 年 7 月，国家发展改革委、国家能源局发布《关于加快推动新型储能发展的指导意见》（以下简称《指导意见》）。《指导意见》提出，抽水蓄能和新型储能是支撑新型电力系统的重要技术和基础装备。《指导意见》将发展新型储能作为提升能源电力系统调节能力、综合效率和安全保障能力，支撑新型电力系统建设的重要举措。

《指导意见》明确，到 2025 年实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变。新型储能技术创新能力显著提高，装机规模达 3000 万千瓦以上。新型储能在推动能源领域碳达峰碳中和过程中发挥显著作用。到 2030 年，实现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，装机规模基本满足新型电力系统相应需求。新型储能成为能源领域碳达峰碳中和的关键支撑之一。坚持储能技术多元化，推动锂离子电池等相对成熟新型储能技术成本持续下降和商业化规模应用，实现压缩空气、液流电池等长时储能技术进入商业化发展初期，加快飞轮储能、钠离子电池等技术开展规模化试验示范，以需求为导向，探索开展储氢、储热及其他创新储能技术的研究和示范应用。

超导储能

在超导电力技术应用中，超导储能系统以其具有储能密度高、功率密度高、响应速度快、储能效率高及四象限功率补偿能力的特点，在提高电力系统稳定性、改善供电品质方面受到广泛关注。

超导储能系统主要是由超导储能磁体、制冷单元、监控系统以及用于连接电力系统与超导磁体的变流器组成，具体来说是利用高电流密度的超导带材制成储能磁体，并利用整流器将电网中过剩的电能以磁场能的形式储存起来，等到需要时，再通过逆变器将储存的磁场能释放出来，回送给电网或作其他用途。由于超导磁体在超导状态下的零电阻特性，使其可以长时间处于无焦耳热损耗运行状态，而且超导线圈的电流密度是常规线圈的 10~100 倍，因此，可以达到很高的储能密度。随着高温超导技术的不断进步以及高温超导材料逐步走向实用化，为高温超导储能系统的广泛应用提供了广阔前景。

2007 年，国家电网公司成立超导电力技术研究团队，率先开始基于第二代高温超导涂层导体的超导储能系统关键技术研究。2011 年，中国电科院成功研制出国内首台过冷液氮温区千焦级容量的混合式高温超导储能系统，并应用于国家电网公司动模仿真中心的 200 千米输电线路；2014 年，进一步提出采用一种螺旋内冷千安级复合超导体的 3 兆焦超导储能磁体技术，进行了临界电流、故障稳定性等试验验证。

作为先进的电能存储技术，超导储能技术具有极高的应用价值，未来实现规模应用后，能有效改善电网电压波动和频率特性，确保我国以新能源为主体的新型电力系统安全。

压缩空气储能

8 月 4 日，山东泰安肥城 10 兆瓦压缩空气储能电站一次送电成功，标志着国内首家压缩空气储能商业电站顺利实现并网。

肥城 10 兆瓦压缩空气储能电站充分利用泰安肥城边院地区地下盐穴密闭性好、稳定性高的天然优势，在电网负荷低谷时压缩空气至盐穴腔体，在电网负荷高峰时排气推动发电机发电，发挥辅助电网削峰填谷作用。该项目的顺利实施，将在增强系统调节能力、保证电网安全稳定运行、提升新能源负荷支撑能力等方面发挥示范引领作用。

该项目于 2019 年年底开工。在并网建设过程中，山东泰安供电公司成立并网服务工作专班，精细制订并网工程计划，强化送出工程质量与进度管控，克服恶劣天气影响，为项目提前并网提供坚强保障。下一步，该公司将同步配合做好二期 300 兆瓦项目接入系统方案研究与工程建设，充分发挥新型储能电站调峰调频作用，不断增强系统深度调节能力。

压缩空气储能主要包括两个工作过程，即储能过程和释能过程。

储能过程：在电网负荷的低谷时段，应用电动机驱动压缩机对空气进行压缩，并将压缩后的高压空气存储在地下盐穴中。通过储能过程，实现电能到空气压力能的转换，完成电能的储存。在此过程中，各级压缩机的压缩热通过间冷器换热回收，并储存在蓄热介质中，回收热量后的蓄热介质储存在热罐中。

释能过程：在电网负荷的高峰和尖峰时段，将存储在盐穴中的高压空气释放，通过驱动膨胀机做功发电，并将生产的电能输送至电网，完成空气压力能到电能的转换。在此过程中，来自热罐的蓄热介质通入各级膨胀机的级前换热器，加热各级膨胀机进口空气，释放完热量的蓄热介质储存在冷罐中。

压缩空气储能系统主要包括压缩机系统、膨胀发电系统、储热系统、储气系统和辅助冷却系统等。

- 压缩机系统是储能电站实现电能转化为压缩空气势能和蓄热介质热能的能量转换装置，用于平衡电网中过剩电能，参与电网调峰。

- 膨胀发电系统主要包括多级高负荷膨胀机、级间换热器、发电机等，膨胀机用于将高压空气的压力能转换为机械能，并输出给发电机转换为电能。

- 储热系统是压缩空气储能系统的主要组成部分，主要用于在储能过程存储压缩机产生的压缩热，

并且在释能过程将热能传给膨胀机入口前的空气，提高空气的膨胀做功效果。

压缩空气储能的优点包括：快速启动（<15 分钟）；能量密度和功率密度较高；具备黑启动能力；日常运营成本低；设备的使用寿命长，损耗低；不需要借助传统化石能源加热压缩空气。但压缩空气储能也受到多方面因素制约，包括：投资成本高，投资回报长（投资回报>25 年）；对于绝热系统，蓄热器自放电率高，对于非绝热系统，效率又比较低（<55%）。

来源：中国政府网、《国家电网报》、电网头条、国网山东电力、中国电科院等，郭轶敏、崔璨、杨亚迪、诸嘉慧对本文有贡献

中国储能网新闻中心 亮报 2021-08-29

我国垃圾焚烧锅炉受热面高温腐蚀结焦技术瓶颈获突破

华北电力大学曲作鹏博士低碳新能源团队联合松山湖材料实验室绿色非晶材料团队和装甲兵工程学院装备再制造技术国防科技重点实验室专家团队集智攻关，自主研发的多功能感应熔焊非晶复合防腐涂层技术，攻克了成分设计、涂层制备、超音速等离子喷涂与感应重熔复合等技术难题，解决了我国高参数垃圾焚烧锅炉受热面高温腐蚀结焦的技术瓶颈，取得了重大突破。

我国目前有 2/3 的城市陷入垃圾围城的困境，城市垃圾的年产量近 2 亿吨，已经成为制约城市可持续发展的棘手问题，垃圾焚烧发电具有资源化、无害化、减量化等诸多优点，已经成为主流的垃圾处理方式。然而高参数垃圾焚烧发电技术面临严重的受热面高温腐蚀结焦难题，已成为垃圾发电行业蓬勃发展道路上的“拦路虎”。虽然感应熔焊涂层技术在国外已经有二十年的应用历史，但核心技术和知识产权受制于人，成本居高不下。

“我们团队首次在国内构建了垃圾电站锅炉高频感应熔焊系统技术平台，开发了在锅炉受热面制备高温非晶复合涂层的技术体系，形成了包括核心材料、加工工艺和自动化大规模生产线在内的多功能感应熔焊高温非晶复合涂层成套技术，该涂层为非晶/纳米晶复合结构，具有更高致密性和结合强度，能够抵抗 600°C 以上的高温腐蚀磨损结焦的恶劣工况，打破了垃圾电站锅炉高温腐蚀结焦防护的技术瓶颈。”曲作鹏告诉记者。

中国工程院院士刘吉臻认为：“锅炉高温受热面的磨损、腐蚀、结焦是长期面临的技术难题，特别是垃圾焚烧、生物质掺烧、劣质煤燃烧等问题更为突出，该技术打破了长期受制于人的窘境，实现了关键核心技术工艺的自主化、国产化，具有广阔的推广应用前景。”

中国科学院院士汪卫华表示：“非晶复合材料兼具非晶合金高强度、高硬度、耐腐蚀和晶体材料韧性、塑性好的性能特点，独特的微观结构赋予了其在高温、腐蚀和磨损等多因素耦合极端工况下长寿命安全服役的良好特性，为非晶合金材料的发展和应用提供了新的方向和途径。”

据悉，截至目前，该项目为我国自主知识产权成果，已获授权发明专利 35 件，实用新型专利 10 件。该成果已成功推广应用于 42 家企业 130 余台锅炉。近三年新增销售额超过两亿元，为垃圾发电企业新增经济效益超过 30 亿元。

马爱平 科技日报 2021-08-30

我国首个海上二氧化碳封存示范工程启动

中国海油 30 日宣布，我国首个海上二氧化碳封存示范工程在南海珠江口盆地正式启动，将海上油田开发伴生的二氧化碳永久封存于 800 米深海底储层，每年封存约 30 万吨、总计超 146 万吨。这是我国海洋油气开发绿色低碳转型的重要一步，为国家“碳达峰、碳中和”目标的实现探出了一条新路。

中国海油深圳分公司副总经理、总工程师张伟介绍，该示范工程位于珠江口盆地，距香港东南约 190 公里，所在海域平均水深 80 多米，是恩平 15-1 油田群开发的环保配套项目。“工程实施后，

相当于植树近 1400 万棵，或停开近 100 万辆轿车。”

他表示，二氧化碳地下封存是实现温室气体减排的有效措施之一。恩平 15-1 油田群是我国南海首个高含二氧化碳的油田群，若按常规模式开发，二氧化碳将随原油一起被采出地面。今年以来，中国海油开展适应海上二氧化碳封存的地质油藏、钻完井和工程一体化关键技术研究，成功研发了海上平台二氧化碳捕集、处理、注入、封存和监测的全套技术和装备体系，填补了我国海上二氧化碳封存技术的空白。

“油田群开发伴生的二氧化碳将被封存在 800 米深处的咸水层中。”张伟解释，该咸水层具有穹顶式结构，并覆盖有厚厚的泥质保护层。“注入的二氧化碳被封存在穹顶之下，能有效防止气体溢出。”

据悉，此前，国内二氧化碳封存矿场试验集中在陆上少数区域。恩平 15-1 油田群二氧化碳封存项目的成功实施，将开拓我国二氧化碳封存的新产业和新业态，对海上油气田的绿色开发具有重要示范意义。

瞿剑 科技日报 2021-08-31

物尽其用！ 低温余热已具备全面商用条件(迈步新征程、建功新阶段)

提高能源的综合利用效率，对城市实现“双碳”目标具有重要意义，也是城市能源研究和产业孵化重点关注的内容。对短期难以实现能源结构调整又耗费大量能源的行业来说，提高能源的综合利用效率是从技术经济性上来说节能降碳最可实施的手段。

钢铁行业是我国的重点用能大户，总能耗约占全国总能耗的 11%，是城市控制能源消费总量、降低碳排放重点关注的行业。钢铁冶炼生产工艺包含了大量高温冶炼、加工过程，因此在生产过程中产生大量的余热资源，各类余热量可占到钢铁业总能耗的 70%。

目前，几乎所有钢铁产品的工艺路线中都必须使用碳还原才能得到纯净的铁水原料，在短期无法彻底告别化石燃料的情况下，大力挖掘钢铁行业余热资源潜力，将化石燃料产生的热量“吃干榨净”，对于提升钢铁行业综合能效，进而实现“双碳”目标具有重要推动作用。

低温余热“物尽其用”的利用重点考虑技术和经济性两个方面。从技术角度看，目前钢铁业余热利用的主流方式是采用余热锅炉产生蒸汽后，推动汽轮发电机发电，此类发电方式一般要求余热热源温度在 350℃以上，此温度以下的余热热源，传统的发电方式已不适用，而在钢铁制造环节中，还存在大量的低温余热，如烧结环冷机三段烟气和石灰窑烟气属于典型的低温烟气，平均温度均在 200℃以下。

一直以来，钢铁行业对于这两部分余热的回收都很有有限。而以有机朗肯循环(ORC)为代表的低温余热发电技术经过数十年的发展，已具备全面商用化的条件。

ORC 是以低沸点有机物为工质推动发电机发电的方式，相对于传统水蒸汽为工质的发电方式而言，在热源温度较低的情况下（100℃、甚至 40-50℃）就可以汽化为一定压力的蒸汽，进而实现利用低品位余热发电。

从经济角度看，为避免用户因初期投入大而放弃利用低温余热，可以采用“合同能源管理(EMC)+融资租赁”的模式建设运行，即节能公司与客户签订合同能源管理合约后，与融资租赁公司签订设备融资租赁合约，由融资租赁公司购买设备交由节能公司进行安装。

设备投运后，客户负责消纳所发的全部电力，并按照合同约定的电费及发电量向节能公司支付电费，节能公司向融资租赁公司支付租金，待融资租赁合约期满后，再由融资租赁公司将设备所有权转交至节能公司手中。该模式避免了业主方或节能公司前期大规模资金投入，利用融资租赁的低成本资金进行建设，大大提升了项目的经济可行性。

苏州市钢铁产业体量大、用能多，同时苏州对能源消费总量增幅有严格的控制，因此对低温余热利用有较大需求。低温余热发电方案也在苏州开展了具体应用。

位于江苏张家港的江苏沙钢集团有限公司是目前全国单体规模最大的钢铁企业，该厂计划利用

7 条烧结环冷机第三段、8 条石灰窑烟气及其它低温余热资源进行 ORC 发电。沙钢原来仅对烧结环冷机三段烟气进行了部分回收，用于供应生活热水。但实际生活热水的使用量有限，大量余热通过直接排放的方式放散至大气中，造成了严重的浪费。

根据现场的余热资源情况，项目总共计划配置 100 台 125kw 发电机组，预计项目全部建成后，每年可发电 5200 万度，相当于减排二氧化碳 51844 吨。项目采用目前最先进的磁悬浮 ORC 发电机组，利用上述 200°C 以下的低温余热进行发电，热电转换效率可达传统螺杆式发电机组的 2 倍，同时由于磁悬浮系统无油的特性，省去了润滑系统的维护，大大降低了后期运维的成本。由于现场的热源分布较为分散，项目将全部采用小型分布式机组的配置方案，这给后期的运行监测带来了一定麻烦。

为此，城市能源研究院项目团队开发了一套智慧化的远程集采系统，所有设备的运行状态通过现场传感器采集后，实时远程传送至运维人员手机上的 APP 终端，可实现一个团队同时对多个机组的统筹精细化管理。项目先期已完成 2 台 125kW 试验机组的安装调试，目前运行状态平稳。

随着技术的不断成熟与商业模式的持续创新，未来低温余热发电将有着更加广泛的应用前景。钢铁业之外，该技术还可推广至石化、水泥、化工等其它高耗能行业。即使按 10% 的低温余热利用率计算，低温余热发电技术的大规模应用也可提供约 780 亿度/年的清洁电力，相当于每年节省 2338 万吨标准煤，节能减碳效益巨大。（作者均供职于国网（苏州）城市能源研究院产业孵化中心）

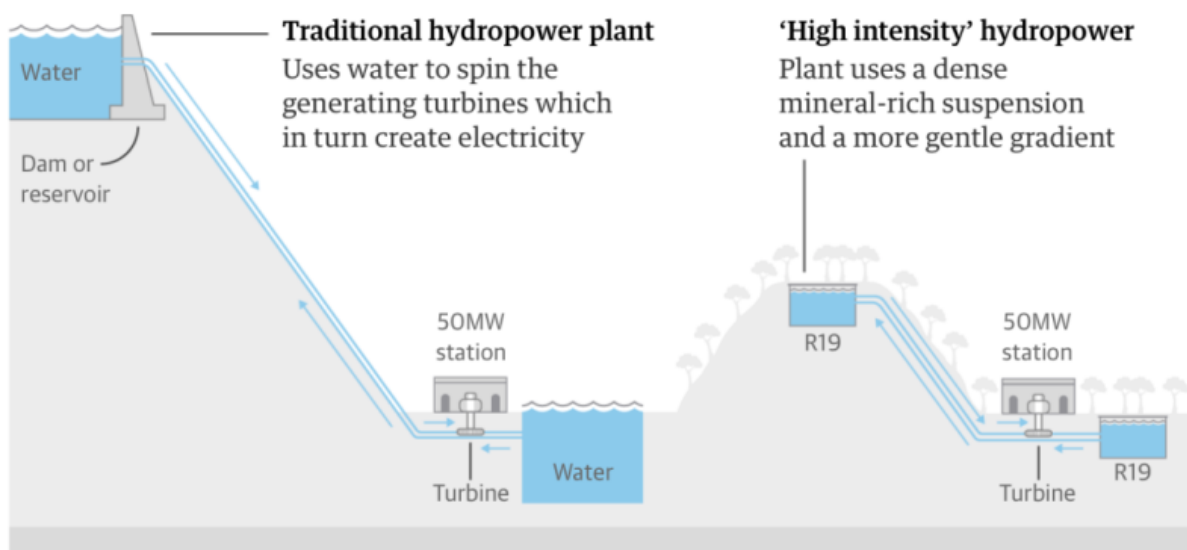
韩四维 王林钰 中国能源报 2021-08-16

英国的山丘结合水电可成为大型储能“电池”

据英国《卫报》报道，全英国数百座小山丘可以通过一个首创的嵌入地下的水电系统改造成可再生能源“电池”。

英国的一个工程师团队开发了一个系统，采用了最古老的储能形式——水电，可以利用山体的缓坡储电和放电。这些山坡项目将模仿传统的抽水蓄能电站，利用多余的电力向山上抽水，然后在需要时通过涡轮机将水排放回山下发电。

An engineering breakthrough could let gentle UK hills store and release energy like larger dams and reservoirs



Guardian graphic. Source: RheEnergise

但是，这个“水电工程”实际上不是用的不是水，而是使用一种高密度的流体，其密度是水的两倍半以上，因此可以储存更多的电能。推动这个项目的公司 RheEnergy 表示，在电力需求较低的时候，该项目将把高密度液体泵到 200 米的山上，存放在一个比奥运会游泳池还大的地下储水池里。然后，当需要额外的电力时，这些液体就会回流通过涡轮机发电，向电网供电。

RheEnergy 首席执行官史蒂芬·克罗舍 (Stephen Crosher) 表示，这个高能量水电项目可以在 1 至 2 年内建成，而传统水电项目需要 5 至 10 年的建设时间，需要大量融资。RheEnergy 将开始在废弃的矿山和采石场建设约 10 兆瓦的项目，但也可以将项目选址在风力和太阳能发电场附近，并将系统掩埋在山坡上，以减少其视觉影响。预计 2023 年年中建造第一座电站可以建成，目前该公司已开始筹集资金支持试点项目的建设。

这个山丘储能的创意可能会打开英国各地数百个潜在水电站的大门。与传统水电站大坝相比，这种水电站的建设速度更快、成本更低，对环境的负面影响也更少。RheEnergy 称，这一突破性进展将使英国全国约 700 个发电站改造成为高强度水电项目。理论上，这将创造总计 7 吉瓦的储能容量，帮助英国使用更多的可再生能源。

据奥罗拉能源研究公司 (Aurora energy Research) 的研究，预计到本世纪末，英国将需要约 13 吉瓦的灵活清洁能源发电和储存，以帮助平衡电网。山丘储能项目不太可能取代英国对化学电池的需求，但可以帮助英国以较低的成本实现储能目标。其他公司也在创新，如总部位于爱丁堡的 Gravitricity 公司，计划通过将重物从废弃的矿井中卸下，“重力能”来发电，成本锂离子电池一半的成本。

国际能源小数据 2021-08-25

英国约有 10.5GW 储能项目部署计划获得批准

根据调研机构的调查，英国计划部署电池储能系统数量和装机容量正在不断增加，目前提交部署计划的 800 多个储能项目总装机容量达到 20GW 以上。根据行业媒体的报道，英国最近提交的储能部署计划数量激增，2021 年第二季度提交的计划部署的储能系统装机容量创下新纪录。

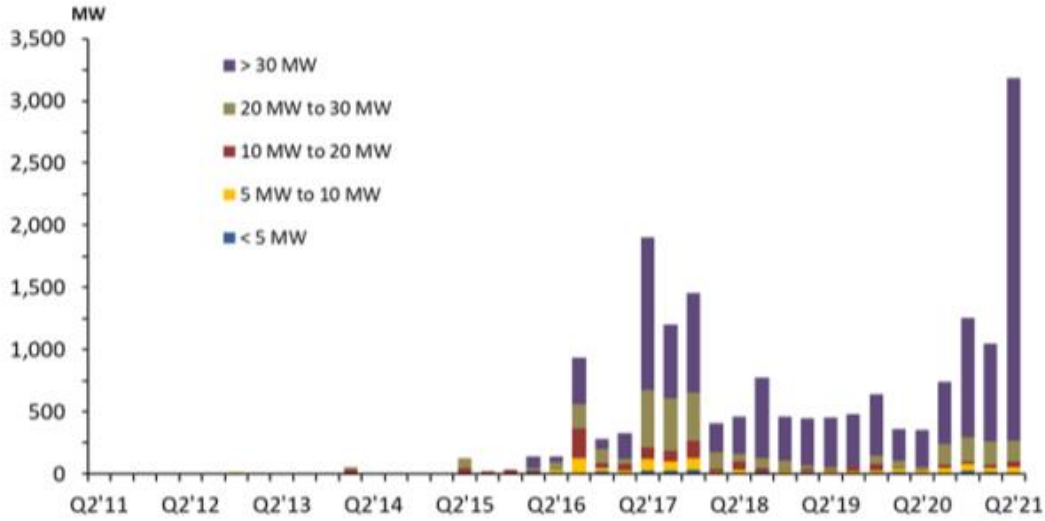


壳牌公司在英国威尔特郡部署的 100MW 电池储能项目

研究表明，到 2021 年第二季度末，英国计划部署的储能系统总装机容量已从近 17GW 快速增长到 20GW 以上，这意味着未来几年储能部署可能会大幅增加。

下图显示了英国储能项目按季度和项目规模划分的计划部署的装机容量。

UK | Energy Storage | Utility Segment Planned Capacity by Project Size by Quarter



© Solar Media Ltd., 2021

Source: UK Battery Storage Project Database report; July 2021 release.



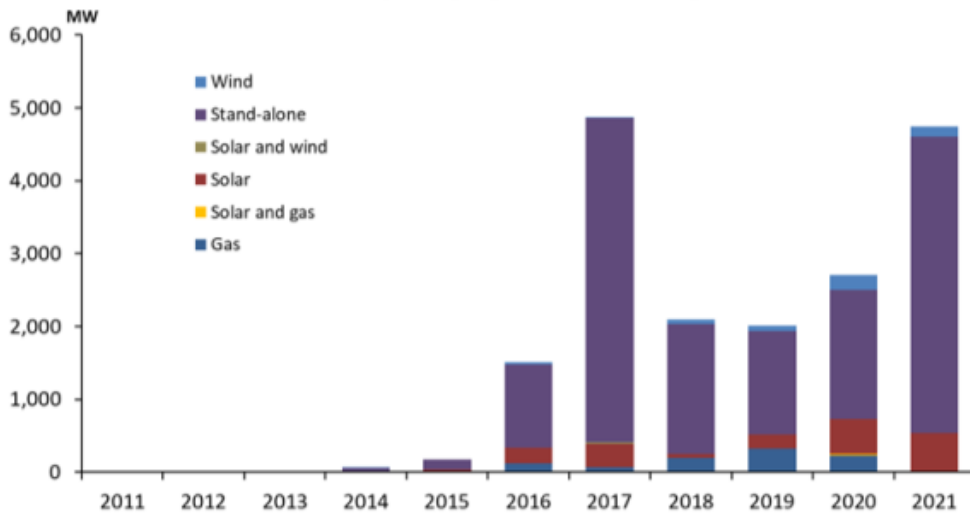
英国 2021 年第二季度计划部署的 60 个储能项目装机容量达到创纪录的 3.7GW

英国储能市场的主要活动始于 2015 年，在 2017 年提交的储能部署计划数量激增。在随后几年中，提交部署计划的储能系统装机容量趋于平稳。而在 2021 年，英国提交部署计划的储能系统装机容量达到了峰值。

虽然这些计划包含各种规模储能项目，但由于大型储能项目的装机容量阈值提高到 50MW，大型项目将占据储能市场主导地位。英国今年提交的部署计划大多是装机容量 30MW 以上储能项目。

英国 2021 年第二季度提交的 59 个储能系统部署计划总装机容量为 3.2GW，这是英国迄今为止最高的季度提交容量。在此期间提交的计划中有 92% 的项目将部署 30MW 以上储能系统，其中包括一个计划在苏格兰拉纳克郡部署的一个 500MW 储能系统。

UK | Energy Storage | Utility Segment Planned Capacity by Co-location by Year



© Solar Media Ltd., 2021

Source: UK Battery Storage Project Database report; July 2021 release.



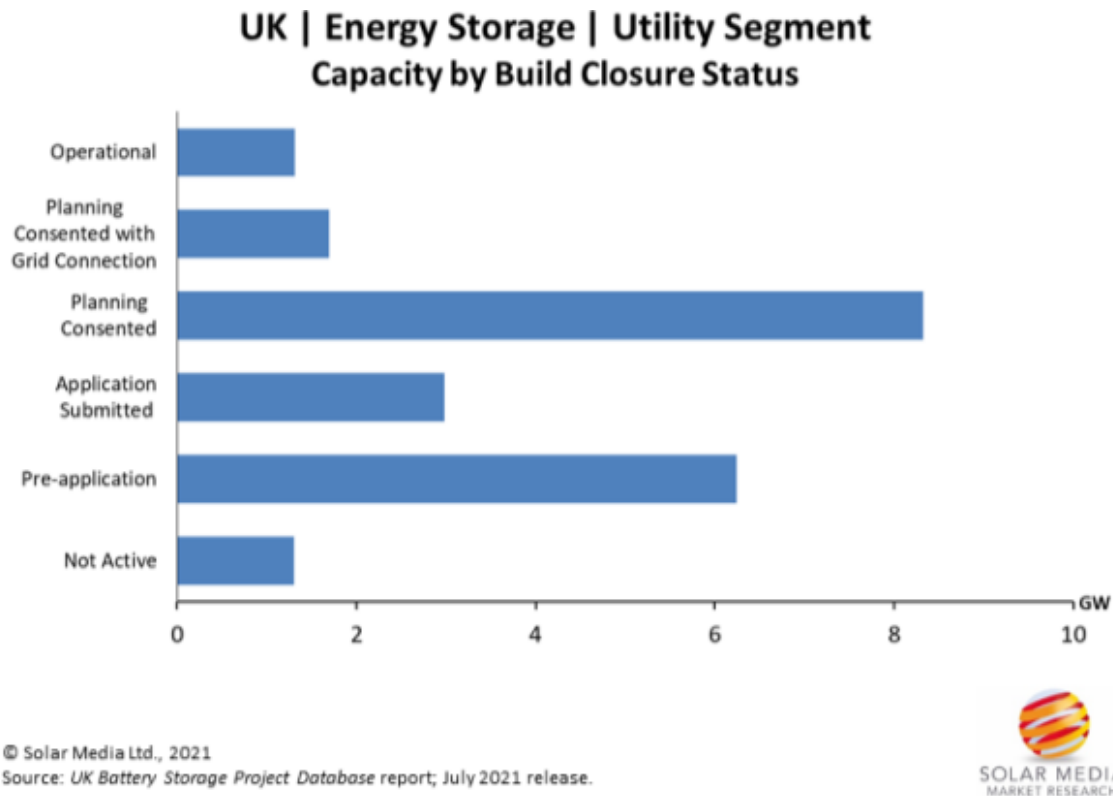
2021 年将成为英国储能提交容量破纪录的一年

上图显示了按年份划分的共址部署规划容量。由于部署的储能系统装机容量越来越高，这意味着储能市场越来越多地被独立部署储能系统主导，其中 82% 计划部署储能装机容量来自独立部署的储能系统。

在通常情况下，储能项目规模取决于正在开发的项目类型；独立部署的储能系统的装机容量通常较大，而共址部署的储能项目的装机容量往往要小得多。虽然已经部署了各种规模的储能项目，但由于计划部署的储能系统装机容量不断增长，预计未来几年运营的储能系统装机容量将迅速增加。

英国许多储能开发商正在提交申请，计划部署与风能和太阳能发电场共址部署的电池储能系统。由于这些储能项目通常规模较小，储能市场发展将继续由装机容量更大的独立部署储能系统所驱动。

从 2021 年初到目前为止提交的储能部署总装机容量为 4.7GW。因此可以预计，2021 年英国计划部署的储能系统装机容量将创下历年来最高记录。



英国大约有 10.5GW 储能项目部署计划申请获得批准，并有可能在未来几年内部署。

根据调查，英国计划部署储能系统的增长速度远快于部署水平，虽然计划部署的储能系统装机容量超过 20GW，但目前开通运营的储能系统装机容量只有 1.3GW。还有 1GW 以上的储能项目的计划被拒绝或开发商正在筹备中，然而这些储能系统仍然有在未来部署的潜力。

英国还有 6GW 以上的储能项目处于预申请规划阶段；大约 3GW 储能项目已经提交计划，但仍在等待批准；8.5GW 储能项目部署计划已经获得批准，但尚未授予并网合同；只有将近 2GW 储能项目已通过并网批准。

研究表明，英国今年储能部署规划部署的装机容量将会显著增加，市场活动变得非常活跃。随着 800 多个储能项目中的一些储能系统获得批准并开始部署，将在未来几年看到储能部署率快速上升。

刘伯洵 中国储能网 2021-08-17

用金属基催化剂 将塑料废弃物回收“升级”

新华社讯（记者张家伟）中国团队 8 月 17 日在英国《自然·通讯》期刊发表一项研究报告说，他们使用金属基催化剂将常见的聚对苯二甲酸乙二醇酯（PET）塑料转化为有较高价值的化学物质和氢燃料，有助于对这类塑料废弃物的高效升级回收。

PET 塑料在包装领域有广泛应用，如用于饮料瓶等。随着许多地方的塑料废弃物与日俱增，相关生态系统被严重破坏。消除塑料垃圾的一个有效方法是将其转化成有较高价值的产品，称为“升级回收”，然而现有的升级回收技术并不理想。

在这项研究中，来自清华大学等机构的团队使用镍基和钴基催化剂，在室温下促进 PET 转化为价值更高的产品。据研究报告介绍，经过电解和产物分离，团队将固体塑料转化为具有商业价值的固体化学物质（例如动物饲料中常添加的二甲酸钾）以及氢燃料。

团队评估了这一过程的经济可行性，估计升级回收 1 吨塑料垃圾的净收入约为 350 美元。他们认为，相关升级回收技术在减少塑料垃圾方面具有较好潜力。

张家伟 科技日报 2021-08-27

中海油“双碳”重大动作！启动我国首个海上 CO₂ 封存项目！

8 月 28 日，中国海洋石油集团有限公司（以下简称中国海油）对外宣布，我国首个海上二氧化碳封存示范工程正式启动，将在南海珠江口盆地海底储层中永久封存二氧化碳超 146 万吨。这是我国海洋油气开发绿色低碳转型的重要一步，为我国实现“碳达峰、碳中和”目标探出了一条新路。

该示范工程位于珠江口盆地，距香港东南约 190 公里，所在海域平均水深 80 多米，是恩平 15-1 油田群开发的环保配套项目。“二氧化碳封存工程实施后，预计每年可封存二氧化碳约 30 万吨，累计封存二氧化碳 146 万吨以上，相当于植树近 1400 万棵，或停开近 100 万辆轿车。”中国海油深圳分公司副总经理、总工程师张伟介绍说。

二氧化碳地下封存是实现温室气体减排的有效措施之一。恩平 15-1 油田群是我国南海首个高含二氧化碳的油田群，若按常规模式开发，二氧化碳将随原油一起产出地面。今年以来，中国海油开展适应海上二氧化碳封存的地质油藏、钻完井和工程一体化关键技术研究，成功研发了海上平台二氧化碳捕集、处理、注入、封存和监测的全套技术和装备体系，填补了我国海上二氧化碳封存技术的空白。

“油田群开发伴生的二氧化碳将被封存在 800 米深处的咸水层中，该咸水层具有穹顶式结构，并覆盖有厚厚的泥质保护层，注入的二氧化碳被封存在穹顶之下，能有效防止气体溢出。”张伟说。

此前，国内二氧化碳埋存矿场试验集中在陆上少数区域。恩平 15-1 油田群二氧化碳封存项目的成功实施，开拓了我国二氧化碳封存的新产业和新业态，对海上油气田的绿色开发具有重要示范意义，为我国海洋石油工业绿色低碳转型作出积极探索。

中国海油董事长、党组书记汪东进表示，恩平 15-1 油田群碳封存项目的启动是中国海油实施绿色发展跨越工程的重要举措，公司将稳步推进项目建设，勇当碳利用与封存产业化发展先行军，加快绿色低碳转型步伐，为我国早日实现“碳达峰、碳中和”目标贡献力量。

中国石油石化 2021-08-31

地热能

地热资源勘探开发助推四川广安转型发展

《中国地质调查成果快讯》近日刊发了“四川广安资源环境综合地质调查”近年来取得的重要地质调查成果。

该项目由中国地质调查局成都地质调查中心承担，项目周期为 2019~2021 年。通过项目实施，广安市邻水县牟家镇刘家沟村地热井成功探获自流地热水资源，为广安市地热勘探、开发和利用提供了有力依据，同时将助推广安市从资源枯竭城市向生态文明型城市转型发展。

一是基本查明广安市铜锣山重点区地热地质条件，揭露了区内地热资源热储结构。区内主要热储含水层为三叠系中下统雷口坡组、嘉陵江组碳酸盐岩类裂隙溶洞含水岩组；上覆三叠系上统的须家河组至侏罗系的沙溪庙组、新田沟组和自流井组，岩性以砂、泥岩及其互层为主，构成隔水保温层；下伏的三叠系下统飞仙关组泥质岩夹灰岩，泥页岩层孔隙度低、渗透率小、热导率低，可有效控制地热水向深部运移，形成隔水底板。三者共同构成了完整的铜锣峡背斜的热储结构。

二是广安市邻水县钻获川渝两地日涌水量最大的自流地热井，推动了该地区地热资源的勘探开发。该地热井准确刻画了广安铜锣山背斜西翼地层柱及储水层特征，揭露了 4 层含水层，分别是侏罗系珍珠冲组含水层、须家河组含水层、雷口坡组含水层、嘉陵江组四段含水层。

三是概化了广安市铜锣山地区低温对流型地热成因模式，为区域地热找矿提供了理论支撑。铜锣山核部主要为三叠系嘉陵江组和雷口坡组的白云岩、灰岩，在地下水的运移过程中不停地溶蚀，形成大量的溶洞、溶穴和溶槽，并沟通形成岩溶通道，从而为地热水提供良好的运移通道和储存空间。地热水具有区域流动、局部受断裂影响的特点，地热水运移形成多个地温热储层。

调查结果显示，铜锣山背斜地热水成因模式为：在川东平行岭谷北段灰岩裸露区或构造有利区段、槽谷区域，大气降水入渗补给深层岩溶水系统，经历较长的流动途径和滞留时间，在地层增温梯度条件下吸收岩体热量，并在运移过程中溶解灰岩地层中的膏盐矿物，形成具有一定稳定流量和温度的硫酸型地热水。在长时间长距离的运移过程中，部分岩溶热水在河流深切峡谷出露成温泉，或经地热井揭露形成自流地热水。铜锣山背斜地热水成因模式的建立为广安市地热勘探、开发和利用提供了有力依据。

宫莉 中国矿业报 2021-08-23

生物质能、环保工程

“十四五”黄河流域城镇污水垃圾处理这么干

黄河流域是我国重要的经济带和生态屏障，在我国经济社会发展和生态安全方面具有举足轻重的战略地位。

近日，国家发展改革委、住房和城乡建设部联合印发了《“十四五”黄河流域城镇污水垃圾处理实施方案》（以下简称《方案》）。黄河流域城镇污水垃圾处理现状如何？“十四五”时期将怎么干？记者围绕相关问题进行了采访。

补齐短板，提升运营管理水平

“治理黄河，重在保护，要在治理。”国家发展改革委有关负责人介绍，“十三五”时期，沿黄 9 省（区）持续加大城镇环境基础设施建设投入力度，城镇污水收集处理能力逐步提升，城市垃圾处理能力逐渐增强，城市医废处置能力短板基本补齐，为打好污染防治攻坚战奠定了坚实基础。同时，

黄河流域城镇污水垃圾处理还存在发展不充分不平衡问题，设施短板弱项突出，资源化利用水平不高，运行维护能力不强，机制体制还不够健全，与黄河流域生态保护和高质量发展的要求还存在一定差距。

“黄河流域环境污染积重较深，水质总体差于全国平均水平。”中国城市规划设计研究院水务院院长龚道孝说，“十四五”时期，黄河流域生态环境保护处于攻坚期、窗口期，推进城镇污水垃圾处理机遇和挑战并存。

对此，《方案》提出，加快补齐城镇污水垃圾处理设施短板弱项，提升运营管理水平，切实提高污染物削减绩效，推进资源化利用，满足人民群众日益增长的美好生活和优美生态环境需要，促进黄河流域生态保护和高质量发展。

“建管并重”，提高污水垃圾处理能力

《方案》明确，到2025年，城市建成区基本消除生活污水直排口和收集处理设施空白区，城市生活污水集中收集率达到70%以上；县城污水处理率达到95%以上，建制镇污水处理能力明显提升。到2025年，太原、呼和浩特、济南、泰安、郑州、西安、咸阳、兰州、西宁、银川10个城市生活垃圾分类处理能力进一步提升；地级城市基本建成生活垃圾分类投放、分类收集、分类运输、分类处理系统。

该负责人表示，“十四五”时期，要坚持科学谋划、统筹推进，因地制宜、补齐短板，节能低碳、绿色循环，政府主导、多元共治的原则，系统推进城镇污水垃圾处理设施建设。在提高城镇污水收集处理能力方面，要补齐污水收集管网短板，推进污水管网全覆盖；分类施策推进污水处理，新增污水处理能力约350万立方米/日；推行污泥无害化处理，新增无害化处置设施规模约0.35万吨/日。

另外，在完善城镇垃圾处理体系方面，要健全垃圾分类收运体系，推进生活垃圾分类投放收集，新增生活垃圾分类收运能力约1.8万吨/日；补齐生活垃圾处理能力缺口，新增生活垃圾焚烧处理能力约2.8万吨/日，新增厨余垃圾处理能力约0.8万吨/日，改造存量生活垃圾处理设施不少于70个。

“十四五”时期，黄河流域城镇污水垃圾处理推行‘建管并重’，旨在统筹推进设施高质量建设和高水平运维。”该负责人说，要健全考核激励机制，构建污水垃圾处理服务质量指标体系，完善以污染物削减绩效为导向的考核激励机制，推广运营服务费与污水处理厂进水污染物浓度、污染物削减量挂钩的按效付费机制。同时，推行专业化运维，鼓励通过市场化竞争方式选择运行维护主体；创新运营管理方式，鼓励将不同规模、不同盈利水平项目整合打包授予特许经营权，推广环境污染第三方治理。

清华大学环境学院教授胡洪营认为，建制镇污水处理应循序稳步推进，以资源化利用为导向推动设施规划建设。根据“按需而定、量力而行”原则，确定工艺路线和建设规模，避免污水处理设计能力过剩和运行负荷过低等问题，保障污水处理设施可持续运行，提高污水厂运行效能。

在龚道孝看来，黄河生态系统是一个有机整体。城镇污水垃圾处理应充分考虑上中下游差异，坚持因地制宜、分类施策；同时，也要着眼于流域整体性、关联性、系统性，统筹推动城镇污水垃圾处理。

减污降碳，提升资源化利用水平

《方案》要求，加强资源化利用，要推进污水资源化利用，开展试点示范，新建、改建和扩建再生水生产能力约300万立方米/日；做好污泥减量化、稳定化、无害化，稳步推动污泥资源化利用；加强生活垃圾资源化利用，新建生活垃圾资源化利用项目50个。

胡洪营建议，提升污水资源化利用水平，要通过现有污水处理厂升级改造，将符合相关标准的再生水就近回用于生态补水、工业利用和市政杂用等；合理布局分布式污水处理和再生利用设施，实施分质供水、点对点供水。推进污水处理厂从“治污单功能”向“治污供水双功能”转变，通过政府购买生态补水服务和再生水市场定价等灵活机制，保障污水再生处理厂获得合理的“供水经济效益”。

“污水资源化利用是一项系统工程，需要统筹规划、协同推进。”胡洪营说，要以试点示范为契机，推进区域再生水循环利用系统等规划建设；推动产学研用深度融合，研究开发和集成验证一批

污水资源化利用适用成套技术；探索完善政策体系、标准体系、评估认证体系、市场激励体系和监督管理体系等，形成符合黄河流域特点、与经济发展阶段相适应的污水资源化利用体制机制和可持续模式。

此外，龚道孝表示，黄河流域是我国重要的能源基地。“十四五”时期，应推动减污降碳协同增效，减少能源消耗，降低环境影响，助力实现碳达峰、碳中和目标。

刘坤 光明日报 2021-08-30

北方农村生物质清洁取暖大有可为

近年来，我国“煤改气”“煤改电”清洁供暖改造取得显著成效。截至2020年4月，清洁取暖试点城市合计完成清洁取暖改造面积29.77亿平方米、改造户数2677万户，北方地区清洁取暖率超过65%。实施清洁取暖工程以来，大气环境显著改善。以第一批试点城市为例，秋冬季PM_{2.5}平均浓度从2016年的109.5微克/立方米下降到2019年的69.7微克/立方米。中央与地方财政大力支持清洁供暖，初步估计，2016-2019年各级财政和社会资本共计投入2000多亿元。

但我们还应清醒地认识到，北方农村地区清洁供暖还面临一些问题和挑战。据统计，截至2019年底，北方农村地区清洁取暖率达到31%。农村地区清洁取暖改造方式以天然气取暖和电采暖为主（约占91%），但随着工作的推进，受农村经济发展水平、能源基础设施条件、居民消费承受能力等因素制约，在很多农村地区短期内大规模推广仍有一定难度。据调研，目前部分农村地区的清洁取暖率不足20%。一些地方仍然存在气源不足的情况，还有一些农村地区电网基础设施升级改造无法短期内解决，甚至部分已经实施“煤改气”“煤改电”的居民存在“复煤”的苗头与隐患。因此，需要更合适的替代能源满足清洁供暖需求。

北方农村地区生物质清洁取暖大有可为。我国农林生物质资源丰富，总量达22亿余吨。其中，农作物秸秆资源量约11亿余吨，农作物初加工剩余物1亿余吨，林业生物质废弃物资源量10亿余吨。除肥料化、饲料化、基料化等利用方式外，可能源化利用潜力超过5亿余吨。生物质能是国际公认的“零碳”能源，发展生物质能有利于实现农业废弃物高效利用，解决农村地区清洁能源供应短板，事关农民生活质量提高，事关农村人居环境改善，既是全面推进乡村振兴与绿色低碳循环发展的一项重要工作，也是推动农业农村节能减排和低碳发展，实现农业农村领域碳达峰碳中和的重要举措。

我国目前生物质清洁供暖已经初见成效，形成了秸秆打捆直燃集中供暖供热、生物质成型燃料+专用锅炉集中供暖供热、生物质成型燃料+清洁炉具分散炊事取暖三种主要模式的清洁供暖路径，并在黑龙江、吉林、辽宁、山东、河北等地进行了大规模推广。据检测，生物质集中供热工程环保监测指标低于《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）。与燃煤相比，二氧化硫排放减少90%以上，二氧化碳实现了零排放。生物质供暖运行成本低于电采暖与天然气采暖。

根据《民用煤大气污染物排放清单编制技术指南》，经测算，节约1吨标准煤，可减排二氧化碳2.493吨。如未来使用3亿吨农作物秸秆与3亿吨林业生物质替代煤炭实现清洁供暖，可减排约6亿吨二氧化碳。

在全球碳中和大背景下，在农村地区推广生物质清洁供暖，预期减排十分显著，并且拥有较强的经济适应性，有助于推动我国农村地区的节能减排与碳中和目标的实现。建议在北方地区冬季清洁取暖资金安排中对“煤改生物质”给予重点支持。加强生物质燃料质量监控体系以及生物质清洁供暖项目的综合效益评估体系建设，完善标准与认证体系，保障生物质清洁供暖项目的效益发挥。积极支持生物质清洁供暖的技术创新，加强国际合作，促进产学研合作平台建设，推进技术革新与产业升级。积极支持生物质能碳交易，通过碳金融的手段，实现生物质碳减排的经济价值，为生物质供暖的可持续推广提供资金保障。

刘广青 中国环境报 2021-08-16

国际船运业“减碳”首选生物质燃料

全球最大的集装箱航运公司马士基日前宣布，订购 8 艘使用碳中和甲醇燃料的船舶，总投资额将达 14 亿美元，新建船舶预计最早将在 2024 年初投入使用。在业内看来，作为船运业巨头，马士基此次针对碳中和燃料做出巨额投资，意味着航运业的低碳转型进程正在提速。

船运巨头看好“绿色甲醇”

根据马士基发布的消息，其最新订制的船舶将使用“绿色甲醇”作为燃料。即生产这些甲醇的工厂完全由可再生能源供能，甲醇由生物质原料直接制得，或使用捕捉封存的二氧化碳与绿氢反应制得。

马士基此前曾承诺，将在 2030 年前达成二氧化碳减排 60% 的目标，并将在 2050 年实现净零排放。按照该公司目前的计划，马士基将在 2050 年前确保该公司旗下所有新增船舶使用碳中和燃料。业内分析认为，通常情况下每艘船舶使用年限在 25-30 年，这意味着马士基最晚将在 2030 年前拥有碳中和燃料供能的船舶。

马士基称，刚刚订购的 8 艘碳中和甲醇船舶一旦交付使用，可帮助该公司每年将二氧化碳排放量在 2020 年基础上减少 100 万吨左右，降幅达 3%。数据显示，去年，马士基公司总共排放了 3300 万吨二氧化碳。

早在今年 2 月，马士基就曾宣布，2023 年起，将开始在小型集装箱船舶中使用清洁甲醇燃料，而最新公布的这轮投资则将目光投向了更大的船舶，每艘船能够容纳超过 1.6 万个集装箱。

据了解，作为全球最大的集装箱航运公司，马士基旗下拥有超过 700 艘船。据油价网报道，马士基已宣称不会考虑任何“过渡技术”，其中包括 LNG 动力船舶。马士基公司副主席 Morten Bo Christiansen 在一次采访中指出，马士基将“不再相信化石燃料”，同时包括亚马逊、迪士尼等在内的该公司的客户，也对马士基的这一决定表示了支持。

船运业减排刻不容缓

国际海事组织的数据显示，船运业每年的碳排放量占全球人为碳排放总量的 3% 左右。该组织已经要求船运业在 2050 年实现 2008 年基础上减排 50% 的目标。然而，截至今年，全球船运业的温室气体排放量仍在逐年上涨。在业内看来，船运业减排已刻不容缓。

今年以来，全球多国已提出将开始对船运业进行碳排放监管。目前，欧盟已多次提出将船运业纳入欧盟碳排放交易体系之中，美国也表示将在 2050 年实现该国全球船运温室气体净零排放。

根据现有研究，船运业如果要达成 2050 年的减排目标，在 2030 年至 2050 年期间，为提升船舶技术或使用清洁替代燃料，航运业至少需要投入 1 万亿美元。

为应对这一局面，多家国际船运公司已开始谋求转型，氢、氨、绿色甲醇甚至锂电池动力船舶都登上了船运的舞台。

去年 9 月，欧洲船舶公司 ArianeGroup 宣布，与能源企业 Engie 合作开发氢能生产设备，并将共同研发氢动力船舶。今年 7 月，欧洲油轮公司 Euronav 又宣布，将新建 8 艘新的氨动力原油运输货轮，这也是目前全球范围内最早纳入计划的氨动力船舶。另外，根据船级社 DNV 发布的数据，截至今年 8 月，全球总计有超过 550 艘在建或计划建设的 LNG 动力船舶。

原料短缺或成转型瓶颈

《华盛顿邮报》报道称，根据国际航运商会的研究，要满足一艘全球航行的大型集装箱船的能耗需求，需要至少 1 万个动力电池，实际上难以操作，目前的电池技术尚不足以应用于船舶航运业。与此同时，也有业内人士认为，氨燃料虽能够利用可再生电力制得，但大规模应用氨燃料可能存在安全风险，同时也缺乏相对应的港口基础设施，氨燃料使用规模扩大仍存在挑战。

业内普遍认为，从目前情况看，与上述这些技术相比，以生物质为基础的航运替代燃料生产技术相对最为成熟。然而，全球范围内，生物质主要原材料之一的废弃食用油供应却显得有些不足。

马士基首席执行官 Soren Skou 近日在接受采访时表示，在船舶上使用绿色燃料并没有技术难题，

可再生原料稀缺才是行业扩张面临的难题。“我们无法扩大绿色燃料生产，如果我们保持现有的需求增速，在未来 1-2 年内全球废弃食用油就将消耗殆尽。”

据了解，近年来，随着各行业对生物质原料的需求不断走高，生物质原料价格也在不断上涨。Soren Skou 坦言：“对于燃料生产商来说，船舶业未来对绿色燃料的需求将带来一个可观的市场空间。但船运业也需要一个新的能源体系，绿色燃料的可用性是当前行业面临的巨大挑战。”

另外，成本也将是一大挑战。据路透社报道，马士基船舶技术主管 Ole Graa Jakobsen 称，每艘碳中和甲醇燃料船舶的造价约为 1.75 亿美元，与传统化石燃料船舶相比，成本高出 10%-15%。业内普遍预测，继去年船运业“限硫令”生效后，使用清洁替代燃料很可能进一步推高全球船运成本。

本报记者 李丽旻 中国能源报 2021-08-30

农业农村部：推进农业农村节能降碳 助力乡村生态振兴

农业农村节能降碳是农业绿色发展、乡村生态振兴和生态文明建设的重要内容。“十三五”以来，各级农业农村部门贯彻落实党中央、国务院决策部署，聚焦农村生物质能开发利用、农业废弃物资源化利用、化肥农药减量增效等重点工作，深入推进农业农村节能降碳，取得显著成效。

一、推动农村生物质能开发利用

农村沼气基本形成“上游原料收集—中游沼气生产—终端产品应用”的产业链条，全国大型沼气工程保有量达到 7395 处，年产气 14 亿立方米。建设万吨级生物质成型燃料生产示范基地，形成一批生物质锅炉生产安装、成型燃料供应和热力服务的市场主体。推动清洁采暖炉具热效率超过 80%，颗粒物、氮氧化物、二氧化硫等排放指标达到《清洁采暖炉具技术条件》1 级指标要求。形成秸秆打捆直燃、沼气集中供气、生物天然气分布式门站等市场化运营机制，为农村地区提供清洁用能。据统计，2020 年全国生物质发电替代约 7000 万吨标准煤，相当于减排二氧化碳 1.5 亿吨、二氧化硫 570 万吨、氮氧化物 300 万吨。

二、推动化肥减量增效

制定实施《到 2020 年化肥使用量零增长行动方案》，在 300 个县开展化肥减量增效示范，在 233 个重点县开展有机肥替代化肥试点，重点推广智能配肥、侧深施肥、种肥同播、水肥一体化等技术，同时加大微生物肥、缓释肥、水溶肥等新型肥料推广应用。2020 年，有机肥施用面积超过 5.5 亿亩次、测土配方施肥 19.3 亿亩次、机械施肥超过 7 亿亩次、水肥一体化 1.4 亿亩次、配方肥占三大粮食作物施用总量的 60% 以上。

三、推动农药减量控害

印发实施《到 2020 年农药使用量零增长行动方案》，将农药减量控害的主要任务细化到重点区域和主要作物。大力推进病虫害专业化统防统治和绿色防控，在 600 个县建设统防统治与绿色防控融合示范基地，在 150 个县开展果菜茶全程绿色防控试点，重点推广生物防治、理化诱控、科学用药等绿色防控技术。2020 年，全国绿色防控面积近 10 亿亩，专业化统防统治服务组织 9.3 万个，主要农作物病虫害绿色防控覆盖率达到 41.5%。

四、推动秸秆综合利用

因地制宜推进秸秆覆盖还田、翻埋还田、碎混还田和有机肥还田等技术，年度秸秆还田量达到 5.8 亿吨，有力推动了土壤增碳和耕地质量提升。大力推广秸秆固化成型燃料、打捆直燃、沼气/生物天然气、热解气化等技术，全国秸秆燃料化年利用量 5700 万吨，相当于替代 2850 万吨标准煤，可减排二氧化碳 7100 万吨。截至 2020 年底，全国秸秆总量 8.56 亿吨，可收集量 7.22 亿吨，已利用量 6.33 亿吨，秸秆综合利用率超过 87%，形成了农用为主、多元为辅的发展格局。

五、推动畜禽粪污资源化利用

推动出台《关于加快推进畜禽养殖废弃物资源化利用的意见》和《关于促进畜牧业高质量发展的意见》，构建资源化利用长效机制。总结推广 9 种粪污处理技术模式，开展多种形式试点示范。截

至 2020 年底，全国畜禽粪污综合利用率达到 76%以上，规模养殖场粪污处理设施装备配套率达到 97%以上，大型畜禽规模养殖场实现配套粪污处理设施全覆盖。

六、推动农机节能减排

大力推广节能低耗农机装备，积极推动拖拉机配备动力换挡变速箱、负荷传感式液压系统、北斗卫星导航等装置，有效改善了大中型拖拉机的油耗、牵引效率和作业精度。积极推进农机报废更新，印发《农业机械报废更新补贴实施指导意见》，进一步加大耗能高、损失大、污染重的老旧农机淘汰力度。

七、推动生态循环农业发展

印发《建立以绿色生态为导向的农业补贴制度改革方案》、《关于加快发展农业循环经济的指导意见》、《全国农业可持续发展规划（2015-2030 年）》、《种养结合循环农业示范工程建设规划》等文件，强化对生态循环农业的政策指引。2016 年以来，在全国建设了 80 多个国家农业可持续发展示范区，制订《生态农场评价技术规范》，推动在长三角地区先期开展一批生态农场评价试点。

发改委 2021-08-28

生物质发电将迎 25 亿补贴，国家发改委：按照“以收定支”的原则合理确定新增补贴项目装机规模

近日，国家发改委发布《2021 年生物质发电项目建设工作方案》（下称《建设方案》），称 2021 年生物质发电中央补贴资金总额将达到 25 亿元。

北京特亿阳光新能源总裁祁海坤对记者表示：“生物质发电虽然相对于光伏发电和风力发电规模有些滞后，但随着近年来我国经济的快速发展，在相应技术和装备工艺的进步与国家政策的鼓励下，生物质发电的建设规模和增长速度明显加快了很多，尤其是随着农业林业的残存物或废弃物、城市生活垃圾的增多，生物质发电包括沼气开发利用、高效垃圾焚烧处理等对于环境保护和双碳减排措施方面会发挥更加重要的积极作用。国家加大对生物质发电的补贴力度，会使得生物质为乡村振兴带来更多的活力和发展机会，对于农业和农村的现代化建设也会非常有利，新时代下的更干净和整洁的新农村和更现代和高效的新农业也会受益于生物质发电的推动，绿色低碳循环发展经济体系值得期待。”

25 亿中央补贴款

根据《建设方案》，本次生物质发电的中央补贴资金总额为 25 亿元，其中用于安排非竞争配置项目的中央补贴资金为 20 亿元，用于安排竞争配置项目的中央补贴资金为 5 亿元。

这项新的补贴方案是否兼顾到了此前并网的“老人”？

国家发改委在随后发布的政策解读中表示：“安排非竞争配置项目补贴资金的 20 亿元中，尽可能多地纳入 2020 年 1 月 20 日（含）以后全部机组并网但尚未纳入补贴范围的项目。安排竞争配置项目补贴资金为 5 亿元，组织 2021 年 1 月 1 日（含）以后当年新开工项目开展竞争配置。”

在对申报补贴的要求方面，除了对所有申报补贴的项目要求其符合相关法律法规与提交信用承诺书以外，还要求项目本身是已被纳入生物质发电国家、省级专项规划（沼气发电项目除外）之中的项目。

中企资本联盟主席杜猛对记者表示：“我国生物质能发电产业已经达到预期的水平，市场竞争也越来越激烈，大型生物质能发电企业间并购整合与资本运作日趋频繁，为提高这个行业的资源配置效率，对补贴等政策措施进行调整有利于加强扶植力度。”

补贴资金实行央地分担

除了增加中央补贴款以外，本次对生物质发电的补贴还新增了央地分担规则。

按照央地分担规则的规定，2020 年 9 月 11 日（含）以后全部机组并网项目的补贴资金全部实行央地分担，按东部、中部、西部和东北地区确定不同类型项目的中央支持比例，地方则需要通过多

种渠道统筹解决分担补贴资金。地方组织申报前还应承诺将落实生物质发电项目地方分担资金，未作出承诺省份的项目还将被排除在中央补贴范围之外。

值得注意的是，本次中央拨款的比例也随着地区的总体发展程度而改变。

西部和东北地区农林生物质发电和沼气发电项目中央支持比例为 80%，垃圾焚烧发电项目中央支持比例为 60%。中部地区农林生物质发电和沼气发电项目中央支持比例为 60%，垃圾焚烧发电项目中央支持比例为 40%。东部地区农林生物质发电和沼气发电项目中央支持比例为 40%，垃圾焚烧发电项目中央支持比例为 20%。

根据文件要求，在未来的生物质发电补贴中，中央分担部分还将逐年调整并有序退出，逐年增加用于竞争配置的中央补贴规模。鼓励非竞争配置项目参与竞争配置。未纳入 2021 年中央补贴范围的非竞争配置项目，结转至次年依序纳入。未纳入 2021 年中央补贴范围的竞争配置项目，参加次年竞争配置。

而纳入 2021 年中央补贴范围的竞争配置项目，应在 2023 年底前全部机组建成并网，实际并网时间每逾期一个季度，并网电价补贴就会降低 0.03 元/千瓦时。2020 年底前开工的非竞争配置项目，均须在 2021 年底前全部机组建成并网，逾期未并网的项目取消非竞争配置补贴资格，后续则可通过参加竞争配置的方式纳入中央补贴范围。

祁海坤指出，25 亿元补贴资金支配和发放形式，根据不同地区的自然资源禀赋的不同，设置了不同的补贴比例和电价机制，可谓是精心施策和精准化调控管理，既可以避免补贴资金不合理分配造成畸形发展，还可以减少部分地区的补贴资金缺口扩大的问题，有利于促进全国一盘棋下的生物质发电能源行业的可持续、健康发展。

李未来 邢祺欣 华夏时报 2021-08-28

用藻类制造喷气燃料实现碳减排

削减飞机排放的二氧化碳较有希望的技术是利用微细藻类。藻类可以利用二氧化碳生成油，以此作为燃料就能相应削减二氧化碳排放量。

日本新能源产业技术综合开发机构于 2017 年度启动了“生物喷气燃料生产技术开发项目”，计划 2030 年实用化。

一种名为“葡萄藻”的微藻可以吸收大气中的二氧化碳，并通过光合作用生成与目前的喷气燃料成分接近的油脂。日本企业在国内外开设了大规模的试验工厂，正在开发从培养到提取的综合制造技术，大量培养微藻已经成熟，符合生物喷气燃料国际标准的燃料已开始用于飞机。

陈超 科技日报 2021-08-19

太阳能

25 省份提交整县屋顶分布式光伏开发试点方案

今年 6 月 20 日，国家能源局综合司正式下发《关于报送整县（市、区）屋顶分布式光伏开发试点方案的通知》，宣告新一轮光伏支持政策试点正式启动。记者从业内独家获悉，已有 25 个省份提交了整县推进试点方案。在业内看来，这预示着行业格局即将发生重大变化。

据知情人士透露，目前已提交试点方案的 25 个省份中，经济发达省份上报的试点县数量相对较多，平均每省上报的试点县约 20 个。

“据此测算，已至少有 500 个项目在走流程。按照每个县 200 兆瓦的规模计算，500 个县的整县分布式光伏装机规模或超过 100 吉瓦。”上述知情人士说。

根据此前国家能源局公布的试点不审批原则，整县推进方案只需通过省内审批即可实施。

“这还只是第一批。全国有 3000 个县，大致平均算一下，整个市场空间可能在 750 吉瓦的体量规模。”SOLARZOOM 光伏亿家副总裁马弋崴对记者说。

在新能源电力投资联盟秘书长彭澎看来，整县开发模式如果能推广起来，能极大地提高新增光伏的装机量。因为过去整个地面电站每年新增约为 30 吉瓦。只有分布式光伏整县开发能增长到上述规模，才能实现每年平均新增 80 吉瓦的目标。

“这个政策的影响主要体现在几方面：一是分布式光伏发展潜力非常大，是实现双碳目标的重要路径；二是增加了县、区政府对分布式光伏的理解和认知，进一步提升了他们对新能源的接受程度，也增强了市级以下各级基层政府对发展规划的重视；三是打开了央企及国企对分布式光伏的接受程度和发展规划。在此前，央企、国企对分布式光伏的接受程度并不高，发展规模也比较小。”光伏们创始人王超告诉记者。

马弋崴表示，这个方案的作用在于通过碳中和、碳达峰的战略目标，把地方政府、国企、学校、医院等地方上的一些屋顶资源给有效地开发出来。这些主体尽管本身质地较好，但因开发分布式光伏的利益不够大，之前都没得到很好的开发。而有了整县推进方案后，这一问题有望得到较好的解决。“如果做得好的话，未来也可能成为比较优质的资产。”

在马弋崴看来，这三大块资产中比较看好政府和国企、央企以及学校、医院的屋顶资源。而且如果这些屋顶是水泥屋顶的话，还可能安装双面组件，发电量也会更大些。

广州日报 2021-08-17

光伏电池将迈进 10GW 时代，异质结技术赢得未来？

提升电池转化效率、降低发电成本是光伏行业永恒的课题，随着目前主流的 PERC 电池转换效率逼近极限，日前在上海举行的光伏异质结商业化量产论坛上，业内专家认为，相比其他技术路线，异质结电池技术具有更好的转换率和降本空间，同时也更适合与叠瓦技术相结合，在光伏下一代技术之争中，有望未来，随着国内企业和设备商积极布局，到 2022 年国内光伏异质结电池扩产规模将进入 10GW 时代。

下一代技术之争：异质结有望成主流

光伏产业的历史，本身是一部“降本提质增效”的变迁史。光伏行业“前进”的驱动力正是提高转化效率、降低发电成本，伴随技术的不断进步，行业实现能级跃迁、企业经历不断洗牌。

目前市场主流的 PERC 电池转换效率提升接近瓶颈，在业界专家看来，在主要的新技术中，异质结电池的竞争优势明显，数据显示，目前异质结光伏电池的量产转化效率普遍在 24% 以上，这一技术被业内称为下一代商业光伏生产的重要候选技术，甚至被业内公认是未来电池技术的终极解决方案。

与目前市场主流的高效光伏电池 PERC 相比，据介绍，异质结电池核心工艺只有制绒清洗、非晶硅薄膜沉积等 4 个步骤，同时更利于薄片化等众多优势，也为后期的降本提效带来更多的可能性。

不过相对 Topcon 等其他候选技术路线，异质结电池的“门槛”仍不低。尤其是设备和耗材昂贵。“近年来在包括 PERC 电池等技术在传统晶硅电池技术上叠加，企业可以通过改造现有生产线实现新技术的量产，而异质结电池生产设备和常规晶硅电池路线不兼容，需投资建设全新的生产线，推广初期成本较高。”业内专家指出。

“另外异质结电池的银用量也高，不过未来这一点也可能转‘危’为‘机’。”对此，中国科学院电工研究所研究员王文静表示，异质结电池的低温生产工艺也是可以导入铜的工艺，银包铜、电镀铜有可能会成为替代技术，从而大幅减少银浆的用量，但目前这些“想象”仍在实验室。

即将进入 10GW 时代，大规模量产仍需时日

正是看到市场的巨大潜力，众多光伏企业纷纷涌入异质结电池“赛道”。

光储亿家副总裁马戈崑介绍，异质结电池到目前已经实现低成本商业化量产。在华东安徽、浙江和江苏三省都宣布了异质结电池的重点项目，其中安徽华晟 500 兆瓦项目是低成本量产的全球首个重点项目，同时包括华润电力、金刚玻璃等“局外人”也纷纷进入这一领域。

近期，华润电力宣布了建设 12GW 高效异质结太阳能电池及组件制造项目，作为发电企业，华润选择异质结技术路线“自己下场”推动清洁能源的转型，让业界高度关注，有分析预计这一举动可能会改写市场格局。

马戈崑也表示，实际上传统的光伏厂商也在积极介入异质结项目，目前包括通威等厂商也都宣布了相关的项目。“国内宣布的建设产能大约是 50 多 GW，以前建的老产能约 3GW，今年可能新增 3GW，到明年可能就达到 10GW 以上。”王文静预计。

成本以及技术成熟度是异质结光伏电池大规模量产的最主要挑战。“异质结电池的优势是产品的使用端，但现在出货量还不是很大。”安徽华晟电池事业部总经理徐昕表示，相比 PERC 产品，华晟的异质结产品发电超发量已达到 8%，未来成本压缩的潜力还很大。

陈云富 新华财经 2021-08-23

光伏发电进入平价时代，智能化运维降本增效

8 月 25 日，华为数字能源公司首席运营官、华为智能光伏总裁陈国光接受 CCTV-2《经济信息联播》采访（央视新闻标题：《光伏发电进入平价时代，智能化运维降本增效》），介绍了华为智能光伏解决方案关键技术以及对行业加速进入平价时代的价值贡献。

一言以蔽之，就是：“把传统的光伏电站变成智能化的光伏电站，从而可以实现发电量提升 3% 以上，运维效率提升 50% 以上。”

近年来，青海省立足海南州丰富的光照资源和荒漠化土地，围绕清洁能源产业做文章，将其打造成全球最大的 18.6GW 清洁能源基地。

目前，已经建成的 2.2GW 全球单体最大光伏电站位于海南州塔拉滩光伏产业园，占地面积 56 平方公里。相当于 8000 个标准足球场大小的土地上，铺设了 2000 万块光伏电池板，华为智能光伏为该项目提供了 1.6GW 智能组串式逆变器及相关智能化解决方案。

自 2020 年 9 月 26 日并网以来，华为智能光伏因其出色的稳定表现，获得了业主——国家电投集团黄河上游水电开发有限责任公司（以下简称“国家电投黄河公司”）的高度认可。

国家电投青海黄河光伏维检有限公司生产技术部副主任宦兴胜也在节目中为华为智能光伏组串逆变器打 CALL：“利用组串逆变器采集的电流和电压，通过大数据的分析和算法，10 分钟之内可以判断，整个（光伏）组串的一个故障情况。”

智能光伏相比传统光伏最大的不同在于：通过数字技术与光伏技术的融合，不仅整体提升了光伏电站的发电效率，还大幅降低光伏发电成本，进一步使得光伏告别补贴进入平价上网时代、与传统火电竞争成为了可能。

正如国家电投黄河公司董事长谢小平所说的那样：“青海的火电标杆电价是（每度）3.247 角，那么我们现在的光伏电站的上网电价是 2.2 角钱，这个比火电已经低了 1 角钱了。所以目前在青海建设光伏电站，已经进入到了一个平价的时代。（我们）在青海规划了 1 亿千瓦的水风光储清洁能源基地。”

附：陈国光谈智能光伏完整版——

Q:具体来说，什么叫智能光伏？华为在智能光伏业务中主要扮演什么样的角色？目前有哪些成绩进展？

智能光伏就是在传统光伏发电系统中应用更多的电力电子技术和数字技术，将电站设备以及整个系统进行数字化、智能化升级。

比如，把传统逆变器这样一个单一功能的电力转换设备，变成一个集传感、传输、远程控制、

电力变换为一体的智能控制器。不仅是逆变器，包括组件、跟踪支架、箱变等电站的核心设备，全面实现数字化，最终将传统光伏电站变成智能光伏电站，实现发电量提升 3%左右，运维效率提升 50%以上，从而大幅降低光伏发电的度电成本。

截至今年 5 月，华为智能光伏累计全球发货量超过 175GW，每年可生产 2200 亿度清洁电力，相当于 2 个三峡水电站的年发电量，可以减少 1 亿吨二氧化碳排放，相当于种植了 2.2 亿棵树。

Q:智能光伏和传统光伏最大的区别在哪？目前智能光伏的发展情况和未来市场空间如何？

最近十年间行业不断创新，光伏发电已经进入平价上网的时代。未来，智能光伏会在三个方面进一步创新，推动光伏发电成为新型电力系统的主力能源：

一是光伏与储能真正的融合及统一调度管理，光伏电站具备传统发电机的能力，成为一个智能光伏发电机，克服间歇性、波动性的缺陷，真正支撑电网安全稳定运行。

二是 AI 技术应用。系统自行调节发电、储电、用电等模式，实现系统最优化运行，进一步降低发电成本和用电成本。

三是智能化管理和运维。智能光伏能够实现精细化、智能化管理，减少人工投入。比如一个 100MW 的电站，面积相当于 100 多个足球场大小，只是巡检电站里的组件，原来人工需要 2 个月才能完成，在智能光伏电站，只需要鼠标轻轻一点，20 分钟就能完成全部组件的检测。

碳中和带来巨大的发展机遇，未来 30-40 年将是风电和光伏加速倍增的战略机遇期。据有关机构预测，要实现“碳达峰、碳中和”，2030 年和 2060 年风电、光伏装机大概分别要达到 16 亿千瓦和 50 亿千瓦，智能光伏未来市场空间巨大。

Q:为实现光伏更高质量发展，您有何建议？

2021 年上半年，光伏发电新增装机 14.1GW，同比增长 22.6%，其中分布式新增装机同比增长 97.5%。

随着整县推进，屋顶分布式光伏将进入到千行百业、千家万户。以前，光伏和储能电站都建设在偏远的特定区域内，发生事故只影响系统本身，现在，光伏与人们的生产生活更加紧密结合在一起，必须保证人身、财产的安全。

在分布式光伏发展相对成熟的欧美市场，都已经把光伏组件快速关断、直流拉弧检测作为强制标准来执行。因此，我们建议国家尽快出台屋顶分布式光伏安全标准并监督落地执行，促进分布式光伏高质量发展。

中国能源网 2021-08-26

光伏制氢是能源的重大革命，原因为何？

光伏水电解制氢是将太阳能发电和电解水制氢组合成系统的技术，并且有着 40 年的发展历史，被看作是最有前景的制氢方法之一。

光伏发电制氢主要利用光伏发电系统所发直流电直接供应制氢站制氢。光伏直流发电系统相比传统电站减少了逆变和升压的过程，主要设备设施包括光伏组件、汇流箱、支架、基础、接地装置等，光伏组件可根据制氢站输入电压和电流要求进行串、并连配置，从而提高系统效率。

电解水制氢目前技术成熟、设备简单，运行和管理较为方便，制取氢气纯度较高，无污染。

然而，高昂的耗电成本是大多数企业刻意回避水电解制氢的重要原因，但是随着大规模光伏技术的不断进步，以及逐渐低廉的电价，现如今多数地区维持在 0.29 元/千瓦时左右。

并且，根据网络上的不完全统计显示，截至目前，全国处于筹备或建设中的“绿氢”项目已达 30 个。其中，超过 20 个项目选择“光伏+氢”这一技术路线。

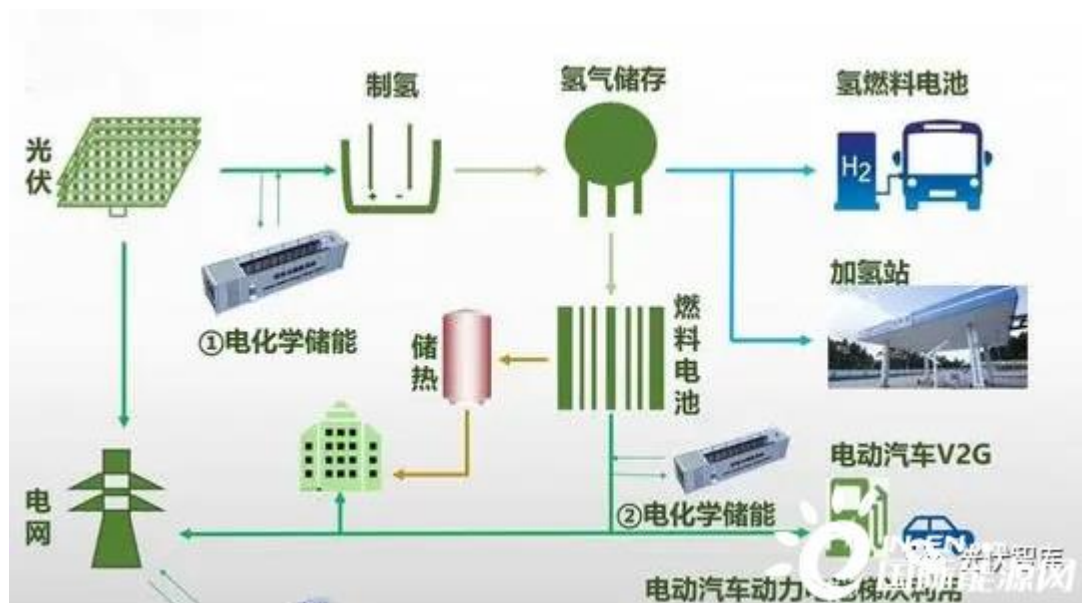
随着一批批项目的落地，光伏装机规模的持续扩张以及发电成本的进一步下降，预计未来光伏制氢将进一步下降，进入发展正循环。

据万联证券预测，到 2025 年，光伏系统度电成本将下降至 0.22 元/千瓦时，在光资源充沛的区

域，光伏制氢电力成本有望达到 0.15 元/千瓦时，带动制氢成本持续降低，扩大产业发展空间。

并且目前，部分企业已经宣布可以实现全离网光伏制氢，实现燃料电池用氢气发电并网、光、储、网多模式混合制氢系统，综合能量管理策略实现，提升制氢设备利用率、碱性电解槽低功率运行数据收集，探究弱功率下，碱液电解槽的适配性能、智能监控系统，实现光伏制氢系统无人值守等。

相信不久光伏制氢的用电成本就会被限制在用户可接受的范围内，使光伏制氢成本低于传统天然气/煤制氢。而大规模的光伏制氢必将成为商用制氢的首选。



“绿色氢气”作为实现气候目标的新兴领域，正成为行业焦点。国际能源署（IEA）署长法提赫·比罗尔表示，当前全球原油经济大幅震荡，“绿色氢气”正在迎来“属于它的时代”。

作为新兴产业，理应获得各国政府的更多支持。和传统的制氢方式相比，“绿色氢气”有几个突出优点——

首先，生产的原材料是“绿色的”，无论是水，还是其他用来发电的可再生能源，整体对环境友好，并且电解水制氢只会生成氢气和氧气，不会产生碳氧化物对环境造成污染；

其次，“绿色氢气”可以解决可再生能源发电过剩、发电间歇性，从而无法满足电网应用需求的困境。

最后，制氢用的原料水是现实生活中最容易获取的资源之一，因此不需要考虑原料的用量问题。业内人士普遍认为，氢气作为重要的工业原料以及清洁燃料，在未来几十年里将形成竞争的格局。

事实上，国际上不少国家已开始对绿色氢气的探索。截止目前，日本、英国、澳大利亚等国家陆续公布了氢能战略。

而欧盟拟定的“绿色协议”中已将“清洁氢气”制定为“优先发展领域”，这一定义包括了天然气制氢以及可再生能源制氢。

光伏发电作为国家鼓励发展的绿色清洁能源，近年装机规模不断增大，但光伏发电具有随机性、波动性、阶段性供电等问题，增加了电网调度的难度。

随着光伏装机规模的不断扩大，光伏发电将面临增加储能的问题，而储能问题正是所有能源问题中最重要的部分之一。

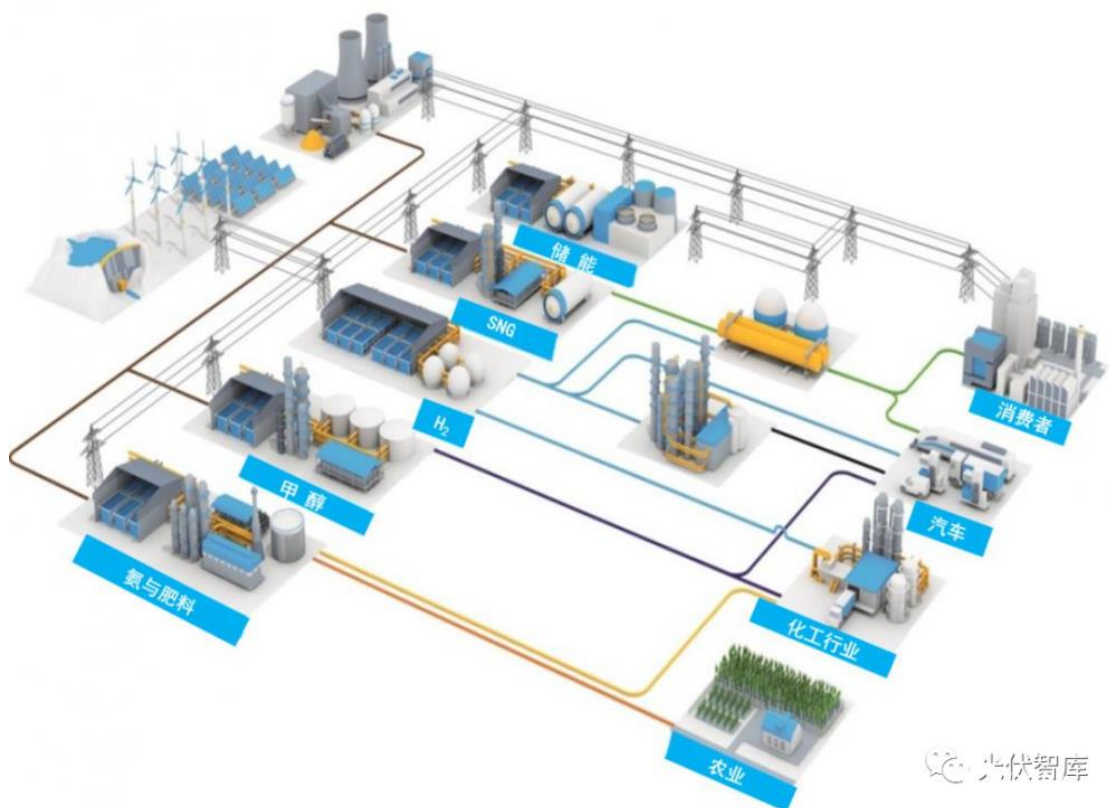
利用清洁能源电力电解技术得到氢气，将氢气存储于高效储氢装置中，再利用燃料电池技术，将存储的能量回馈到电网，或者将存储的高纯度氢气送入氢产业链直接利用。

储能技术让人们的生活得到了更多的保障。当电力系统出现问题时，人们可以利用这些储存起

来的氢保障正常的生活秩序。

南通安思卓新能源有限公司发布了最新开发的全球最大的集装箱式超大容量单槽制氢技术，新设备不仅采用了国际上成本最低的可再生能源光伏制氢技术，而且全套装置仅采用三个集装箱，占地面积远小于国际同行，充分体现了产品在高性能材料和系统集成设计上的优势，克服了采用传统方法不可持续性和不可规模化的瓶颈。

并且设备出厂时已完成几乎全部组装和测试，不需要 2-3 个月的长时间安装，仅需 2 周即可完成安装。全自动化设备，实现 24x7 无人值守。而且可适用于苛刻环境，可在最低-40℃ 环境中运行，无需搭建 A 级防火厂房，可直接部署。



氢能源在中国还处于萌芽阶段，但是在海外市场，已占据了非常重要的商业布局。

全球已有约 70 个在建中的绿氢项目，其中 GW 级项目 22 个，主要分布在欧洲（11 个）和澳大利亚（7 个），中东和南美也有巨大潜力。

从绿氢产能来看，全球规划中的 GW 级绿氢项目产能合计 144.1GW，其中欧洲和澳大利亚占了接近 93%，处于领先。

按照之前欧盟提出的 2024 年电解槽规模达 6GW、2030 年达 40GW 的目标来看，现有规划中的绿氢项目如能顺利投产则将大幅超额达标。

其中，德国将有望成为最大的氢气消费国之一。德国目前的战略草案是计划到 2030 年，清洁氢占德国工业用氢总量达 20%，德国未来将拥有安装 5GW 电解槽的能力。

到 2026 年，德国相关领域投资将超过 14 亿欧元。德国工业联合会（BDI）称，发展氢能经济将是德国工业重中之重。该国除了在欧洲各国布局以外，也积极规划从中东、北非和澳大利亚等地区调用外部氢源，以满足未来氢气需求。

太阳能制氢，实现了可再生能源生产清洁能源，并可以有效地消纳光伏发电，实现两种重要新能源之间的有效结合应用。

随着光伏发电和电解水制氢技术的不断发展，成本的逐渐降低，太阳能制氢将能逐渐满足商业化的要求，多数专家认为太阳能制氢或会成为我国能源安全和能源结构调整的又一生力军。

今年的7月份，在欧盟宣布碳中和计划之前，已有30多个国家宣布碳中和目标，包括墨西哥、马尔代夫等，此后中国、日本、韩国接连提出碳中和目标。全球重要的经济体，也就是占全球GDP75%、占全球碳排放量65%的国家开始碳中和。

中国承诺在2030年前，二氧化碳的排放将不再增长，达到峰值之后会逐渐减下去；而到2060年，针对排放的二氧化碳，中国会采取植树、节能减排等各种方式全部抵消掉，因此发展氢能产业是一项关乎国家完成碳中和的大事。

我国可再生能源资源充足，也有大量的副产氢资源，相关市场规模宏大，氢能产业有着广阔发展空间。

因此，发展氢能产业，不仅可促使我国减少油气对外依赖，提高能源安全水平，减少大气污染排放，改善生态环境，建设清洁时代美好家园，还能带动能源科技创新、能源结构调整、能源体系变革和再生资源高效开发利用，对我国能源体系的高质量发展、高能耗产业清洁转型、高端装备制造以及汽车等产业创新发展，都具有重大战略意义。

光伏智库 2021-08-16

建筑光伏一体化扩展智能应用场景

在碳达峰、碳中和目标下，贴着“碳排放大户”标签的建筑业如何实现碳中和备受关注，建筑光伏一体化（即 Building Integrated Photovoltaic，简称 BIPV）迎来风口，应用场景逐步扩展。然而，记者调研发现，BIPV 的大规模推广仍需迈过缺乏标准、产业链不完善、成本较高三道坎，行业发展还需要政府、企业、科研院所等相关部门多方协同，完善行业生态。

BIPV 迎来风口

建筑业是名副其实的“碳排放大户”。通过让幕墙、屋顶等建筑构件成为发电单元，BIPV 已成为建筑减碳的关键技术之一，并受到政策关注。今年3月，工信部办公厅等六部门出台《关于开展第二批智能光伏试点示范的通知》，将建筑光伏一体化应用项目（BIPV）列入优先考虑的范围；今年6月，国家能源局综合司下发《关于报送整县（市、区）屋顶分布式光伏开发试点方案的通知》，拟在全国组织开展整县（市、区）推进屋顶分布式光伏开发试点工作。多位业内人士表示，这将为 BIPV 行业带来重大利好。

光伏技术快速发展和成本大幅下降也为建筑光伏一体化提供了落地条件。中国光伏行业协会副秘书长兼新闻发言人刘译阳介绍，过去十年来，光伏发电的成本降低到了原来的5%。隆基绿能科技股份有限公司副总裁李文学说，今年全球招标的（光伏发电）最低电价约1美分一度电，折合成人民币一度电不到7分。

在“双碳”目标下，BIPV 应用场景不断扩展，项目加速落地。陕西汤姆森电气科技有限公司原有的厂房屋顶使用年限较长，运维费用越来越高，面临更换。该公司总经理张连营说，考虑到光伏组件成本下降，且能“自发自用、余电上网”，企业在2020年7月份开始开展 BIPV 改造，项目总装机容量226千瓦，所发电量可以满足厂房60%的用能需求，预计5年多能收回投资成本。

无独有偶。今年5月28日，广西首座碳中和加油站——中国石化广西石油百色六华加油站光伏发电项目正式投运。该加油站采用建筑光伏一体化光伏组件，整体设计、整体施工。经测算，该站年发电量可达9.1万度，除加油站自用外，每年约有1万多度余电并入电网。

“我们发现有很多可以和光伏结合的 BIPV 应用场景，例如工业厂房屋顶、家庭户用光伏、建筑立面、玻璃幕墙等。尤其是工业厂房的屋顶，具有大范围推广的价值，一是工业厂房面积大；二是相对于建筑立面，屋顶可以有较好的倾角，光电转化率高。”隆基新能源有限公司董事长唐旭辉说。

作为光伏行业龙头，依靠光伏全产业链的优势，隆基股份从2018年开始筹备建筑光伏一体化。今年4月21日，隆基股份与森特股份部分股东完成股权过户手续，隆基股份成为森特股份的第二大股东，双方将结合各自优势，共同推动建筑光伏一体化技术创新和场景扩展。

保定嘉盛光电科技股份有限公司从 2007 年就开始探索建筑光伏一体化项目，已累计为全球近百座建筑提供 BIPV 解决方案。公司总经理张翼飞预计，未来 5 年，我国新建绿色建筑和旧城改造合计面积将超过 100 亿平方米。如果仅把其中的 10%用于推广建筑光伏一体化项目，能实现新增光伏装机 150 吉瓦。

还需跨过几道坎

尽管落地项目增多，但记者调查发现，相对在现有建筑上加装光伏发电系统的方式（即 Building Attached Photovoltaic，简称 BAPV），BIPV 的市场占有率仍然较低，在推广应用面临多重障碍。

首先，标准不完善。多位业内专家表示，在光伏建筑的设计、施工阶段，需要考虑的因素非常多，亟须统一的规范和标准。建筑光伏一体化建材，虽本质上属于建材，但又与建材有区别，因此需要一整套全新的行业标准来对产品技术做出相关规定。

其次，产业链不完善。自然资源保护协会中国城市项目主任潘文明认为，目前，建筑光伏一体化可选择的产品有限，应用案例较少，安全、防水等各种性能还有待市场考验。未来装配式建筑会有很大的发展空间，也更方便跟光伏组件相结合，但目前整个产业链尚不完善，产业生态还没有搭建好，大面积的推广依赖标准化的实现。

最后，成本上不具优势。尽管 BIPV 使更多的建筑构件成为发电单元，扩展了光伏建筑的应用场景，但从成本上考虑，BAPV 更具优势。“BAPV 发展较早，技术路线清晰、施工简单并且市场相对完善，而 BIPV 则复杂得多。”潘文明说。

“以光伏幕墙为例，相较于普通玻璃幕墙，每平方米投资成本将增加 700 至 800 元。虽然这部分成本能够通过绿建补贴、光伏发电卖电收益、碳减排交易这三部分收益逐年收回，并带来后续稳定的长期收益，但初始投资成本增加，影响企业应用的积极性。”张翼飞说，目前主要是在新建项目中推广建筑光伏一体化，旧房改造、旧城改造中应用较少，原因在于原有建筑在规划设计之初没有预留光伏建筑材料的应用空间，项目改造成本较高。

业内人士也指出，尽管建筑光伏一体化的初始成本更高，但目前光伏组件的使用年限一般在 25 年，而普通屋顶的使用年限为 10 年左右，到期将面临修补、更换等诸多问题。从建筑的整个生命周期来看，BIPV 更具优势。

完善产业生态

多位业内专家表示，建筑光伏一体化的推广需要建立在大规模应用的基础上，减少定制化产品，采用模块化产品，用市场规模效应摊薄产品成本。实现大规模的应用，还需要政府、企业、科研院所等相关部门多方努力，完善行业生态。

首先，完善相关标准，加大政策支持力度。唐旭辉认为，行业亟须完善光伏建筑的相关标准，为建筑光伏一体化项目的设计施工提供依据。潘文明建议，政府应制定更长期的规划和发展目标，向市场释放长期向好的信号，也有利于资金投入研发，降低企业成本。张翼飞建议，对现有建筑开展建筑光伏一体化改造提供更大力度的容积率补贴、财政补贴和电价补贴等。

其次，多方发力完善产业生态，进一步提高建筑光伏一体化项目的经济性。唐旭辉表示，BIPV 是一个多领域融合的新兴产业，行业发展需要各方的相互支持，共同推动光伏应用场景的拓展和关键技术领域的研发。业内人士表示，降低光伏建筑材料成本既需要光伏电池片、玻璃、逆变器等技术的进步，也需要建筑设计安装等企业的积极参与，协同发力降低产品成本。

业界已经有所行动。日前，中国绿色供应链联盟光伏专委会联合部分科研院所、地方政府、企业共同发布了《推动建筑光伏一体化产业高质量发展联合倡议》，号召智库机构、科研院所、专业院校及参与企业共同开展跨领域研发，建立从技术研发、标准制定到产品应用的完整生态链。

此外，目前建筑光伏一体化项目普遍规模小、发电量少，基本不存在余电上网问题。今后走向产能建筑，将不可避免地涉及储能、余电上网、隔墙售电等问题。业内人士建议相关部门开展课题研究，加强政策引导和支持力度，加快推进近零能耗建筑、正能源建筑项目的示范。

李亨 安娜 陈云富 经济参考报 2021-08-26

宁夏风能太阳能资源丰富 新能源产业发展走在全国前列

记者从第五届中阿博览会“中阿能源合作高峰论坛”新闻发布会上获悉，宁夏地处中国西北腹地，地势海拔高、日照时间长，辐射程度强，风能、太阳能资源丰富，2012年被国家能源局确定为全国首个新能源综合示范区。近期风电技术可开发量约5200万千瓦，光伏发电近期发展潜力约5400万千瓦，宁夏新能源产业发展已走在全国前列，为全国清洁能源发展发挥了示范作用。

发展规模持续扩大

宁夏率先以省为单位整合风光资源、土地、电网接入等条件，规划布局建设10个大型风电场和11个光伏园区，推进风电、太阳能光伏项目规模化、集约化、园区化开发，目前风电、光伏发电装机分别达到1384万千瓦、1240万千瓦，分别比2012年增长了5.2倍和23.4倍。风光电占电力装机比重达到44%，占全区发电量比重达到20%，居全国前列。

利用效率逐步提升

2020年非水电可再生能源电力消纳比重达到21.4%，连续多年居全国前列；新能源利用率达到97.6%；依托两条直流外送通道推进风光火打捆外送，非水可再生能源外送电量由2016年的8.45亿千瓦时增长至2020年的114亿千瓦时，年均增长92%；电网新能源发电电力多次超用电负荷，成为我国首个风电、光伏发电出力超过地区全网用电的省级电网。

推进应用领域多元化

宁夏建成中卫百万光伏沙漠电站，宝丰农光互补、贺兰通威渔光互补、闽宁镇光伏设施农业等“光伏+”生态、农业、旅游等综合发展。积极推进新能源智能微电网、分散式风电、分布式光伏市场化交易试点项目，探索新能源就地消纳新模式。

建设可再生惠民工程

宁夏实施11.87万千瓦村级光伏扶贫电站，助力26336户建档立卡贫困户脱贫摘帽。实施了固原市544所村卫生室冬季光伏供暖工程，开展了平罗、彭阳县非集中供热区域可再生供暖试点，金凤区光伏供暖试点，为可再生清洁供暖探索有效途径。全区农村阳光沐浴工程圆满收官，成为全国首个乡村农户太阳能热水器全覆盖省（区）。

完善改革创新体制机制

宁夏创新开展全国首个风电项目竞争配置工作。加强电网规划与新能源规划有效衔接，引入新能源超短期预测、输电断面稳控、风光火有功协调等先进电网技术，深挖“发、输、变”潜力。建立新能源优先调度机制，鼓励新能源企业参与电力市场化交易，开展区内及跨区交易、置换、辅助调峰交易、火电机组深度调峰、自备电厂替代等机制创新。

提高制造水平和技术

宁夏推进新能源全产业链制造水平提升，形成多晶硅、单晶硅棒、硅片、单晶电池和组件的光伏制造全产业链。截至目前，我区单晶硅棒产能达到41GW（约占世界单晶硅棒产能1/6，占全国产能的25%），单晶硅片产能26GW，电池片产能10GW，组件产能1.5GW，风电整机组装能力135万千瓦，塔筒、叶片、减速器等配套能源较强。

宁夏新闻网 2021-08-16

农村屋顶光伏——实现低碳发展的突破口

“二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和”是我国的目标承诺。而实现双碳目标，其中心任务正是以可再生电力为基础的零碳能源替代目前以化石能源为基础的碳基能源。可以预见的是，风电、光电将是未来可再生电力系统中最主要的电源，在未来电力系统中容量将占80%以上，发电量将占60%左右。

然而，在我国大力发展风电和光电，目前尚存在难点。一是安装空间。根据测算，新增60亿千

瓦的风电光电装机就需要 1 亿亩土地。二是有效消纳。与火电不同，风电和光电不易调控，其变化与用电需求不一致，如何协调电源与电负荷的关系，从而有效消纳其发电量，是目前风电和光电发展的关键。

反观我国广大的农村地区，能源需求旺盛，但存在较大的减碳减煤空间，亟待清洁能源转型。相关数据显示，2019 年我国农村散煤用量约 1.4 亿吨，占全国非工业散煤的 90% 以上，是减煤减碳的重点之一。将燃煤、柴油、秸秆等作为主要能源直接燃烧，也成为大气等环境污染的重要原因。结合以上两方面因素，笔者认为，在我国农村建设以屋顶光伏为基础的农村新型能源系统，将可能成为破解风电光电发展困境、助力农村经济社会发展的一条有效路径。

什么是基于屋顶光伏的农村新型能源系统？即在自然条件适合的地区，充分利用各家农户的闲置屋顶空间，发展以光伏发电为核心的新型直流微网，为农村生产生活全面提供能源。同时，可将剩余电力及加工成型或气化的生物质能源向城市输出，成为产粮区新的经济来源。

经测算，每户屋顶若安装 20 千瓦以上的光伏，全年发电量就可超过 2 万千瓦时，可满足一户包括冬季采暖(50 平方米主要房间采暖)和炊事在内的全部生活用电和各类交通工具充电，还可剩余接近 1 万度电力用于农业生产和农副产品加工，剩余电力还可以在合适时段上网。此外，通过建设村级直流微网和公用蓄电池，还可实现户间电量的相互流通和补充。农村各类带有蓄电能力的用电装置和多数负载可按照需求响应用电的模式，从而使屋顶光伏电力的大部分有效消纳，剩余部分经过村级直流微网的整合后上网，也转变成可调可控的优质电源。

在这样的模式下，农村新型能源系统将实现生产生活和交通用能的全面电气化，农村大气环境有望彻底改观。从建设成本上看，上述配置包括村级公共部分，每户折合投资 10 万元左右，公共用电和上网送电的全年收入除支付运维管理费外，还可实现全部初投资的分期还本付息，从而使农户用电全部免费。同时，通过银行低息贷款就可以解决工程投资来源的问题。

那么，我国到底有多少农村屋顶可以利用？根据清华大学与原国土资源部卫星信息研究所的合作调查计算，我国乡村各类屋顶可安装光伏发电装置约 20 亿千瓦，全年可发电量接近 3 万亿千瓦时，占到我国 2019 年全年总用电量的 40%，更将达到规划中的我国零碳电力系统中光伏发电总量的 60%。未来，随着城镇化进程的推进，我国农村人口可能会有所下降，但农村建筑及屋顶的规模并不会减少，可安装光伏的规模也会稳定在这一水平。

由此可见，农村屋顶光伏无论在电量供应还是容量调节上，都可对未来的零碳电力系统起到重要作用——除能满足农村生产生活和交通用能外，还能为电网提供容量为 8 亿千瓦、电量为 1 万亿千瓦时的可调电源，有助于实现电力系统的灵活和稳定。因此，尽早尽快发展以农村屋顶光伏为基础的新型能源系统，不仅有利于乡村振兴，也对我国构建以新能源为主体的新型电力系统、尽早实现电力零碳具有至关重要的作用。

需要强调的是，在“碳达峰碳中和”目标指引下，建设以屋顶光伏为基础的农村新型能源系统也将成为我国新型电力系统建设的突破口。能源系统低碳转型将促使我国现有电力系统产生一系列革命性变化——电源将由集中式转为集中与分布相结合；电网将由目前的单向受电转为双向有源；电力的供需关系由目前的“源随荷变”转为“荷随源变”；电网的稳定性由依赖集中电源的惯性转为依靠分布式蓄电等。这些变化既关乎基础研究和技术研发，又涉及电力政策、定价机制的调整，更需要用电方式的适应和新用电文化的建立。在保证用电安全、社会稳定和经济持续发展的前提下完成新型电力系统建设，将是一场有待深入探索的电力技术与用电文化的革命。

对于我国中东部农村地区而言，目前电力系统的建设还相对落后，农村电网增容改造正在规划和进行中。笔者认为，若按照以屋顶光伏为基础的模式重新规划这些地区的电力系统，将增容改造资金用来投入这一新方式的改造，或可减少屋顶光伏系统建设的资金压力。同时，由集中式向分布式电力系统的改造，也不会对农村的经济社会活动带来过多干扰。而由于农村地区电力市场仅占我国电力市场的很小比例，与新型电力系统相呼应的电力政策与机制的改革在农村的先行先试，将不会对整个电力市场形成冲击，因此在该地区进行探索试点将可能为后续电力系统的改革提供可参考

的借鉴。

如此，以屋顶光伏为基础的农村新能源系统建设，或将是我国建设新型电力系统的突破口。这既是建设社会主义新农村、实施乡村振兴战略的重要组成部分，也有望成为实现我国低碳发展、完成电力系统革命可迈出的第一步。

光明日报 2021-08-28

焦点访谈：光伏是碳中和重要途径！住建部：将全面强制推动超低能耗建筑！

本周是全国节能宣传周。昨天，是全国低碳日，今年的主题是“低碳生活，绿建未来”。

配合宣传周主题活动，CCTV1台《焦点访谈》播出了专题为《能耗超低，建筑变绿》节目。

现在，我国的超低能耗建筑已经来到了一个新的起点上。这是因为我国已经承诺，力争在2030年前二氧化碳排放达到峰值，2060年前排放的二氧化碳要采取多种方式全部抵消掉，要实现这两个目标，意味着我们将来的生产、生活方式都要发生深刻的变化。在我国碳排放总量中，建筑的建造和运行要占到将近四成，控制和降低建筑领域的能耗和排放，对于实现减排目标至关重要，减少建筑耗能，发展绿色建筑，促进行业低碳转型已然成为建筑领域实现“碳达峰、碳中和”目标的重头戏。

太阳能是碳中和的主要路径之一

中国建筑科学研究院建筑环境与能源研究院院长、中国可再生能源学会常务理事、热利用专委会主任委员、全国工程勘察设计大师徐伟研究员解读超低能耗建筑技术，指出太阳能是减少化石能源消耗，实现建筑碳达峰碳中和的主要路径之一。

徐伟指出，超低能耗建筑采用高性能门窗，良好的保温隔热技术使建筑围护结构做到高性能，减少建筑用能，再通过大幅度提升建筑用能系统的效率，利用太阳能等可再生能源做好开源，直接给建筑供能，有效减少化石能源的消耗，减少碳排放。在我国碳排放总量中，建筑的建造和运行占有很大比重，控制和降低建筑领域能耗和排放对于我国实现碳达峰和碳中和至关重要。住房和城乡建设部正在推动在适宜的气候区全面强制建设超低能耗建筑，编制城乡建设领域的碳达峰实施方案，助力统筹推进节能减排工作。

住建部：制定强制性标准，推动超低能耗建筑

在访谈中，住房和城乡建设部标准定额司司长田国民表示：住建部下一步将制定强制性标准，不断提高建筑节能水平，在适宜的气候区，全面强制推动超低能耗建筑。同时，通过制定《城乡建设领域碳达峰实施方案》，统筹推进节能减排工作，为我国实现双碳目标做出积极贡献。

两个月前，住建部曾联合15部门发布《住房和城乡建设部等15部门关于加强县城绿色低碳建设的意见》，其中也明确表示：提升建筑屋顶光伏比例，推广分布式光伏、智能光伏应用！

多项利好政策颁布，光伏建筑迎来春天

随着碳达峰目标的逐步推进，利好光伏建筑的政策频出。6月20日，国家能源局的整县推进政策，通知指出：党政机关建筑屋顶总面积可安装光伏发电比例不低于50%；学校、医院、村委会等公共建筑屋顶总面积可安装光伏发电比例不低于40%；工商业厂房屋顶总面积可安装光伏发电比例不低于30%；农村居民屋顶总面积可安装光伏发电比例不低于20%。明确规定了各建筑屋顶类型应安装光伏的比例。据机构预测，此次政策预计带来713GW的光伏装机。

近日有消息称，全国已有25个省份先后报送了约500个县的试点方案，按每个县200MW规模计算，仅500个县新增分布式光伏装机规模或超100GW。

在碳达峰、碳中和的总目标指引之下，各地正在从支持超低能耗建筑着手积极制定相关的目标。北京、上海、河北等地也从资金奖励、容积率奖励、支持商品房开发等多种方式鼓励超低节能建筑的开发建设。

光伏建筑前景向好

随着超低能耗建筑的普及，光伏建筑也被越来越多人青睐。小盒子此前就报道过多个超低能耗

建筑利用光伏来作为能源供给的案例，不仅美观、清洁，还能节省电费。

建筑物的立面和屋顶是光伏发电的理想安装场景，光电建筑的发展得益于光伏发电材料的发展和零能耗节能建筑的需求，是建筑行业未来发展的必然趋势。比如，与屋顶结合、与遮阳结合、与墙面结合、与围栏结合、与农业温室结合等，可以形成光伏屋面、光伏瓦屋面、光伏采光顶、光伏幕墙、光伏屋檐、光伏雨篷、光伏长廊等众多创新的应用场景。

在碳中和目标的推进下，未来，将会有更多的人住进既舒适又节能的高品质住宅。

索比光伏网 2021-08-31

全球水上光伏发展迅速

据韩国能源经济研究院出版的《水上光伏海外普及动向和启示》，全球范围内水上光伏装机规模自2017年快速发展，2018年达到1.3GW，2019年达到2.4GW。市场分析机构惠誉解决方案预测称，2025年全球水上光伏新装机容量将达到10GW。

彭博社对韩国、中国、泰国、越南、老挝、印度、希腊、荷兰、日本、菲律宾、印度尼西亚、中国台湾等12个国家和地区调查结果显示，今年1月，启动或计划启动的水上光伏装机约为15.5GW。其中，中国和韩国装机规模均为3.7GW，排名第一。目前在运水上光伏，中国为1400MW，韩国115MW，日本190MW，越南为118MW。

今年7月，韩政府下调了水上光伏的可再生能源认证(REC)权重值，其中，规模为100kw以上的权重值从1.5降至1.4，3MW以上的权重值从1.5降至1.2。报告分析，水上光伏REC权重值的下降将导致企业投资萎缩，建议政府应积极利用水上光伏，制定切实可行的清洁能源政策。

韩联社 2021-08-24

苏州“上新”太阳能移动水站

能“走”会“看”可“报警”，江苏省苏州市近日“上新”一款低碳环保的水环境监测“新式武器”——太阳能移动水站。它既能实现360°全方位移动监测，还能实时预警。强大的监测监控一体化功能浓缩在一个“小房子”中。

记者了解到，太阳能移动水站是一款利用太阳能，灵活结合溯源指标增减实现水环境监测监控一体化的“数字环保”设备，能够实时、全过程、不间断地对水体进行监管，以更加精细和动态的方式实现水环境管理。

那么，这个太阳能移动水站到底有哪些招数能够让水污染无处遁形？

有别于传统水质监测系统，太阳能移动水站能够实现水质超标实时预警，通过科学监测追根溯源，为区域水污染防治提供决策支撑。水站安装到位后，将实时更新水质监测站点数据，使工作人员及时掌握最新水质状况。一旦某个监测因子指标达到上限或现场发生异常时，水站将实时自动报警，监测站及相关部门能够立即收到通知。

同时，水站精准定位、寻根溯源，能快速有效地锁定水质超标的原因。这样一来，工作人员能够第一时间对症下药，不断提升水污染治理能力和治理效率，助力打好碧水保卫战。

众所周知，传统监测站一般为固定场所，其位置受周边地理环境限制。而太阳能移动水站无需依靠外界供电系统，可以根据实地情况灵活机动调整点位，站房拆装便利，仅用两天即可完成建设并投入试运行。此外，移动水站外形简洁大方，功能多样，甚至能成为景观点的遮阳避雨棚。

李莉 中国环境报 2021-08-20

新加坡首个大型浮体光伏项目启用

在郁郁葱葱的树木环绕中，蔚为壮观的 12 万余块太阳能光伏板在广阔的水面上铺陈开来，时而有小船穿行其间，进行巡查和维护工作。

这里是新加坡的腾格水库。由中国能源建设集团山西省电力勘测设计院有限公司总承包建设的新加坡首个大型浮体光伏发电项目——胜科腾格浮体太阳能发电厂（以下简称“腾格太阳能发电厂”）就坐落于此。日前，新加坡总理李显龙在出席项目投运开幕式时强调：“这标志着新加坡在推动环境可持续性方面迈出了一大步”。

腾格太阳能发电厂从 2020 年下半年开始建设，到完工历时不到一年。项目的开发商和投资方新加坡胜科工业的综合解决方案总监陈如明表示，疫情期间，尽管项目面临供应链中断、人员派驻困难等重大挑战，但双方携手优化施工流程，制定应急计划，努力提高施工效率，克服了一个又一个困难。例如，通过科学的施工组织、创新设计安装工具，太阳能电池板的组装效率提高了 50%。

腾格太阳能发电厂占地 45 公顷，总装机容量达 60 兆瓦，是世界上最大的内陆浮体太阳能发电厂之一。据了解，腾格太阳能发电厂每年生产的电能可以满足 1.6 万个四居室组屋的用电需求，也可以为新加坡 5 家水处理厂提供电力，解决新加坡公用事业局每年 7% 的能源需求。这相当于每年减少约 3.2 万吨的碳排放量，是近 7000 辆汽车年碳排放量的总和。

太阳能是新加坡最重要的可再生能源之一。有限的土地面积限制了新加坡建设太阳能发电厂。腾格太阳能发电厂的成功运营，表明新加坡的水库等大面积水域均可以实现集水和发电的双重目的，从而扩大光伏发电的建设规模。李显龙表示，到 2030 年，新加坡太阳能装机容量将达到 2 吉瓦峰值。浮体太阳能发电厂将有助于新加坡克服自身的条件限制。希望该项目能推动新加坡的太阳能和可再生能源产业发展，为在新加坡以及该地区建设更多此类设施铺平道路。

新加坡的用水量预计在 2060 年翻倍，需要更多能源来处理水。该项目的发包方新加坡公用事业局总裁黄裕喜说，得益于腾格太阳能发电厂，新加坡在水处理过程中实现能源可持续性方面取得了重要进展。

腾格水库是新加坡的主要饮用水源地。为了减少对水库水质、动植物群的影响，从施工机具和材料的选择到对现场水质情况和生物多样性的监测，从对各种原料的核验到施工过程中的噪声控制，施工方在每个环节都精心设计，生态保护理念贯彻始终。项目完工后，腾格水库所在地的环境及生态数据，较施工前并未发生明显变化。

陈如明表示，新加坡和中国都制定了脱碳目标，期待新中在创新技术、金融投资和技术培训方面有更多的跨界合作，以推动地区清洁能源的发展。

刘 慧 人民日报 2021-08-16

为什么说光伏制氢是能源革命的重头戏？

光伏水电解制氢是将太阳能发电和电解水制氢组合成系统的技术，并且有着 40 年的发展历史，被看作是最有前景的制氢方法之一。

光伏发电制氢主要利用光伏发电系统所发直流电直接供应制氢站制氢。光伏直流发电系统相比传统电站减少了逆变和升压的过程，主要设备设施包括光伏组件、汇流箱、支架、基础、接地装置等，光伏组件可根据制氢站输入电压和电流要求进行串、并连配置，从而提高系统效率。

电解水制氢目前技术成熟、设备简单，运行和管理较为方便，制取氢气纯度较高，无污染。

然而，高昂的耗电成本是大多数企业刻意回避水电解制氢的重要原因，但是随着大规模光伏技术的不断进步，以及逐渐低廉的电价，现如今多数地区维持在 0.29 元/千瓦时左右。

并且，根据网络上的不完全统计显示，截至目前，全国处于筹备或建设中的“绿氢”项目已达 30 个。其中，超过 20 个项目选择“光伏+氢”这一技术路线。

随着一批批项目的落地，光伏装机规模的持续扩张以及发电成本的进一步下降，预计未来光伏制氢将进一步下降，进入发展正循环。

据万联证券预测，到 2025 年，光伏系统度电成本将下降至 0.22 元/千瓦时，在光资源充沛的区域，光伏制氢电力成本有望达到 0.15 元/千瓦时，带动制氢成本持续降低，扩大产业发展空间。

并且目前，部分企业已经宣布可以实现全离网光伏制氢，实现燃料电池用氢气发电并网、光、储、网多模式混合制氢系统，综合能量管理策略实现，提升制氢设备利用率、碱性电解槽低功率运行数据收集，探究弱功率下，碱液电解槽的适配性能、智能监控系统，实现光伏制氢系统无人值守等。

相信不久光伏制氢的用电成本就会被限制在用户可接受的范围内，使光伏制氢成本低于传统天然气/煤制氢。而大规模的光伏制氢必将成为商用制氢的首选。

“绿色氢气”作为实现气候目标的新兴领域，正成为行业焦点。国际能源署（IEA）署长法提赫·比罗尔表示，当前全球原油经济大幅震荡，“绿色氢气”正在迎来“属于它的时代”。

作为新兴产业，理应获得各国政府的更多支持。和传统的制氢方式相比，“绿色氢气”有几个突出优点——

首先，生产的原材料是“绿色的”，无论是水，还是其他用来发电的可再生能源，整体对环境友好，并且电解水制氢只会生成氢气和氧气，不会产生碳氧化物对环境造成污染；

其次，“绿色氢气”可以解决可再生能源发电过剩、发电间歇性，从而无法满足电网应用需求的困境。

最后，制氢用的原料水是现实生活中最容易获取的资源之一，因此不需要考虑原料的用量问题。

业内人士普遍认为，氢气作为重要的工业原料以及清洁燃料，在未来几十年里将形成竞争的格局。

事实上，国际上不少国家已开始对绿色氢气的探索。截止目前，日本、英国、澳大利亚等国家陆续公布了氢能战略。

而欧盟拟定的“绿色协议”中已将“清洁氢气”制定为“优先发展领域”，这一定义包括了天然气制氢以及可再生能源制氢。

光伏发电作为国家鼓励发展的绿色清洁能源，近年装机规模不断增大，但光伏发电具有随机性、波动性、阶段性供电等问题，增加了电网调度的难度。

随着光伏装机规模的不断扩大，光伏发电将面临增加储能的问题，而储能问题正是所有能源问题中最重要的部分之一。

利用清洁能源电力电解技术得到氢气，将氢气存储于高效储氢装置中，再利用燃料电池技术，将存储的能量回馈到电网，或者将存储的高纯度氢气送入氢产业链直接利用。

储能技术让人们的生活得到了更多的保障。当电力系统出现问题时，人们可以利用这些储存起来的氢保障正常的生活秩序。

南通安思卓新能源有限公司发布了最新开发的全球最大的集装箱式超大容量单槽制氢技术，新设备不仅采用了国际上成本最低的可再生能源光伏制氢技术，而且全套装置仅采用三个集装箱，占地面积远小于国际同行，充分体现了产品在高性能材料和系统集成设计上的优势，克服了采用传统方法不可持续性和不可规模化的瓶颈。

并且设备出厂时已完成几乎全部组装和测试，不需要 2-3 个月的长时间安装，仅需 2 周即可完成安装。全自动化设备，实现 24x7 无人值守。而且可适用于苛刻环境，可在最低-40℃ 环境中运行，无需搭建 A 级防火厂房，可直接部署。

氢能源在中国还处于萌芽阶段，但是在海外市场，已占据了非常重要的商业布局。

全球已有约 70 个在建中的绿氢项目，其中 GW 级项目 22 个，主要分布在欧洲（11 个）和澳大利亚（7 个），中东和南美也有巨大潜力。

从绿氢产能来看，全球规划中的 GW 级绿氢项目产能合计 144.1GW，其中欧洲和澳大利亚占了

接近 93%，处于领先。

按照之前欧盟提出的 2024 年电解槽规模达 6GW、2030 年达 40GW 的目标来看，现有规划中的绿氢项目如能顺利投产则将大幅超额达标。

其中，德国将有望成为最大的氢气消费国之一。德国目前的战略草案是计划到 2030 年，清洁氢占德国工业用氢总量达 20%，德国未来将拥有安装 5GW 电解槽的能力。

到 2026 年，德国相关领域投资将超过 14 亿欧元。德国工业联合会（BDI）称，发展氢能经济将是德国工业重中之重。该国除了在欧洲各国布局以外，也积极规划从中东、北非和澳大利亚等地区调用外部氢源，以满足未来氢气需求。

太阳能制氢，实现了可再生能源生产清洁能源，并可以有效地消纳光伏发电，实现两种重要新能源之间的有效结合应用。

随着光伏发电和电解水制氢技术的不断发展，成本的逐渐降低，太阳能制氢将能逐渐满足商业化的要求，多数专家认为太阳能制氢或会成为我国能源安全和能源结构调整的又一生力军。

今年的 7 月份，在欧盟宣布碳中和计划之前，已有 30 多个国家宣布碳中和目标，包括墨西哥、马尔代夫等，此后中国、日本、韩国接连提出碳中和目标。全球重要的经济体，也就是占全球 GDP75%、占全球碳排放量 65% 的国家开始碳中和。

中国承诺在 2030 年前，二氧化碳的排放将不再增长，达到峰值之后会逐渐减下去；而到 2060 年，针对排放的二氧化碳，中国会采取植树、节能减排等各种方式全部抵消掉，因此发展氢能产业是一项关乎国家完成碳中和的大事。

我国可再生能源资源充足，也有大量的副产氢资源，相关市场规模宏大，氢能产业有着广阔发展空间。

因此，发展氢能产业，不仅可促使我国减少油气对外依赖，提高能源安全水平，减少大气污染排放，改善生态环境，建设清洁时代美好家园，还能带动能源科技创新、能源结构调整、能源体系变革和再生资源高效开发利用，对我国能源体系的高质量发展、高能耗产业清洁转型、高端装备制造以及汽车等产业创新发展，都具有重大战略意义。

光伏智库 2021-08-23

与晶硅光伏电池“脱钩”？美国大力推动薄膜电池技术

据报道，如今覆盖屋顶、田野和沙漠的大多数太阳能电池板都有相同的成分：晶体硅。其原材料是多晶硅，被加工成晶圆并制成光伏电池，将阳光转化为电能。但是近年来，太阳能行业对这种单一技术的依赖正在成为一种负担，供应链瓶颈正在减缓全球部署新太阳能装机的速度。

幸运的是，晶体硅并不是唯一可以利用太阳能量的材料。在美国，科学家和制造商正在努力扩大碲化镉太阳能技术的生产。碲化镉是一种“薄膜”太阳能电池，顾名思义，它比传统的硅电池薄得多。如今，使用碲化镉的电池板供应了美国公用事业规模市场的 40% 左右，以及全球太阳能市场的 5% 左右。

能源咨询公司 Wood Mackenzie 指出，光伏产业进入了非常不稳定的时期，尤其是对晶体硅供应链而言。未来一年，碲化镉制造商有很大的潜力占据更多的市场份额。

今年 6 月，美国太阳能制造商 First solar 表示将在俄亥俄州西北部投资 6.8 亿美元建设第三家碲化镉太阳能工厂。2025 年该设施建成后，该公司将能够生产 6 吉瓦的太阳能电池板。这足以供大约 100 万美国家庭供电。另一家位于俄亥俄州的托莱多太阳能公司最近进入市场，正在为住宅屋顶生产碲化镉电池板。美国能源部及其国家可再生能源实验室（NREL）启动了一项 2000 万美元的计划，以加速碲化镉的研究和供应链的发展，目标是帮助美国太阳能市场发展免受全球供应链的限制。

NREL 和 First Solar 的研究人员自 20 世纪 90 年代初开始合作开发碲化镉技术。镉和碲分别是冶炼锌矿石和精炼铜的副产品。硅晶片被连接在一起制成电池，镉和碲被作为一层薄薄的材料——大

约是人头发直径的十分之一——与其他导电材料一起应用到玻璃上。First Solar 是目前世界上最大的薄膜制造商，向 45 个国家出口薄膜电池组件。

NREL 的科学家洛雷尔·曼斯菲尔德 (Lorelle Mansfield) 说，与晶体硅相比，该技术具有某些优势。例如，薄膜工艺比基于晶圆的方法需要更少的材料。薄膜技术也非常适合用于柔性面板，如覆盖背包或无人机的面板，或集成到建筑外墙和窗户中的面板。重要的是，薄膜面板在高温下性能更好，而硅面板可能过热导致发电效率变低。

但晶体硅在其他领域占上风，比如它们的平均效率（太阳能电池板吸收并转化为电能的阳光百分比）较高。从历史上看，硅电池板的效率高于碲化镉技术，但差距正在缩小。今天工业生产的硅电池板的效率可以达到 18% 到 22%，而 First Solar 报告其最新商业电池板的平均效率为 18%。

不过，硅主宰全球市场的主要原因相对简单：一切都归结为成本。生产每瓦太阳能的晶体硅成本约为 0.24 至 0.25 美元，低于其他技术路径。First Solar 表示，它不再报告生产碲化镉电池板的每瓦成本，只是自 2015 年以来成本“大幅下降”（当时该公司报告的成本为每瓦 0.46 美元），并且每年都在下降。多晶硅原材料也用于电脑和智能手机，比镉和碲的供应更广泛，价格也更低。随着硅面板和相关组件工厂的扩大，制造和安装这项技术的总成本已经下降，目前世界晶硅制造供应链的 80% 左右都在中国。

随着制造业的扩张，碲化镉和其他薄膜技术的每瓦特成本预计也会下降。First Solar 表示，当其俄亥俄州的新生产线设施启用时，该公司将在整个太阳能市场上提供最低的每瓦成本。但成本并不是唯一重要的指标，太阳能行业当前面临的供应链问题表明了这一点。

First Solar 首席执行官马克·维德马尔 (Mark Widmar) 表示，该公司计划耗资 6.8 亿美元进行扩张，这是为建立自给自足的供应链和使美国太阳能产业与中国“脱钩”而做出的更大努力的一部分。该公司现有的太阳能电池板回收计划允许其多次重复使用材料，进一步减少对外国供应链和原材料的依赖。

First Solar 和 NREL 的科学家们继续测试和改进碲化镉技术，合作开发了一种新方法，将薄膜材料与铜和氯“掺杂”，以实现更高的效率。NREL 宣布了在美国科罗拉多州 Golden 的户外设施进行的为期 25 年的现场测试结果。一个由碲化镉面板组成的 12 个面板阵列以其原始效率的 88% 运行，与硅系统的性能一致。NREL 表示其目标不是用碲化镉取代晶体硅，也不是建立一种优于另一种的技术，它们在市场上都有一席之地，而且它们都有各自的应用。

国际能源小数据 2021-08-20

海洋能、水能

储能的下一个方向，抽水储能空间多大？

8 月 6 日，国家能源局综合司印发关于征求对《抽水蓄能中长期发展规划(2021-2035 年)》(征求意见稿)的函，提出到 2035 年我国抽水蓄能装机规模将增加到 3 亿千瓦，相对 2020 年将增长 10 倍，远超市场预期。

超预期的储能

近期以来，相关部门出台众多包括扩大分时电价差、鼓励发电侧加装储能等相关政策，近期抽水蓄能又迎来重大政策。

此次意见稿提出：

“十四五”期间抽水蓄能将开工 1.8 亿千瓦，到 2025 年投产 6200 万千瓦；“十五五”期间开工 8000 万千瓦，到 2030 年投产 2 亿千瓦；“十六五”期间开工 4000 万千瓦，到 2035 年投产总规模 3 亿千瓦。

此前业内预期 2030 年我国抽水蓄能总装机达到 1.13 亿千瓦，到 2060 年底总装机达到 1.8 亿千瓦。这意味着，到 2030 年投产总规划就将远远超过此前 2060 年的目标。

资源掣肘被证伪

此前对于储能，市场的主要目标聚焦在电化学储能，主要的观点就是我国适合建设抽水蓄能的地理空间有限，但是此次意见稿彻底打消了这个担忧。

意见稿中提到：

在 2020 年 12 月国家启动的新一轮抽水蓄能中长期规划资源站点普查中，综合考虑各个方面因素，共普查筛选出资源站点 1500 余个，总装机规模可达到 16 亿千瓦，分布较广。

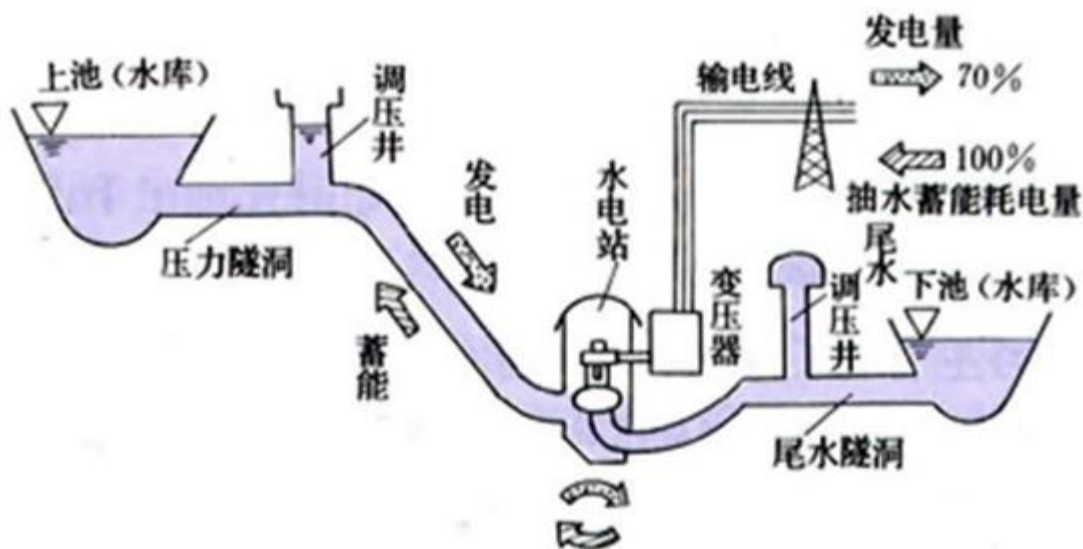
从投资规模来看，预计将达到 1.8 万亿元，其中“十四五”、“十五五”、“十六五”期间分别为 9000 亿元、6000 亿元、3000 亿元。

为了解决抽水蓄能的盈利问题，意见稿还提出在 2035 年将提高全国平均输配电价 1.3 分/kwh。建设速度有望超预期

此前规划目标为 2020 年装机 110GW，实际截至目前我国已投产抽水蓄能仅有 32.49GW，远低于当初目标。但是此次意见稿中提到：预计到 2035 年，我国电力系统最大峰谷差超过 10 亿千瓦，电力系统灵活调节电源需求大。储能是发展新型电力系统必不可少的环节，预计抽水蓄能这一细分储能品种的建设进度可能会很超预期。

抽水蓄能储能占比遥遥领先

抽水蓄能的主要原理是在夜晚电价较低的时候，进行抽水蓄能，白天用电紧张的时候放水发电，是目前占比最大的储能工具。截止 2020 年，我国已投运的储能项目中，抽水蓄能的累计装机占比 89.3%，电化学储能的装机占比提升 3.9pct 至 9.2%。



该技术很早就进入成熟阶段，因此建设成本、储能成本均低于锂电储能。

图11 抽水蓄能VS电池储能优劣势比较

	建设成本	储能成本	发展趋势	调频调峰效果	环境要求
抽水蓄能	2500元/kw	0.5元/kwh	成本上升	反应慢，效果差	水资源丰富
锂电储能	3000元/kw	0.9元/kwh	成本下降	反应快，效果好	无

资料来源：发改委，海通证券研究所整理

请务必阅读正文之后的信息披露和法律声明

英国最大潮汐涡轮机并网发电

本报讯 据美国 CNBC 新闻网报道，一台重达 680 吨、被称为“最强大”的潮汐涡轮机，日前在英国苏格兰东北海岸并网发电。这台名为“Orbital O2”的涡轮机，预计未来 15 年可满足 2000 户英国家庭的电力需求，每年可抵消 2200 吨二氧化碳排放。

Orbital Marine Power 公司首席执行官 Andrew Scott 在一份声明中表示：“我们希望通过这个项目激发全球对潮汐能利用的热情，开辟一个新的低碳发电领域。”

苏格兰政府负责净零、能源和运输的内阁大臣 Michael Matheson 表示，苏格兰地区潮汐能资源丰富，“Orbital O2”的投运是苏格兰实现净零排放目标过程中一个“重要的里程碑”。

欧洲海洋能源公司的数据显示，2020 年，欧洲仅增加了 260 千瓦的潮汐发电装机容量，相比之下，根据行业机构 Wind Europe 的数据，2020 年欧洲新增风电装机容量为 14.7 吉瓦。

根据市场研究机构 Market Research Future 的一份综合研究报告，预计到 2027 年，全球的潮汐能市场规模将以 7.02% 的复合年增长率发展。

仲蕊 中国能源报 2021-08-16

风能

半直驱，风电第三势力兴起

作为除双馈与直驱外的第三大主流技术路线，中速传动正快速兴起，这源于风电行业对更低度电成本的主动探索。

种种迹象表明，中速传动（也称“半直驱、混合”）技术的春天来了。

一位部件制造商生产负责人向本刊记者透露，他所在的企业正为 20 余款中速传动产品进行部件生产或试制，当然，这其中不乏一家整机商的多款机型。另据了解，国内排名靠前的整机商，大多数在评估是否转向或添加这一技术路线，实际上已有整机商立起样机，有的正在开发此类产品。

这种热火朝天的景象，在一年前还难以想象。曾经被无数业内人士奚落的“半吊子”，如今成了“香馍馍”，风电技术路线除双馈、直驱外的第三势力正迅速崛起。

全球数据也呈现出同样的趋势。能源调研机构 Wood Mackenzie 预测，到 2029 年中速传动机组在全球陆上风电、海上风电市场的占有率将分别达到 45%、34%。稍加时日，中速传动甚至可能坐上风电技术路线的“第二把交椅”。

市场需求说了算

“从企业经营角度来说，技术是为市场服务的，市场需要什么，技术就怎么跟。在不同市场条件下，技术需要持续跟踪、动态调整。任何技术路线没有谁领先谁的问题，只有市场适应性问题。”对于愈演愈烈的中速传动热潮，某整机商产品总监李辉认为。

市场与技术确实在不断演进，受技术进步与成本控制影响，在颠覆性技术出现之前，风电机组大型化趋势已是不争的事实。据李辉预测，未来 5 年海上机组单机容量将以年均 1MW 的速度递增，这意味着单机容量将由如今的 10MW 左右，在 5 年内发展到 15MW 以上。陆上机组单机容量相对较小，但在大型化方面也不会放慢脚步，已有不少整机商喊出了“海陆同款”的产品推广计划。

在目前技术条件下，随着机组的体积与重量不断增加，机组运输难度将由量变引发质变；出于对成本与可靠性的考虑，一些机型的发电机不断增大，其发电效率也将受到挑战；更高的运维难度则要求大型海上机组运行必须足够可靠，这给采用传统技术路线的整机商出了难题。

如果说大型化对于整机商技术提升与变革的要求还不是火烧眉毛，那么，成本倒逼可能是催促其立即行动的导火索。

近期我国陆上风电主机的平均价格快速下降，由 2020 年 6 月的 3450 元/千瓦，快速下降至 2021 年 5 月的 2580 元/千瓦。而铜价、螺纹钢价则分别由同期的 4 万元/吨、3600 元/吨，分别上升到 6.8 万元/吨、6000 元/吨。有整机商的主机销售价格，已经接近甚至低于成本。

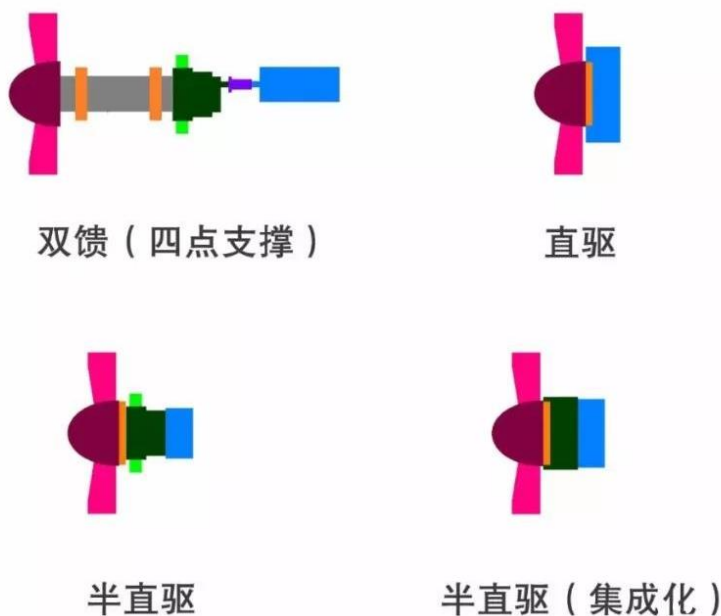
对此，李辉认为，中速传动机组的体积与重量相对较小，成本也具有较强竞争力，可靠性能得到有效把控，在目前的市场条件与技术发展趋势下，不失为一条解决机组大型化技术难题的有效途径。

据李辉介绍，某 3.xMW 机型中速传动机组机舱的重量仅为 105 吨，其发电机磁钢用量不足 300 公斤；某 6MW 机型的发电机与齿轮箱的径向尺寸仅为 2.2 米，整个传动链的最大直径处位于塔架轴心，也仅为 3 米。另据一家正在研发中速传动技术的整机商透露，当单机容量达到 15MW 时，中速传动机组与传统机组的重量或将相差 100 余吨。主机重量轻、体积小的一个显而易见好处是，能够降低整机载荷，使用原材料更少，以实现更低的生产与运输成本。

“随着头部制造商的不懈努力，除主轴承与 PLC 外，我国已形成完整且开放的中速传动技术国产零部件供应链体系，这也在一定程度上降低了产品成本。”李辉认为。

此外，中速传动机型的可靠性同样更易把控，其齿轮箱普遍采用两级行星轮传动，主流机型发电机与齿轮箱通过壳体的刚性联接而无需对中，为机组的可靠运行打下基础。

主流技术路线结构示意图



自主研发并不晚

中速传动并不是一项新技术，只是形成大规模应用的时间较短。

“中速传动是从双馈与直驱技术派生的，吸收了双方的特点，机械传动部分类似双馈，电气传动部分类似直驱。”李辉谈到：“因此，它在国外也被称为混合传动，在国内为方便理解冠以‘半直驱’多年。”

有信息显示，最早进行中速传动技术研究的是德国风电整机设计公司 aerodyn。1998 年前后，直驱技术已出现约 10 年，双馈技术逐渐兴起，设计工程师们发现，这两项技术的差异明显，且各有所长，便尝试将双方中和，做出中间的技术路线，寄望鱼与熊掌兼得。通过进行大量技术研究，aerodyn 最终形成 4 套可对比方案。第一套方案由 Multibird 于 2003 年完成 5MW 样机，并实现批量化生产。第二套由 Winwind 开发为 3MW 和 1MW 两款机型，3MW 机型实现小批量投运，1MW 机型被国内整机商引进。第三套为超紧凑型方案，由我国另一家整机商引进，并通过消化、吸收、再创新等不

断努力，实现了对该中速传动技术路线的自主研发能力，开发出多款具备里程碑意义的机型，实现批量应用。第四套方案则未能实现成品落地。

更值得关注的是，我国首台中速传动样机并非来自于 aerodyn 方案，而是由我国头部整机商纯自主研发的产品。

据此前媒体报道，这款单机容量为 3MW 的中速传动机型，肇始于 2006 年的国家科技部立项，在 2009 年研制成功并实现样机并网，是全球第三款实现样机的中速传动机型。

一位参与相关研发的工程师，在与本刊记者谈及该样机的研发过程时提到，工程师们首先考虑的是中速传统系的主轴系、齿轮箱、发电机三大组成部分应如何选择，谁来制造，如何连接为一体等问题。

“在样机研发过程中，我们解决了一系列挑战，现在看来仍是这类技术路线产品所普遍采用的方案。比如双主轴承，一体化轴承座，大约 40 的传动比，纯自主研发的三大件联接装置，以及国产永磁发电机等。”这位工程师说：“这些问题解决了，3MW 中速传动样机也就成功了。”

谈及该样机的运行情况时，这位工程师表达更多的是认可：“样机运行比较稳定，测试数据比设计预期要好。”

据了解，目前我国已实现中速传动机组样机的整机商与设计公司，包括明阳智能、金风科技、三力新能、哈电风能、华创风能、南京中人等。

有差距但能追赶

即便是中速传动技术路线阵营本身，根据主轴系、齿轮箱与发电机的集成度与组合关系，也可分为多种形式技术方案。

首先是三者之间均有中间轴相连的中速传动机组，传动系统集成度较低，相对而言更接近双馈机组的布局。这可以算作是第一种形式，但目前采用该形式的机型已屈指可数。

随着技术发展，齿轮箱与发电机之间的中间轴逐渐被设计工程师去除，但两者仍相对独立，由联轴器连接在一起，实现了传动系统的中度集成。在此基础上，日前有国际齿轮箱制造商公开表示，其进一步集成了发电机与齿轮箱，将“发电机的转子通过空心轴和轴承直接挂在齿轮箱的输出太阳轴上，定子可以直接安装在齿轮箱上”。这可以统归为第二种形式的中速传动技术。

而将主轴系、齿轮箱、发电机全部集成在一起的超紧凑型机型，则可归结为第三类中速传动机型，是目前我国装机容量最大、实现样机单机容量最大的中速传动形式。

在谈及中速传动技术的未来发展时，李辉认为关键在于齿轮箱。“在由发电机与齿轮箱所组成的发电单元中，齿轮箱的重量占到三分之二，优化它的意义更大。”

上述国际齿轮箱制造商的理解则更深层次地解释了李辉的观点：当机组单机容量与风轮直径不断增加时，扭矩增加速度将远远大于功率增加速度，这对于成本、重量、扭矩为正相关关系的齿轮箱是一项关键挑战，如果齿轮箱想满足三项目标，就必须提升自身扭矩密度。例如，如果两个齿轮箱都是 25 吨，一个可以传递 3MW 功率，另一个可传递 4MW 功率，那么第二个齿轮箱的扭矩密度更大。

另据李辉介绍，目前提升扭矩密度的主流方式有两种：一是增加行星轮数量；二是功率分流技术。

“齿轮箱行星轮数量越多，能够分担的总功率就越大，在同样功率下齿轮箱重量就越轻。打个比方，同样装一车煤，5 个人肯定比 4 个人装省力。”李辉进一步解释道：“常规齿轮箱能做到 4 个行星轮，而有国际齿轮箱企业宣传最多能做到 8 个，这是需要我国厂家进一步提升技术水平的地方。”

功率分流则是以另外一种方式分担扭矩，简而言之是将第一级的输入功率分为两路输入，就如同一个重物需要由 200 千克的大胖子扛，但由两个 80 千克的人一起承担也能够搬动。这项技术的挑战在于，对设计要求较高，目前我国还没有团队进行这方面的研究工作。

事实上，对于齿轮箱扭矩密度的提升，上述国际齿轮箱制造商已给出了明确的目标，即达到 200 牛米/千克以上。而据李辉介绍，目前我国传统齿轮箱扭矩密度仍相差较远，相关企业正努力通过工

艺与技术进步实现提升。这或许就是中速传动技术进一步实现内生性竞争力提升，所重点角力的地方。

赵靛 薛辰 《风能》杂志 2021-08-31

广东大湾区海上风电项目进入最后冲刺

8月21日,工人们正在安装WT54号风机机位。至此,由中铁大桥局承建的广东粤电阳江沙扒海上风电项目已进入最后冲刺阶段。

粤电阳江沙扒海上风电项目位于广东省阳江市阳西县沙扒镇海域,涉海面积约48km²。场址水深范围23m~27m,中心离岸距离约20km。项目规划装机容量为300MW,项目施工任务主要包括46台6.45MW风机基础施工、风电机组安装和一台海上升压站。施工合同工期518日历天,全部风电机组并网时间为2021年10月31日。

项目于2020年3月开工建设,施工期间,工人们克服了植入式嵌岩三桩导管架基础施工工序转换复杂、工序质量控制难度大、海上施工环境风险大、环保要求高、安全风险大,工期紧等重重困难。目前,基础钢管桩沉桩施工完成41个机位,完成量占设计总量41个机位的100%;导管架安装完成43个机位,完成量占设计总量47个机位的91.5%;风机安装完成36个机位,完成量占设计总量46个机位的78.3%;海上升压站安装完成1个,完成量占设计总量1个的100%。项目预计在2021年9月中旬全部完工。

粤电阳江风电项目首创吸力桩新型工装平台用于植入嵌岩三桩基础和直接打入四桩基础施工,实现了国内风电领域植入嵌岩三桩基础“零”突破,先后进行专利十余项、工法2项、科技进步奖1项等申报工作。

该项目建成投产后,年上网电量约7.42亿度,与同等规模的燃煤电厂相比,每年可节约标煤约22.25万吨、减排二氧化碳约15.58万吨,对于推动广东省海上风电开发,促进能源利用方式转变、优化能源结构、促进节能减排,推动阳江市实施“以海兴市、绿色发展”战略,推进产业升级优化,加快阳江市区域经济和社会发展,加快打造国家新能源基地和广东风电产业基地具有重大意义。

张翀 工人日报 2021-08-24

广东风力发电行业首笔可再生能源补贴确权贷款落地湛江

8月17日,广东华电前山风力发电有限公司以风力发电项目财政性补贴未到账资金为依据,获得中国银行广东省分行授信支持759万元,这是继光伏发电行业首笔可再生能源补贴确权贷款发放后,广东风力发电行业正式落地的首笔可再生能源补贴确权贷款。

同时,这也是中行系统内首笔发放的补贴确权贷款,实现了同业首创无抵押确权贷款模式新突破,为广东可再生能源企业良性发展注入“金融活水”。

可再生能源补贴确权贷款是以清洁能源发电企业纳入国家财政及相关部门审核公布的电价补贴清单为条件,按照已确权应收未收的财政补贴资金额度来确定贷款额度,为符合条件的可再生能源发电企业提供资金支持的创新信贷产品。

为支持风电、光伏发电、生物质发电等行业健康有序发展,推动可再生能源补贴确权贷款落地,在人民银行广州分行的部署和指导下,人民银行湛江市中支快速行动,指导辖内金融机构对陆上风力发电、海上风力发电企业全覆盖实地走访。

中国银行湛江分行在了解到陆上风电企业广东华电前山风力发电有限公司融资需求后,制定“一对一”服务方案、充分预估财政补贴资金到位时间、最终锁定以“已确权应收未收的财政补贴资金额度”作为依据,为企业开通绿色通道,快速完成了方案商定、授信审查和贷款发放全流程,与中国银行荔湾支行联合为广东华电前山风力发电有限公司成功发放3年期可再生能源补贴确权贷款759万

元，用于解决企业流动资金周转需求。

对于风力发电企业来说，补贴资金的到位情况直接影响了企业现金流及稳健经营。广东中行“补贴确权贷款”专门针对信誉良好的绿色企业投放，无抵押、期限可定制、还本付息方式灵活的特点获得了企业高度认可。

“绿色确权贷款设置专项额度支持，随着支持力度不断加大，将有效解决我们这类可再生能源企业的流动资金周转需求，每年将助力减少大量二氧化碳排放，可谓是为可持续发展添砖筑瓦”，企业相关负责人表示，作为绿色能源贷款的受益企业，首笔补贴确权贷款的发放，更进一步坚定前山风电公司继续扎根广东、深耕绿色产业的信心与决心。

戴曼曼 吕佳羽 羊城晚报 2021-08-21

韩国全民“应援”海上风电

近两年，韩国海上风电的发展势头强劲，吸引了全球各地投资者和供应商的目光。据全球风能理事会（GWEC）预测，随着更多公用事业规模的海上风电项目投运，未来十年，韩国将新增海上风电装机 790 万千瓦。

“押宝”海上风电

长久以来，韩国制定了诸多政策以支持可再生能源的发展。

韩国贸易、工业和能源部曾颁布《关于支持新能源和可再生能源设施等的条例》（The Regulations relating to Support for New and Renewable Energy Facilities etc.）。根据条例，韩国政府依据新能源和可再生能源中心负责人的决定（以“推荐信”的形式提供证明），通过金融机构为新能源和可再生能源设施的制造、生产与安装提供所需资金。

支持可再生能源发展最为关键的机制是可再生能源投资组合标准机制（renewable portfolio standard scheme），该机制在 2012 年取代了之前实施的上网电价机制，类似于中国的可再生能源配额制和绿证制度。

该机制针对拥有一定规模（50 万千瓦以上）发电设备的发电企业，规定所发可再生能源电力必须占总发电量的一定比例（表 1）。未能满足强制性发电配额的发电企业必须承担最高不超过当年可再生能源证书（renewable energy certificates）平均市场价格 50% 的罚款。相关发电企业可以通过购买可再生能源证书来满足机制规定的配额。

韩国政府同时给予可再生能源电力电价优惠政策。该国的最终用电价格受政府监管，并不一定与实际发电和配电成本挂钩。除有限种类的免税销售外，韩国发电企业通过市场竞争将电力出售给韩国电力交易所（Korea Electric Power Exchange）运营电力池。韩国电力公司（Korea Electric Power Corporation）是电力池里唯一的买家。据悉，该公司控制着韩国发电、输电、配电和售电等几乎所有电力业务。2001 年，韩国电力公司的发电资产被划分给发电公司 GenCos。

尽管最初的重组计划也包括将其余业务剥离，但企业改革在 2004 年停滞不前，至今韩国电力公司仍然拥有输电和售电两大业务。此外，少数独立发电商（IPPs）也参与了韩国电力市场。

在韩国，批发电价主要由两部分构成，一是代表发电可变成本的系统边际价格（system marginal price），二是代表发电固定成本的容量价格（capacity payment）。韩国电力交易所每小时为基准，参照最昂贵的发电机组可变发电成本确定系统边际价格，该机构有权根据预计电力需求分配电力。可再生能源发电机组可只支付系统边际价格，而不支付容量价格。

有了政策支持，韩国政府着眼于能源转型大局，逐步提升可再生能源的发电占比目标。

早在 2017 年 12 月，韩国政府就宣布将可再生能源的占比从 2016 年的 7% 提高到 2030 年的 20%，这被称为韩国的“可再生能源 3020”计划。为实现目标，该国需在 2030 年前新增 4870 万千瓦可再生能源装机容量，最终达到 6380 万千瓦的总装机规模。其中，风电累计装机容量为 1770 万千瓦（海上风电为 1300 万千瓦）。

2019年6月，韩国政府在“第三项基本能源计划（2019—2040）”中制定了其2019年至2040年能源政策和战略的举措与指南，旨在通过能源转型实现可持续发展、提高国民生活质量。

其中，在生产领域，到2040年将可再生能源比重扩大到30%~35%，并停止建造新的燃煤或核电厂，适度减排，实现清洁、安全的能源组合。在消费领域，将加强工业、运输、建筑等部门的需求管理，理顺价格体系，到2040年使能源消费效率比现行水平提高38%，需求下降18.6%。在系统方面，扩大可再生能源、燃料电池等需求地附近分散型供电的比重，计划到2040年将该比重由2017年的12%提升至30%。政府再据此计划建立相应机制，分部门具体落实相关政策课题。

2020年7月，韩国政府提出“绿色新政”项目，到2025年，计划投入114.1万亿韩元（约合人民币6523.09亿元）的政府资金用于可再生能源产业的发展，以创造就业，并帮助经济从新冠肺炎疫情的影响中复苏。

有专家认为，该计划将使亚洲第四大经济体摆脱对化石燃料的严重依赖。随后，韩国总统文在寅在考察6万千瓦的西南海上风电示范项目时宣布，到2030年韩国的海上风电规模将达到1200万千瓦。

在此期间，当地政府、企业与居民签署了一份谅解备忘录，计划在全罗北道开发240万千瓦的海上风电。

据估计，这将带动约14万亿韩元（约合人民币800.4亿元）的非国有资金投资。

实际上，可再生能源种类较多，但可供韩国选择的有限。韩国国土面积仅10.329万平方千米，总人口约5200万。地形多样，低山、丘陵和平原交错分布。受土地、环境、人口密度和地方许可政策等多重问题的限制，无论是发展大型太阳能光伏项目，还是开发陆上风电项目，在韩国都不是能源转型的最佳途径。但是，韩国三面环海，西面濒临黄海，东南是朝鲜海峡，东边是日本海，即使风速不高，也是该国发展海上风电得天独厚的优势。此外，韩国长期以来建立了较为完善的海工基地，并拥有建造大型基础设施的知识、经验和设备。“政府的目标很明确，就是利用三面环海的地理优势，到2030年成为全球海上风电五强之一。”文在寅表示。

声势浩大的全民“应援”

虽然全球五强的目标被不少人质疑，但海上风电产业在韩国还是获得了声势浩大的全民“应援”。

2021年2月，在韩国总统文在寅的见证下，33家海上风电企业在全罗南道新安郡签署协议，规划共同在该地区海域开发820万千瓦海上风电项目集群。为支持这一超级项目集群，文在寅表示，将在全罗南道的灵岩郡和项目所在地的新安郡建立整个海上风电制造产业链，预计可以创造12万个工作岗位。到2030年，项目投资额将达到48.5万亿韩元（约合人民币2772.7亿元），其中，民间投资47.6万亿韩元，政府投资9000亿韩元。

这样的“超级项目”在全球尚属首例。据韩媒报道，参与者包括当地政府、以韩国电力公司为代表的电力企业、以Doosan Heavy Industries & Construction公司为代表的整机企业、以SK E&S、Hanwha Engineering & Construction、CS Wind、Samkang M&T等为代表的工程公司。

值得改进的方向

目前，韩国海上风电产业发展存在显而易见的缺陷，需引起政府注意。

国际化水平较低。在如今国际化融资的背景下，必须出台政策为国际资本参与韩国海上风电的开发亮起“绿灯”。

缺乏大规模商业化海上风电项目的开发经验。迄今为止，韩国的海上风电项目开发大多由政府牵头，在产业发展初期可以形成一定规模，但是需要谨防出现产业后期发展乏力的现象。

可再生能源证书购买政策不完善。事实上，韩国政府综合考量发电成本、技术水平等多方面因素，为不同可再生能源种类规定了不同的可再生能源证书权重（weight value），在海上风电领域，也根据离岸距离进行了细分。然而，这仅仅停留在确定权重的层面上，政府还需要针对买卖环节出台更为详细或有约束力的条款。

孙一琳 《风能》杂志 2021-08-24

全面践行绿色发展理念 广东阳江大力发展海上风电能源

近年来，阳江市全面践行绿色发展理念，瞄准清洁低碳发展方向，大力发展核电、风电、光伏发电等清洁绿色能源，积极打造世界级海上风电产业基地，进一步优化广东省能源生产与消费结构、推动实现碳达峰碳中和目标。

推进海上风电产业开发建设，打造国家绿色新能源基地

阳江市规划首期总装机容量1000万千瓦的18个海上风电项目全部核准，10个项目已开工建设，2020年完成投资168.7亿元，占年度投资计划的211.4%；截至2021年6月底，全市在建海上风电项目350万千瓦，累计完成投资415.5亿，占总投资61.8%。

推进海上风电产业集群发展，打造海上风电装备制造产业基地

在全省率先规划建设7.4平方公里的广东（阳江）海上风电装备制造产业基地，推进总投资41亿元的基础设施项目和风电装备项目、标准厂房建设。规划和推进建设面积6.17平方公里中国（阳江）合金材料产业基地，打造千亿级合金材料产业集群。目前，在阳江高新区风电装备制造基地，已有21个总投资200亿元的风电装备制造项目落户，明阳、金风科技、粤水电等项目已投产，全市风电装备制造项目基本涵盖了全产业链条，集群效应和规模效应不断显现。

推进海上风力发电研究，建设海上风电产业支撑平台

在全国率先开展漂浮式海上发电研究，全球首台抗台风型漂浮式海上风电机组、全国首台漂浮式海上风电机组在阳西县沙扒海域安装。阳西沙扒漂浮式海上风机项目的投入使用，是在国内首次以深远海海上风电开发的背景下，对漂浮式海上风电关键技术应用展开研究，为下一步浮式海上风电技术在国内深远海的大规模应用打好基础。充分整合省内外科研院所、高校、企业等创新资源，建设国家级和省级创新平台，阳江两大省实验室——材料科学与技术广东省实验室阳江分中心（阳江合金材料实验室）、先进能源科学与技术广东省实验室阳江分中心（阳江海上风电实验室）已进入全面建设阶段。实验室集聚一批国内材料和能源领域专家团队，对合金材料、风电产业“卡脖子”技术难题展开科研攻关，为产业发展提供研发支撑。

阳江市生态环境局 2021-08-24

双碳背景下中国储新比的发展趋势

风电、太阳能发电等非化石能源的发展是推进能源清洁低碳转型的关键。世界各主要国家和地区都制定了提高新能源占比的能源转型发展目标。我国也提出要构建以新能源为主体的新型电力系统，新能源在“碳中和”的战略目标下进入了快速发展阶段。新能源的发展需要储能等灵活性资源作为支撑，通过储能系统保持电压频率稳定、提供可靠备用电源、增强系统并网运行的可靠性和灵活性、提高风电和光伏发电的利用率。

全球各地新能源和储能产业发展各有特点，不能一概而论，但总体而言，储能市场规模会随新能源发电比例的提高而逐步增加，以支撑新能源发电的并网消纳。本文在国内外新能源和储能发展趋势研究的基础上，分析新能源发展与储能产业的比例关系，提出促进储能产业合理规划、健康发展的建议。

国际市场

2010~2020年，全球新能源发电（风电+光伏发电）装机年均增长率约20%。根据国际可再生能源署预测，到2050年，全球光伏发电的装机规模将达到8519GW，风电的装机规模为6014GW，二者合计占全球电力装机的72.5%。

从20世纪70年代开始风电技术得到重视，技术不断进步。2008年全球风电装机规模突破100GW，至今全球有90多个国家建设了风电项目，主要集中在亚洲、欧洲、美洲。全球风能理事会统计数据显示，截至2020年底，全球风力发电累计装机规模达到743GW。

光伏发电于 1958 年首次应用于美国发射的人造卫星，随后光伏应用技术开始迅速发展，至 2012 年全球光伏累计装机规模突破 100GW。2016 年是全球光伏装机增长的里程碑，全球光伏装机总量达到 300GW。国际能源署统计数据显示，截至 2020 年底全球光伏装机累计容量 760.4GW。

国际储能装机方面，抽水蓄能一直为主导技术，但近年来电化学储能增长迅速。抽水蓄能初具规模的发展始于 20 世纪 50 年代，前期发展缓慢，主要用于调节常规水电站发电的季节不平衡性，到 1960 年仅有 3.5GW 的规模。20 世纪 60~80 年代，发达国家核电站的发展速度较快，为配合核电运行，建设了较多抽水蓄能电站，主要承担调峰和备用功能，1980 年抽水蓄能电站装机规模增加至 46GW。20 世纪 90 年代至 21 世纪初，发达国家电力负荷增长放慢，抽水蓄能电站增长速度随之放缓。21 世纪初至今，随着新能源的快速发展，抽水蓄能电站的规划建设再次受到重视，2010 年达到 135GW。

2016 年之后，在电动汽车产业发展的带动下，锂离子电池成本快速下降，加之世界各地储能政策的推动，电化学储能得到快速发展，在储能装机规模中的比例开始提升。据中国化学与物理电源行业协会储能应用分会统计分析，截至 2020 年底，全球储能累计装机规模 192.2GW，其中抽水蓄能 172.2GW，电化学储能装机规模 13.6GW。

国内市场

我国风电行业受政策调整影响较大，呈现周期发展的特点。2005 年中国风电装机规模达到 1GW 以上。2008 年进入快速增长阶段，年装机规模达到 6GW，全国累计装机规模翻倍，突破 12GW。2011 年至 2018 年期间，除了 2015 年受政策激励装机规模突破 30GW 外，其他年度装机规模多在 15-20GW 区间。2018 年之后新增装机规模逐年增加，2020 年达到 72GW，创下历史新高。到 2020 年底，我国风电累计装机 281GW，在全球风电市场中占比约 38%。

光伏方面，我国从上世纪五六十年代开始相关研究，当时主要应用于航空航天领域。上世纪九十年代到本世纪初，我国光伏产业从国家层面落地到企业层面。2007 年，中国成为光伏器件生产能力最强的国家。2013 年开始，国家加大对光伏产业的扶持力度，国内光伏市场开始迅速发展。2016 年进入快速发展期，我国光伏发电新增与累计装机量均为世界第一。截至 2020 年底，我国光伏累计装机 253GW，在全球市场中占比约 33%。

中国储能应用与全球类似，抽水蓄能占据主导地位，最近 5 年电化学储能开始加速发展。我国在 20 世纪 60 年代后期开始抽水蓄能的开发；20 世纪 90 年代开始，改革开放带来社会经济快速发展，广东、华北和华东等以火电为主的电网缺少经济的调峰手段，为配合核电、火电运行及作为重点地区安保电源，建设了一批抽水蓄能电站，电站单机容量、装机规模达到一定水平。截至 2010 年底，我国抽水蓄能装机约为 15GW，电化学储能仅几十 MW，储能与新能源发电之间尚无直接关联性。

2010 年之后，为适应新能源和特高压电网的快速发展，抽水蓄能发展迎来高峰，至 2015 年底达到 23.5GW。同时，电化学储能技术开始逐步示范应用，2011 年底我国第一个风光储输综合示范项目在张北建成投运；2015 年底全国电化学储能装机规模首次突破 100MW。随着新能源产业的发展和发电比例的提升，储能对于电力系统安全性和灵活性的价值逐渐得到重视。2017 年《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》出台，推动我国储能装机规模快速提升。据中国化学与物理电源行业协会储能应用分会统计分析，截至 2020 年底，我国储能累计装机 36.04GW，其中电化学储能装机为 3.27GW。

国内外市场规模比较

我国新能源（风电+光伏发电）装机规模在全球市场的占比逐年提高，近十年发展迅速，由 13.3% 提升至 35.5%。储能装机规模在全球市场的占比除了 2016 年外，其他年份也保持逐年增长的趋势，但远低于新能源比例的增长幅度，近十年中国储能装机规模在全球市场的占比从 12.6% 提升至 19.1%。

截至 2020 年底，我国发电装机容量约 2200GW，其中火电装机占比 56.6%，水电 16.8%，风电 12.8%，光伏发电 11.5%，核电 2.3%。发电量方面，2020 年全国发电量约 760 万 GWh，其中风电贡

献 46.65 万 GWh，光伏发电 26.11GWh，风电和光伏发电量一共占比不到 10%。如果将储能装机规模与发电装机容量进行比较，2020 年该比例约 1.59%。

近十年来，储能与发电装机总量的比值变化不大，2010 年至 2016 年期间逐年下降，从 1.76% 降至 1.47%，2017 年之后保持在 1.60%~1.65%，该值小于全球平均数据（2~3%）。这与我国火电占比偏高有关，火电机组承担着主要的调节功能；在“30/60”双碳目标下，火电行业面临转型，储能将作为灵活性调节资源，逐步部分替代火电，承担电网调峰调频职责，在高比例新能源的电力结构中发挥重要作用。

储能与新能源装机规模的比例（简称“储新比”）在 2015 年之前快速下降，在该阶段储能（抽水蓄能）主要服务于传统能源发电的调频调峰服务，与新能源发电的关联性不大。2015 年之后储新比数值下降幅度趋缓，国际和国内市场呈现了相同的趋势（图 1~图 3）。虽然最近几年储能产业的发展得到各国重视，保持了良好的发展态势，但同时，风电和光伏发电也在近几年得到快速发展，因此总体而言，储能产业的发展步伐仍然落后于新能源产业的发展，储新比呈现下降趋势。

图1 全球储能与新能源（风电+光伏）装机规模及比例

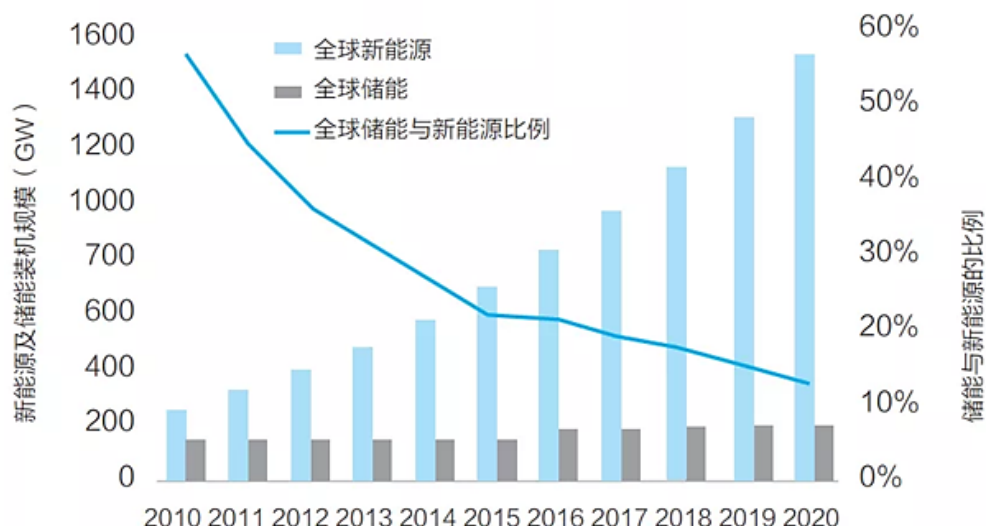


图2 中国以外其他国家和地区储能与新能源（风电+光伏）装机规模及比例

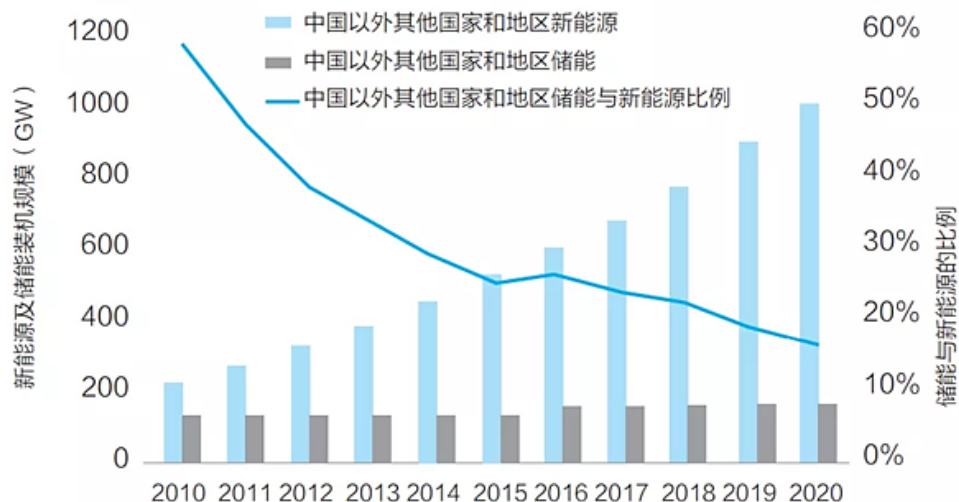
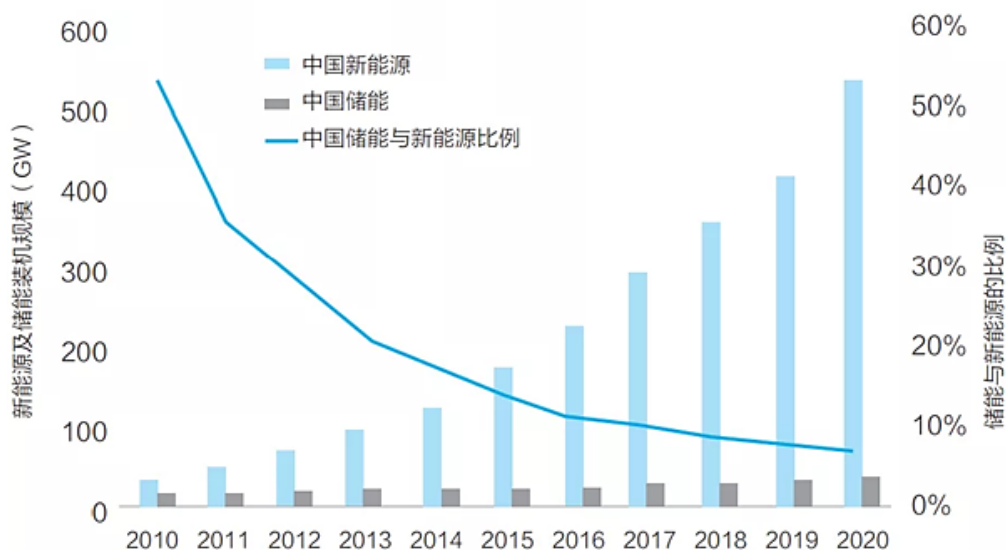
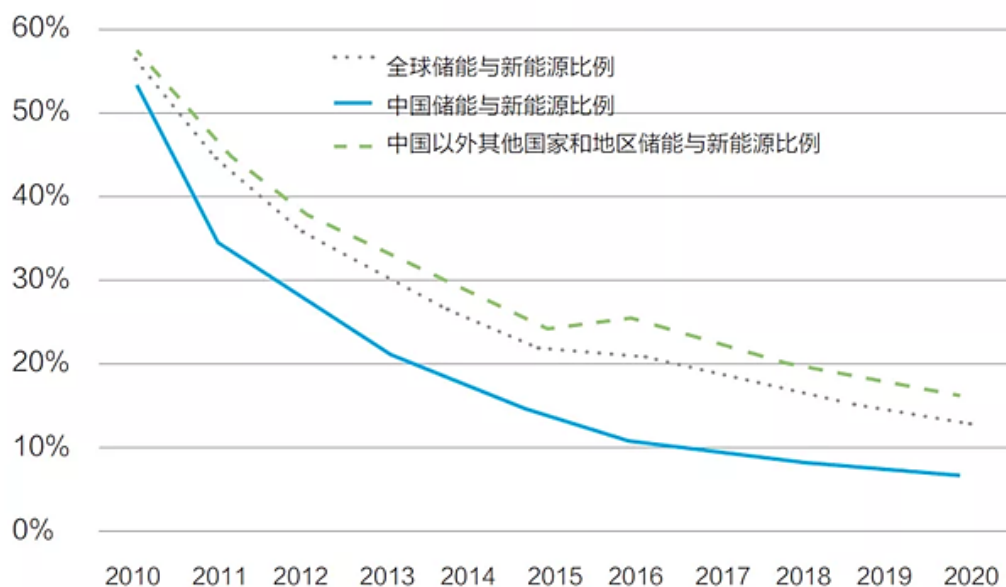


图3 中国储能与新能源（风电+光伏）装机规模及比例



与世界其他国家和地区相比，我国储新比明显偏低：2020年中国的储新比约为6.7%，而中国以外其他国家和地区的储新比为15.8%（图4），这个比值的显著差异在某种程度上反映了国内与国际能源电力结构的差异，尤其是中国具有“坚强电网”架构和高比例的调峰火电，因此在储新比较低的水平下，新能源仍然能够得到快速发展。未来在双碳目标的激励下，随着风电、光伏并网规模的快速提升，储能与新能源发电的关联性将越来越紧密，储新比将逐步增至国际平均水平。

图4 过去十年的储新比变化趋势



未来储新比发展趋势分析

1. 国际储新比的未来发展趋势

储能是解决高比例新能源并网消纳的重要支撑，储能产业的发展得到了高度重视。近年来中国及全球储新比数据的下降幅度都已经明显趋缓；考虑储能技术的发展和市场需求，预计中国以外世界其他国家和地区的储新比有可能在2024年左右达到最低值，预计为13-15%左右，之后趋于稳定或略有回升。假设全球风电和光伏装机按照平均每年10%的增速发展，到2030年累计装机将达

3900GW；而全球储能装机规模若按 13-15%的比例计算，2030 年将达 507-585GW 的规模（截至 2020 年底为 192.2GW）。

2. 中国储新比的未来发展趋势

2020 年 12 月，习近平主席在气候雄心峰会上宣布，到 2030 年，中国非化石能源占一次能源消费比重将达到 25%左右，风电、太阳能发电总装机容量将达到 1200GW 以上。业界普遍认为该规模是发展的下限，乐观情况下有可能达到 1800GW。假设未来 10 年平均年增速为 13%，则到 2025 年的装机规模约 1000GW；到 2030 年，装机规模为 1800GW。储能方面，全球能源互联网发展合作组织于 2021 年发布的报告中预测，2025 年我国抽水蓄能装机规模约为 68GW，2030 年达到 113GW。国家发改委、能源局发布的《加快推动新型储能发展的指导意见（征求意见稿）》提出，到 2025 年实现抽水蓄能以外的新型储能装机规模达到 30GW 以上，2030 年实现新型储能全面市场化发展。

根据以上预测数据分析，到 2025 年，我国储新比约为 10%。基于目前我国的储新比水平（6.7%）较低，要在 5 年内达到预期水平，需要尽快扭转储新比下降的趋势：抽水蓄能全面建设，新型储能技术尤其是容量型储能技术在安全、成本和可持续发展方面需取得综合性突破，并得以商业化规模应用。产业环境方面，储能收益模式需尽快明晰，2025 年之前风光储电力度电平均售价能够等于甚至低于全国煤电平均售价，新增新能源发电站因地制宜合理配置电化学储能系统；电网侧储能除抽水蓄能外，结合火电灵活性改造的需求，自主布局电化学储能系统；在电价政策或储能成本等因素，用户侧储能的电价政策或技术经济性需优于当前环境，电动汽车及虚拟电厂等比例大幅增加，与电动车智慧充电或换电结合的储能项目得到广泛应用。

基于以上产业条件的支持，2030 年我国储新比将进一步提高，按 12-13%计算，则储能规模有可能达到 216-234GW（新能源规模按 1800GW 计算）。减去抽水蓄能 113GW，新型储能规模为 103-121GW。这意味着 2021 年至 2030 年之间的新增储能装机与新增新能源装机的比例需达到 15%左右，才能够实现这一目标，而且到 2030 年，新型储能累计装机在储能装机总量中的占比需提高至 50%左右的水平。

更长期而言，中国储新比将逐步与全球储新比水平趋于一致。全球能源互联网发展合作组织于 2021 年 3 月发布的《中国 2060 年前碳中和研究报告》提出：预计到 2050 年，我国电源总装机为 7500GW，其中风电及光伏共计 5570GW；储能方面，抽蓄装机 170GW、电化学装机 660GW。依据以上数据计算，储新比为 14.9%，与本文对中国以外其他国家和地区的发展趋势分析数据基本吻合。

目前新能源发电+储能模式得到显著关注。从 2020 年开始，多省出台鼓励或强制要求新能源配套储能的相关政策，规定新能源发电侧配置储能的比例为 5%~20%，新能源发电侧有必要配置一定比例的储能用于减小波动性已形成共识。截至 2020 年底，新能源发电侧配置新型储能不足 1GW，按照 2030 年风光总量 1800GW 的装机上限计算，未来十年风光发电新增装机约 1265GW。若新增新能源按 5%的比例配置新型储能，其规模有 63GW，在各种应用场景中占比最高。考虑各地新能源资源条件的不同，以及在储能配置需求方面存在的差异，预计 2025 年以后单站配储能将不再需要作为强制措施。合理的新能源发电配储能模式应由发电方根据当地资源特点和并网质量要求的实际情况进行测算，提出适宜的配置规模需求，可以结合各地新能源发展规划进行商业模式的探索，并最大限度发挥共享储能系统的使用效率和经济效益，避免无效配置造成的资源浪费。储能技术应用类型方面，目前新能源侧配置储能系统通常以 1~2 小时功率型或能量型应用为主，主要起到平滑功率波动的作用，未来将逐步过渡到 4 小时以上的长时储能，为电力系统提供削峰填谷的容量型服务功能。

总结

储能的快速发展是提高新能源比例、实现双碳目标背景下的必然趋势。本文基于储新比数据分析中国储能产业发展趋势，并提出实现预期规模所需的产业环境需求。目前中国储能比远低于全球平均水平，仅为 6.7%；未来要达到预期产业规模以支撑双碳目标实现，需尽快在最近两年扭转储新比下降的趋势，争取在 2025 年提高到 10%，2030 年提高到 12~13%，2050 年长期目标达到与全球其他国家和地区基本一致的水平（15%左右）。

为实现储能产业快速发展的目标，国家和地方政府已陆续出台相关政策。2021年7月，国家发改委和国家能源局出台《关于加快推动新型储能发展的指导意见》，这将进一步积极促进储能产业的安全快速发展。因此预计中国储能市场规模将持续增长，到2025年达到5000亿元，其中新型储能市场规模700~800亿元（30GW）；到2030年中国储能市场总规模达到万亿元，其中新型储能2800亿元以上（100GW以上）。

（作者供职于中国科学院电工研究所储能技术组、中国化学与物理电源行业协会储能应用分会）

陈永翀 冯彩梅 刘勇 能源杂志 2021-08-23

氢能、燃料电池

“氢”洁能源：下一个竞技场？

近日，日本企业松下电器产业株式会社（Panasonic）正着力将位于日本中部草津市的一家燃料电池工厂进行改造，如果顺利的话，这或将成为世界上首座完全由可再生能源驱动的氢燃料工厂。

今年5月，我国河北省河钢集团在张家口启动河钢宣钢氢能源开发和利用工程示范项目。其中二期工程项目预计通过电解水，用“绿电”制取“绿氢”，这也标志着全球首座使用富氢气源的氢能源利用项目正式进入施工阶段。

其实不仅在日本和中国，全球性氢能发展的热潮正在向更多地区蔓延，多国正在为抓住“风口”加码布局。

英国本周二迎来首个氢能战略

本周二，历经一再推迟的英国首个氢战略发布。这一战略将推动英国政府兑现在“绿色工业革命”十点计划中的承诺，为英国政府加强与行业合作，到2030年实现5吉瓦（500万千瓦）低碳氢产能的雄心壮志奠定基础。这部分产能可以取代天然气每年为大约300万英国家庭供电，并为运输和企业尤其是重工业供电。

英国政府此次的目标是用“绿氢”代替天然气。绿氢是通过使用再生能源（例如太阳能、风能等）进行电解水制氢，生产过程完全没有碳排放。

这是氢能利用的理想形态。不过，受目前技术及制造成本的限制，由绿氢完成全替代还难以实现，因此，在新战略中，政府还提到“蓝氢”。与绿氢不同，蓝氢不是无排放的，它是将天然气通过蒸汽甲烷重整或自热蒸汽重整制成。虽然天然气也属于化石燃料，在生产蓝氢时也会产生温室气体，但由于使用了碳捕捉、利用与储存（CCUS）等先进技术，温室气体被捕获，减轻了对地球环境的影响，实现了低排放生产。

英国政府表示，到2030年，氢能将在化学品、炼油厂、电力和重型运输（如航运、HGV卡车和火车）等污染、能源密集型行业发挥重要作用，帮助这些行业摆脱化石燃料。

“英国计划在未来10年及更长的时间里创建一个蓬勃发展的低碳氢产业，这将释放数万个工作岗位、数十亿英镑的投资和新的出口机会，同时助力英国实现净零碳排放的目标。”英国商业和能源部长Kwasi Kwarteng表示。

根据英国市场研究机构Aurora Energy Research的报告，到2050年，氢能将可满足英国终端能源需求的50%，氢能的推广和应用将对到2050年实现净零排放和到2035年实现减排78%的目标至关重要。

全球“氢”备竞赛正如火如荼上演

对比其他能源，氢能清洁环保，能量密度大，被一些人看作“终极能源”。今年以来，不少国家加速布局未来氢能版图。

日本是全球最早押注氢能的国家和地区之一。当前阶段，日本氢燃料电池汽车技术全球领先。今年，

日本开始从澳大利亚进口液态氢，这标志着氢能商业化迈出关键一步。而其邻国韩国最近也宣布研发氢能燃气轮机，研发成功后将建设燃氢火电厂，做到无碳发电。

值得一提的是俄罗斯。作为石油和天然气资源富集的国家，俄罗斯今年以来也在行动。业内专家分析，因为俄罗斯两大能源出口市场——欧盟和中国都在大力推动绿色低碳发展，这意味着传统化石能源出口可能将受到影响，因此俄罗斯不得不主动寻求能源转型。

不久前，俄罗斯也发布《2024年前氢能发展行动计划》(以下简称行动计划)，明确2024年前全面建立氢能产业链。行动计划还提出，到2050年，俄罗斯氢能出口量将达790万-3340万吨，出口创收将达236亿-1002亿美元。

氢能一直是美国推崇的清洁能源。近期，美国总统拜登签署行政命令，设定2030年电动车占新车销量比例达到50%的目标。目标中特别明确零排放汽车内涵，除传统的电池电动汽车、插电式混合动力汽车外，首次强调了燃料电池电动汽车，或标志着美国新能源产业政策结构重心向燃料电池电动汽车倾斜的开始。

中国氢能联盟专家委员会主任、同济大学教授余卓平表示，“电由于它的不可储存性，实际上没有办法交易，包括可再生能源也不是能源交易产品。但是可再生能源转换成氢气以后，氢可以成为一个大宗交易的新型能源载体。所以从交易特征来看，它将为全球应对气候变化的合作提供一个非常好的平台。”

中国：一场以氢能为支点、瞄准“双碳”目标的攻坚战已然打响

数据显示，目前占全球GDP约52%的27个国家里面，有16个国家已经全面制定了国家的氢能发展战略，另外还有11个国家正在制定国家的氢能源战略。

中国正是这11个国家之一。目前，我国已经有20多个省(自治区、直辖市)发布了氢能规划和指导意见，一场以氢能为支点，瞄准“双碳”目标的攻坚战已然打响。

“氢能的应用场景具有多样性和广泛性，如传统化工生产领域、氢燃料电动汽车和分布式发电等领域。随着氢能市场需求的不断扩大，氢能在我国经济和生态环境发展中的战略地位将日益凸显。”北京师范大学政府管理研究院副院长、产业经济研究中心主任宋向清表示。

8月16日，北京市经信局发布《北京市氢能产业发展实施方案(2021-2025年)》。根据方案设定的目标，2023年前，本市将力争建成37座加氢站，推广氢燃料电池汽车3000辆。到2025年前，氢燃料电池汽车累计推广量突破1万辆。

当然，在未来一段时间内，京津冀协同布局将成为有效提升区域性氢能产业的重要举措。北京市经信局相关负责人日前表示，“京津冀区域是国内最早开展氢能与燃料电池产业研发和示范应用的地区之一，具备研发实力突出、产业基础完备、氢能供给多元、产业链完整、应用场景丰富等优势，三地产业与经济结构互补性强，为区域协同发展氢能产业奠定了坚实的基础。”

1个月前，钢铁大省河北省也采取了行动。7月17日，河北省发展和改革委员会印发《河北省氢能产业发展“十四五”规划》。

公开信息显示，2020年中国钢铁行业碳排放量约占全国碳排放总量的15%，2020年河北省粗钢产量2.5亿吨，位居全国第一，占我国总产量近1/4。氢冶金就是用氢代替碳来还原生成铁，还原过程零碳排放。眼下，氢冶金已经成为低碳冶金的新路线。

一些上市公司也正在加速布局。仅近1个月以来，就有至少两家上市公司投入氢能产业的“怀抱”。其中，昇辉科技于8月6日宣布成立昇辉新能源有限公司，拟重点聚焦氢能产业，从氢能储能等核心产业环节进行投资与布局。协鑫新能源于7月29日也发布了公司氢能战略。

根据中国氢能联盟预计，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，实现二氧化碳减排约7亿吨，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，成为引领经济发展的新增长极。

可以预见的是，我国氢能产业正在加速进入发展窗口期，未来可期。

张倩 中国环境报 2021-08-20

“十四五”是氢能市场培育期和技术追赶期

作为来源广泛、清洁无碳、灵活高效、应用场景丰富的二次能源和重要的工业原料，氢能近年来发展迅速。记者了解到，截至 2020 年，我国氢能产量和消费量均突破 2500 万吨，建成加氢站 128 座，推广氢燃料电池汽车 7355 辆。

“氢能产业要实现高质量、可持续发展，其核心准则是从源头做到可持续。”中国工程院院士杜祥琬在 7 月 29 日召开的氢能产业发展论坛暨协鑫氢能战略发布会上表示。

实现氢能产业高质量发展是技术问题，也是经济问题。协鑫集团董事长朱共山在接受记者采访时表示，到 2025 年，我国 60%地区的光伏上网电价将在 0.13 元/千瓦时左右，风电度电成本将控制在 0.15 元/千瓦时左右。按此成本核算，可再生能源制氢成本将降至每立方米 1 元。

清洁能源制氢是氢能发展方向

氢从何处来？在碳达峰、碳中和目标下，回答好这一问题尤为重要。根据不同的制取方式和碳排放量，氢能被分为灰氢、蓝氢和绿氢。2020 年我国氢气来源中，62%为煤制氢，19%为天然气制氢，仅有 1%的可再生能源制氢，氢来源亟待“绿化”。

“很多一次能源都可以用来制取氢能，但是我国氢能产业的发展方向，应是发展绿氢。”杜祥琬表示，氢从水里来，水资源就是地球上的“氢矿”。氢能产业要实现高质量发展，需从源头做到可持续，将波动性、间歇性的风能、太阳能转换为氢能，有利于储能和传输，具有零排放、零污染和可持续优势。

氢能产业被誉为“没有天花板”的产业，是我国能源转型的重要方式，也是实现交通运输、工业建筑等领域深度脱碳的最佳选择。

国际氢能协会副主席、清华大学教授毛宗强表示，氢能行业正处于起步阶段，应以“双碳”目标为导向应用于工业、能源、交通等众多场景，助力绿色减排，构建轻便协同的用电体系，为我国发展低碳经济提供战略支撑。

“‘十四五’时期，将是我国碳达峰‘窗口期’、氢能产业发展的发力期，也是氢能市场的培育期和氢能技术的追赶期。”中国电力企业联合会专职副理事长安洪光表示，通过新能源与氢能的耦合，可助力高比例清洁能源电力系统的稳定运行，解决长时间清洁能源处理和负荷需求的平衡问题，帮助难以减排领域深度脱碳。

“协鑫新能源将打造不依赖补贴，完全市场化的零碳科技先锋企业，做全球综合实力领先的绿氢与蓝氢综合运营服务商。”朱共山表示，十几年以来，协鑫集团推动光伏发电从高价走向平价，从平价走向低价，目前，又独家掌握颗粒硅等前沿性、替代性的绿色低碳“黑科技”，具备无可比拟的规模化成本优势、平台优势与技术优势，在发展绿氢方面占据市场制高点。未来，“硅—光—氢”的组合，将成为复合型清洁能源供给的主流模式之一。

由“蓝”到“绿”降成本是关键

随着减碳行动的开展和各项政策的加持，氢能发展势不可挡。据不完全统计，迄今已有河南、山西、湖北、安徽等超过 30 个省市对氢能产业发展作出了规划，有的还制定了详细的时间表、路线图和任务书。可再生能源制氢、燃料电池汽车示范城市群、加氢站建设等项目成行业投资热点。

记者从论坛现场了解到，能源行业排放占到全球温室气体排放总量的三分之二，实现“双碳”目标的关键在能源。能源低碳发展有两大路径：化石能源低碳利用和大力发展可再生能源。当前，G20 集团中已经有 9 个国家和地区发布了氢能发展战略，还有 7 个国家和地区正在开展前期研究。氢能产业呈现出良好发展态势，科技进步日新月异、应用场景层出不穷，未来氢能将在钢铁、能源、交通和建筑等领域广泛应用。

事实上，高成本是当前可再生能源制氢大规模推广的主要难题。业内普遍认为，氢能产业仍处于市场导入期，蓝氢基于生产成本低、技术成熟等优势，在现阶段的减碳行动中扮演着重要角色。而未来主流产氢方式将逐步从灰氢、蓝氢过渡到绿氢。

“降低氢能使用成本是产业发展的关键所在。”中国石油和化学工业规划院新能源发展研究中心主任刘思明表示，我国氢能产业急需模式创新。依托海外优质天然气资源，转化为氢气具有成本竞争力。国内京津冀、长三角、珠三角氢能产业率先发展，用氢也应避免长距离陆运。他认为，未来国内氢能市场将以“工业副产氢+短距离运输”模式为主，海外将以“优质资源转化蓝氢+长距离化学品载体运输”模式为主。

根据中国氢能联盟预测，到2030年，我国氢气的年需求量将达到3715万吨左右，在终端能源消费中占比约5%；到2060年，我国氢气的年需求将增至1.3亿吨左右，在终端能源消费中占比约20%。

朱共山表示，蓝氢战略和绿氢战略共同吹响了协鑫进军氢能源的集结号，形成了高度互补。在东部、南部等负荷中心发展蓝氢，在中西部地区等新能源大基地发展绿氢，一蓝一绿，蓝绿同行，先蓝后绿，协同发展。

论坛现场，协鑫集团旗下协鑫新能源对外发布该公司氢能战略。根据规划，协鑫新能源氢能战略由蓝氢和绿氢两部分构成。蓝氢目标——首期建成年产230万吨合成氨，逐步扩能至每年400万吨生产规模，可供应国内70万吨蓝氢；绿氢目标——计划到2025年建设100座综合能源站，达到40万吨年产能。

在政策扶持下，氢能产业正在逐步进入“规模化—降本—开拓市场”的量价循环，而持续的技术进步也将反哺解决各环节核心技术的成本制约，进一步提升商业化竞争力。大胆想象，未来或许沙漠都可以变为制备氢能源的“聚宝盆”，通过“氢气大走廊”进行跨区域链接，不仅解决了新能源规模化消纳问题，还将带动多领域深度脱碳。

中国电力新闻网 2021-08-17

北京打造氢能创新产业链 支撑京津冀能源结构转型

近年来，我国政府对氢能产业的支持力度不断加大，以氢燃料电池汽车示范应用为牵引，将氢能列入国家能源发展战略的组成部分。8月16日，北京市经济和信息化局印发《北京市氢能产业发展实施方案（2021-2025年）》。市经信局相关负责人表示，北京率先打造氢能创新链和产业链，对落实首都高质量发展战略，支撑京津冀能源结构转型、引领全国氢能技术创新和产业发展，具有重要意义。

该《实施方案》明确，北京将以科技创新驱动为核心，强化政策引领和产业培育，建设国际一流的研发设计、国际交流和推广应用平台，努力把北京市建设成为具有国际影响力的氢能产业城市与科技创新中心，驱动京津冀氢能产业协同发展，合力构建氢能与燃料电池全产业链，形成氢能低碳化、规模化生产与应用，着力打造“区域协同、辐射发展、国内领先、世界一流”的产业创新高地，促进产业可持续发展。

氢气具备来源广泛、清洁高效和应用场景丰富等多项优点，被认为是全球能源技术革命和转型发展的重大战略方向。国际氢能委员会预测，到2050年，氢能产业将创造3000万个工作岗位，创造2.5万亿美元的市场规模。根据中国氢能联盟预计，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。

“发展氢能产业是推动京津冀能源结构转型，促进京津冀在全国范围率先实现碳达峰目标的重要支撑。”按照《实施方案》中的表述，京津冀区域是国内最早开展氢能与燃料电池产业研发和示范应用的地区之一，具备研发实力突出、产业基础完备、氢能供给多元、产业链完整、应用场景丰富等优势，三地产业与经济结构互补性强，为区域协同发展氢能产业奠定了坚实的基础。

从氢能技术与产业能力上看，北京市氢能技术研究在国内起步最早，现已基本掌握氢能产业体系各技术路线主要环节的关键技术，以北京为核心的京津冀全产业链基本贯通，在科技创新、产业

基础、支撑要素和市场应用方面具有全国领先优势。截至 2020 年底，北京市氢能产业相关企业、机构数量约 150 家，其中，氢能供应领域 73 家，燃料电池领域 89 家。2020 年，北京氢能产业实现产值约 30 亿元，总体处于中试到产业化过渡阶段。

在北京氢能发展的“大方案”中，还有更具体的“小目标”。以冬奥会和冬残奥会重大示范工程为依托，2023 年前，实现氢能技术创新“从 1 到 10”的跨越，培育 5 至 8 家具有国际影响力的氢能产业链龙头企业，京津冀区域累计实现产业链产业规模突破 500 亿元。2025 年前，培育 10 至 15 家具有国际影响力的产业链龙头企业，形成氢能产业关键部件与装备制造产业集群，建成 3 至 4 家国际一流的产业研发创新平台，京津冀区域累计实现氢能产业链产业规模 1000 亿元以上。

同时，京津冀区域氢能产业布局也将统筹规划，以联合开展燃料电池汽车关键核心技术产业化攻关和示范应用城市群建设为引领，集聚制、储、运、加、用全产业链，形成优势互补、错位发展、互利共赢的产业发展格局。

在北京市域内，京北全面布局氢能产业科技创新应用示范区，京南打造氢能高端装备制造与应用示范区。以昌平“能源谷”建设为核心，向南融合海淀，向北辐射延庆、怀柔，在北部区域打造氢能产业关键技术研发和科技创新示范区；依托大兴、房山、经开区，构建氢能全产业链生态系统，在南部区域打造氢能高端装备制造与应用示范区，承接北部地区科技创新成果的产业化。

中国经济网—《经济日报》 2021-08-19

电氢耦合助力构建新型电力系统

加快发展氢能产业，是应对全球气候变化、实现碳达峰、碳中和目标、保障国家能源安全和实现经济社会高质量发展的战略选择。据中国氢能联盟预测，预计到 2060 年，氢能在终端能源消费中比重约为 20%。

在技术、成本、政策等推动下，氢能作为连接可再生能源的纽带和电力储能介质成为可能，在以新能源为主体的新型电力系统中扮演着越来越重要的角色。

氢能在新型电力系统中的定位

随着可再生能源装机快速增长以及用户侧负荷的多样性变化，电网面临诸多问题与挑战。在碳中和目标下，氢能作为新兴零碳二次能源得到快速发展，为电力系统发展带来了难得的机遇。

一是利用可再生能源电制氢，促进可再生能源消纳。我国可再生能源发展领先全球，水、风、光装机量均为世界第一，据国家能源局发布的 2020 年可再生能源并网运行情况可知，目前国内风电、光伏利用率分别为 97%和 98%，随着大规模可再生能源的快速发展，其运行消纳问题会进一步显现，利用可再生能源制氢可有效提升我国可再生能源消纳水平。

二是利用氢储能特性，实现电能跨季节长周期大规模存储。电化学储能存在储能时间短，容量规模等级小等不足，目前主要用于电网调频调峰、平滑新能源出力波动性，实现小时级别的短周期响应与调节，而氢储能具有储能容量大、储存时间长、清洁无污染等优点，能够在电化学储能不适用的场景发挥优势，在大容量长周期调节的场景中，氢储能在经济性上更具有竞争力。

三是利用氢能电站快速响应能力，为新型电力系统提供灵活调节手段。基于 PEM(质子交换膜)的电解水制氢装备具有较宽的功率波动适应性，可实现输入功率秒级、毫秒级响应，同时可适应 10%—150%的宽功率输入，为电网提供调峰调频服务，提高电力系统安全性、可靠性、灵活性，是构建零碳电网和新型电力系统的重要手段。

四是推动跨领域多类型能源网络互联互通，拓展电能综合利用途径。氢能作为灵活高效的二次能源，在能源消费端可以利用电解槽和燃料电池，通过电氢转换，实现电力、供热、燃料等多种能源网络的互联互通和协同优化，推动分布式能源发展，提升终端能源利用效率。

]电氢耦合的应用场景与分析

氢能在能源、交通、工业、建筑等领域具有广泛的应用前景，可以作为能源互联转化的重要媒

介，推动能源清洁高效利用，实现大规模深度脱碳。氢能发展的初衷是解决低碳和生态环保等问题，可再生能源制氢是未来氢能发展的主要方向，将应用于新型电力系统“源、网、荷”各环节，呈现电氢耦合发展态势。

一是应用于电源侧。利用可再生能源绿色制氢技术，将风能、太阳能等可再生能源电力清洁高效地转换为氢能，推动氢能在电源侧与可再生能源耦合，促进大规模可再生能源消纳，提高可再生能源利用率。

二是应用于电网侧。利用氢能具有跨季节、长时间的储能特性，发挥氢储能作用，可积极参与电网调峰调频辅助服务，提高电力系统安全性、可靠性、灵活性，实现能源跨地域和跨季节的能源优化配置。

三是应用于用户侧。通过氢燃料电池热电联供、区域电网调峰调频及建筑深度脱碳减排的应用，可扩展氢能在终端用能领域的应用范围和综合能源业务发展，推动冷-热-电-气多能融合互补，提升终端能源效率和低碳化水平。

通过分析源侧弃电制氢、网侧氢储能、负荷侧利用特高压通道直接制氢三大场景，可以看出，在源端利用富余风、光、水等可再生能源制氢，就地销售到市场上可获得较好收益，但是输氢成本较高，长距离输送到需求端不具备经济性；在网侧，氢储能站通过参与电网辅助服务和售氢收入，具备一定的经济性；从当前风电和光伏的整体建设上来看，西北地区具有丰富的风力和光伏资源，经济发达的东南地区是重要的用氢需求地，绿氢的输送通道和特高压输送通道基本重合，合理利用特高通道长途输电，在负荷侧通过特高压通道直接制氢，在成熟的电力市场价格机制下，相比“源侧电制氢+管道输氢”应用场景，“特高压输电+负荷侧制氢”在经济上更具有竞争力。

氢能在新型电力系统应用挑战及建议

氢能自身属性使其具备跨时间和空间灵活应用的潜力，在应对气候变化、全球能源转型的大背景下，国际上普遍认为氢能将成为未来能源的重要载体。

但是，受技术、经济性、标准化等因素的影响，氢能在新型电力系统中的应用仍面临诸多挑战：一是缺少电氢耦合的激励政策与电氢协同规划。氢能已被国家作为中长期科学和技术发展的重点研究方向，也出台了诸多氢能产业发展的相关政策，氢能被明确纳入“新型储能”，但还有待进一步明确在新型电力系统中的定位，缺少相应的激励配套政策，氢能与电网规划缺乏跨领域协同；二是氢能装备部分零部件卡脖子问题和电氢耦合关键技术有待突破。核心材料催化剂、质子交换膜以及储氢材料的开发和生产企业较少，国内厂家的技术水平与国际先进水平有一定差距，需要鼓励国内自主技术的快速迭代和提升，同时氢能与电力系统耦合的关键技术研究较少，在氢能与电网规划、风光耦合的波动性制氢、适用于电力系统的高密度储氢、电氢耦合运行控制、氢能应用安全等方向还需进一步研究；三是绿氢生产成本较高，氢储能的经济性尚未显现。当前可再生能源生产的绿氢价格比灰氢高两到三倍，电制氢与燃料电池效率还有待提升；四是电氢耦合标准体系有待完善。目前，可再生能源制氢、电力系统储氢、电氢耦合运行控制、氢燃料电池发电与热电联供方面标准体系还存在体系不健全甚至空白等问题，制约了氢能产业发展。

因技术瓶颈和经济性等原因，氢能当前还不具备大规模推广的条件，建议示范先行，随着技术的进步与产业的成熟，逐步推广，有序发展。针对电氢耦合产业发展存在的问题，建议从顶层设计、跨专业联合攻关、标准化工作、示范建设加强布局。

一是加快推进电氢协同和顶层政策设计。建议氢能与新型电力系统建设相结合，针对电氢耦合发展，开展激励政策设计，进行应用引导和优化补贴；

二是加强跨专业联合攻关及产学研协同研究。建议加强跨领域跨产业联合攻关，突破关键技术和卡脖子技术。加强电氢基础研究，培育电氢耦合跨专业联合科研创新团队建设，从产、学、研、用多方位协同加速推动电氢耦合产业发展。

三是建立健全电氢耦合标准体系。从风光可再生能源制氢、氢能电站、电氢耦合运行控制等方向，推进能源电力领域电氢耦合的标准化工作，构建并进一步完善氢能与电网耦合领域的标准体系，

促进氢能在电力系统应用工程的标准化建设和规范化管理。

四是加快典型示范工程建设。围绕绿氢生产基地，开展风光氢储试验和示范工程，提升可再生能源利用率；在新型电力系统建设的重点省市，建设氢储能电站，参与电网灵活性调节；在国家氢能试点城市，重点在重卡、物流需求密集区，因地制宜建设分布式制氢和充电站融合综合能源服务站，开展电氢耦合技术的工程化示范，打造电氢耦合精品示范工程。

（作者均供职于中国电力科学研究院技术战略研究中心）

闫华光 韩笑 康建东 中国能源报 2021-08-16

布局千亿氢能产业 北京发布“十四五”氢能产业实施方案

记者 17 日从北京市经济和信息化局了解到，该部门发布《北京市氢能产业发展实施方案（2021-2025 年）》。根据实施方案，2025 年前，京津冀区域累计实现氢能产业链产业规模 1000 亿元以上，减少碳排放 200 万吨。

实施方案明确，2023 年前，培育 5 至 8 家具有国际影响力的氢能产业链龙头企业，京津冀区域累计实现产业链产业规模突破 500 亿元，减少碳排放 100 万吨。2025 年前，产业体系、配套基础设施相对完善，培育 10 至 15 家具有国际影响力的产业链龙头企业，建成 3 至 4 家国际一流的产业研发创新平台，京津冀区域累计实现氢能产业链产业规模 1000 亿元以上，减少碳排放 200 万吨。

在交通运输领域，2023 年前，推广加氢站及加油加氢合建站等灵活建设模式，力争建成 37 座加氢站，推广燃料电池汽车 3000 辆；2025 年前，探索更大规模加氢站建设的商业模式，力争完成新增 37 座加氢站建设，实现燃料电池汽车累计推广量突破 1 万辆。

在分布式供能领域，2023 年前，在京津冀区域开展氢能与可再生能源耦合示范项目，推动在商业中心、数据中心、医院等场景分布式供电、热电联供的示范应用；2025 年前，在京津冀范围探索更多应用场景供电、供热的商业化模式，建设“氢进万家”智慧能源示范社区，累计推广分布式发电系统装机规模 10MW 以上。

实施方案明确，统筹规划京津冀区域氢能产业布局，推动京津冀地区产业链协同互补、产业链条贯通，协同布局氢能供应及燃料电池应用全产业链，联合开展燃料电池汽车关键核心技术产业化攻关和示范应用城市群建设。

陈旭 新华社 2021-08-17

俄罗斯“三步走”发展氢能

本报讯 俄罗斯政府新闻中心日前发布消息称，俄罗斯总理米舒斯京已批准了一份关于氢能发展构想的文件，将助力俄罗斯生产和全面应用氢能，并实现出口。

根据这份文件，俄罗斯发展氢能产业将分三阶段实现。第一阶段是从现在开始的三年半中，建成集生产、出口为一体的氢能项目产业集群，在俄罗斯国内推广使用氢能；2025 年至 2035 年以及 2035 年到 2050 年这两个阶段，则主要用来建设以出口为导向的生产项目，在各个经济和工业领域系统使用氢能技术。

俄罗斯政府认为，俄罗斯在生产和出口氢气方面具有显著竞争优势，预计到 2024 年，俄氢气供应量可达 20 万吨；到 2035 年可达 200 万至 1200 万吨；到 2050 年可达 1500 万至 5000 万吨。

米舒斯京表示：“对氢能的开发将保障俄罗斯在能源市场的地位。通过发展氢能产业，将创造更多就业机会，也有利于推动经济增长。”

据悉，今年早些时候，俄罗斯政府曾提出，希望在全球氢能市场中占有 20% 的份额。7 月，俄罗斯政府专门成立了一个由工业企业和政府部门组成的工作组，以实现这一目标。

在最开始的三年半阶段中，俄罗斯将会集中在蓝氢的生产上，利用俄罗斯巨大的天然气资源，

结合 CCS 技术进行低碳氢的生产。为此，俄罗斯政府将启动低碳氢生产的试点项目，至少建成三个氢能产业集群。位于俄罗斯西北部的集群将致力于向欧洲国家出口氢气，并制定措施降低出口导向型企业的碳足迹；东部集群将专注于面向亚太地区的出口，以及交通和能源领域基础设施的发展；北极集群旨在为俄罗斯北极地区打造低碳能源供应系统。

在 2025 年至 2035 年的第二阶段中，俄罗斯预计将启动首个商业规模的氢能项目，目标是每年出口 200 万吨的氢气，还将致力于实现从石油化学到公用事业等各个领域广泛采用氢能技术。在第三阶段，俄罗斯希望成为欧洲和亚太地区最大的氢燃料出口国之一，并实现氢技术在交通、能源和工业领域更广泛的商业应用。

与此同时，俄罗斯政府还计划提供激励措施，如提供国家补贴，以帮助支付试点项目和必要的科学研究费用。包括俄气、俄油在内的大多数俄罗斯大型能源公司都表示，尽管目前氢能产业的商业可行性尚不能确定，但它们仍将响应政府号召，积极参与氢能项目的研究建设。（仲蕊）

中国能源报 2021-08-16

氢储能，渐行渐近

近期，国家发改委、国家能源局发布《关于加快推动新型储能发展的指导意见》，氢能被明确纳入“新型储能”。

构建以新能源为主体的新型电力系统，加快新型储能规模化部署尤为关键。有研究表明，氢能有望成为一种重要的储能形式，并与电化学储能互为补充，但目前氢储能各环节产业化程度较低，需进一步规模化发展。

理想方案

资料显示，氢储能一般分为三种情况。首先是可再生能源电解水制氢；其次是电解制氢后，再用氢气发电，包括燃料电池发电上网和氢燃料电池汽车等在交通领域的应用；除此之外，是电解水生产的氢气与二氧化碳合成甲醇进行储运及应用。也就是说，电解制氢是氢储能产业链的源头。

东北证券认为，未来，氢能与可再生能源将进行更深程度融合，形成的氢储能应用，将成为重要的应用场景。

风与光伏发电具有间歇性和波动性特征，如果将风光发电直接供应给终端用户，会造成经常性断电或因电压过大而烧断电器。为解决上述问题，发电端利用大量电池组存储电能，可以在风光较弱时进行补充发电，或选择直接接入国家电网，利用智能电网分时消纳不稳定电力。但业内专家指出，这两种情况都存在成本高、技术难度大等弊端。

“对于风力、光伏等不稳定能源发电，氢储能是一个非常理想的解决方案。电解水制氢可以根据电力系统需求，随时调整氢气产量，有效利用风光发电过程中不可上网的、质量较差的电力。”北京久安通氢能科技有限公司总经理、教授级高级工程师张立芳表示，这一技术路径经过多次课题验证，已被证明是合理且有效的。

“通过建设专门的制氢站，利用风光发电形成一个微网用于制氢，由于弃风弃电电费不高，氢气制取成本也会相应降低。”张立芳认为，现在很多电厂的风光电被白白浪费，一旦加以利用，将大有好处。

张立芳表示，从效率上来说，氢储能的效率并非是所有储能方式中最高的，但其未来发展潜力巨大。在整个产业链中，如果将可再生能源与氢储能相结合，利用可再生能源电解制氢并储运应用，氢储能将发挥出重要作用。

优势显著

根据国际可再生能源机构的测算，目前全球仅有 4% 的氢气来自电解水制氢，其余均来自煤炭、天然气以及石化领域。在我国富煤、贫油、少气的能源结构下，国内煤制氢的占比超过 60%，电解水制氢比例不到 2%，可再生能源制氢未来发展空间巨大。

张立芳表示，相较于化石能源制氢方式，电解制氢的氢气质量非常高，更符合燃料电池应用过程中的要求。虽然煤制氢等传统方式制取的氢气价格更加便宜，但在碳达峰、碳中和背景下并不能持续。

“氢储能与其它储能方式相比有很大不同。首先，氢作为二次能源，可直接储存，而电化学储能，目前来看，直接储电的能量密度还不够高，对将来的应有有一定限制；其次，电化学储能效率低，同时也面临安全性和单位能量成本高等问题，而燃料电池的重量功率密度可达 400 瓦/千克，体积功率密度达到 4000 瓦/千克，未来有望达到 2000 瓦/千克，高于锂电池的 150 瓦/千克—200 瓦/千克，其开放的系统储能方式使续航里程更长。”

在张立芳看来，氢可以通过储存运输，实现长时间、跨季节储能，在交通、工业和可再生能源等领域具有广泛的应用场景。他强调，现阶段，氢储能在一些技术节点需要进一步优化和提高，如在电解水制氢厂站建设中，考虑到发电量功率和电压波动较大，去着力提高电解设备应对电网电功率波动大的技术和控制策略水平。

共谋发展

虽然一些发电企业对氢储能产业感兴趣，却有不少怎样布局、能否回本、有没有足够的终端用户等之类的顾虑。张立芳认为，这些担心没有必要。目前全国氢气的售价在 60-80 元/公斤，如果合理利用风光弃电，保证电价便宜的基础上，氢气价格将更具竞争力，成本价能够达到 15-18 元/公斤。随着氢储能的规模化应用，成本下降会非常快，绿氢成本也会很快与煤制氢持平。

除了源头制氢，东北证券指出，当前氢储能各环节产业化程度均较低，规模化发展尚需时日。在制氢环节，目前电解水制氢的成本明显高于传统化石能源，未来电费成本与设备投资均有较大的下降空间。在储运环节，现阶段氢气的储运体系尚不成熟，输氢管网、加氢站等基础设施仍需大量投入。在应用环节，绿氢或将在部分传统工业领域率先得到推广，氢燃料电池则处于起步阶段。

与此同时，张立芳指出，部署氢储能的前期设备投入巨大，除了风光发电设备和点解制氢设备，制取的氢气还需储存、升压、运输，因此，短期来看，氢储能的发展速度将慢于电化学储能，后续的产业进程需要各环节共同进步，完善基础设施，降低成本。

中国能源网 2021-08-30

全球低碳氢产能 10 年内或增 20 倍（关注）

本报讯 根据国际市场研究机构 Global Data 最新发布的研究报告，到 2030 年，全球利用可再生能源和“天然气+CCS”生产低碳氢的能力将增加 20 倍以上，产能有望达到 1400 万吨/年。

根据该报告，全球已规划的低碳氢项目中，85%为采用可再生能源的“绿氢”项目，其余 15%为利用天然气并配备 CCS 技术的“蓝氢”项目。值得注意的是，其中大部分在建产能仍处于可行性研究阶段，不确定未来是否会继续进行。

Global Data 对 2030 年低碳氢产能的展望预测分为高情景和低情景。在高情景下，低碳氢产能将达到 1400 万吨/年；而在低情景下，低碳氢产能也可达到 800 万吨/年，比目前 60 万吨/年的活跃产能高出 10 倍以上。

Global Data 能源管理分析师 Will Scargill 表示：“低碳氢可以为石油和化工行业提供减排途径，也可以为重型运输和工业等难以减排的领域提供更有效的脱碳方式。低碳氢在未来十年有快速增长的潜力，不过，其发展速度将取决于主要项目的投资进展。

除了推动产能发展，政策支持和氢全产业链的发展也是低碳氢实现规模化增长的关键因素。目前，全球已有许多国家在制定相关氢能政策，以抢占这一市场份额，并加快自身能源转型。

根据报告，在氢能产业链中，不同的生产环节所代表的公司之间也产生了更多的合作关系。数据显示，仅 2021 年第二季度，全球与氢能相关的合作协议数量就超过了 2020 年上半年的三倍。

Scargill 表示：“低碳氢领域的快速发展将依赖于企业之间以及政府之间的合作，企业和政府通

过开发新的需求和产能，扩大技术规模，从而实现降本增效，加速该行业的商业化发展。”（仲蕊）

中国能源报 2021-08-16

群雄逐鹿氢产业“未来能源”前景几何？

既是水，又是氢气，更是终极能源。

从无穷无尽的水开始，产物也只有能量和干净的水，氢气似乎符合人类对于清洁能源的全部完美想象。

就像是化石能源被称作夕阳产业一样，不知道什么时候开始，氢能成为公认的未来能源。从欧洲到东亚再到中东、北非，从京津冀、长三角再到珠三角，氢能发展的热潮正席卷全球各个角落。

A股市场近期的氢能炒作大潮，展现了投资者对于氢能产业寄予的殷切希望。但相对于丰满的未来想象而言，氢能产业的现实情况还要骨感得多。在各地政策的强力加持下，技术层面的诸多难题还有待攻克；而除了要去新兴的乘用车电动汽车市场虎口夺食以外，重卡、航运、冶金或许会是他更好的归宿。

无论如何，各界似乎都已经看到了氢能产业在技术跨越后的广阔前景，一场能源行业的新变革或许将在不远的将来到来。没有人愿意错过这辆通往未来的列车。

政策频出勾勒未来想象 自2018年开始，地方氢能产业发展规划的出台，总会引起市场的阵阵骚动。这类规划有的直接点名氢气产业，有一些则以燃料电池产业的名头出现。

2019年，氢能首次被列入政府工作报告中，次年国家氢能产业发展战略规划被提出。这一时期，国家多个部委相继下发燃料电池汽车示范运用的通知，北京、广东、山东、河北等地相继发布产业规划或推进示范区建设，氢能补贴政策纷至沓来。

目前，除了省级的氢能产业发展规划以外，诸多地市也都出台了同类型的产业扶持措施，希望培育出规模产值的氢能产业集群，诞生具有国内甚至国际影响力的产业链龙头企业。随着氢能产业的持续升温，工业能源领域的诸多大型央企和民企，也都纷纷踏足氢能产业。

从各地的规划来看，动辄百亿千亿的产值愿景，勾勒出丰满的产业未来。中国氢能产业联盟则预计，到2025年，中国氢能产业产值将达到1万亿元；到2050年，中国氢气产能将接近6000万吨，实现二氧化碳减排约7亿吨，氢能在中国终端能源体系中占比超过10%，产业年产值达到12万亿元，成为引领经济发展的新增长极。

对于“未来能源”的产业前景，全球社会表现出同样的热情。

2020年6月，欧盟委员会发布《气候中性的欧洲氢能战略》，准备大力推动氢能特别是可再生能源制氢产业的发展，以及氢能的广泛应用。在气候变化议题越来越受到关注的现在，氢能成为经济结构转型、应对气候变化的重要路径之一。

目前，除了欧洲以外，美国、韩国、中国、日本等国都已经布局氢能产业，开启基础技术的积累和商业化路径的尝试。油气时代的资源大国，也不想跟随化石能源一起日薄西山。

作为传统的油气生产大国，沙特阿拉伯近年积极布局氢能产业。今年4月，沙特斥资1100亿美元开发当地天然气田，并将这些天然气用于制造氢气。除此以外，沙特还希望利用好自己广袤的土地和风能、太阳能资源，开启可再生能源制氢的产业征程。

除了沙特阿拉伯以外，迪拜、阿曼都表现出对氢能产业的兴趣。在遥远的北非，来自欧洲的大公司一直希望能够将这里廉价的可再生能源，与氢气结合起来，为整个欧盟的经济转型添砖加瓦。

技术难题下的骨感现实 8月以来，A股氢能概念板块遭遇热捧，成为近期为数不多的活跃题材。但在股价飞涨之后，监管下发的关注函如期而至，上市公司也赶紧澄清。

股价表现优异的热门板块公司，其氢能业务尚不成熟或占比较小，部分公司甚至并没有氢燃料电池业务的投入。而与此相对的是，早就布局氢能产业的潍柴动力（000338.SZ）和亿华通-U（688339.SH）企业，还在谨慎布局拓展相关业务。

相对于股市的炒作热潮，现实情况要骨感得多。目前，全国范围内还没有出现一家典型的氢能源或氢燃料电池产业的龙头公司，整个行业还处于探索阶段。氢燃料电池只是诸多企业重点探索的方向之一。

工信部装备工业发展中心的张微撰文指出，目前国内珠三角、长三角、京津冀三个区域的示范运营，在政策引导和支持下已经初见成效，但国内燃料电池产业还面临着技术基础相对薄弱、基础设施建设不完善和政策法规标准尚未形成等诸多困难。

目前，日韩和欧美等传统氢能源大国已经掌握了从基础材料到系统集成、终端应用方面的核心技术，形成了比较完整的燃料电池汽车供应链体系；在实现了真正意义上的产业化之后，上述国家和地区正试图探寻成本最优的商业化体系。

相较于国外同行，中国的氢能产业在竞争中并没有占据优势。目前，在加氢机和氢气压缩机、膜电极喷涂设备、循环泵、催化剂等关键零部件上，与国外先进水平还有较大差距。

尽管一再遭受热炒，但氢能产业相关技术不成熟、制氢用氢成本太高、产业链和配套设施不完善等问题，一直制约着整个行业的规模发展前景。

与一片向好的电动汽车市场相比，燃料电池汽车市场的存在感仍然很低。中汽协公布的数据显示，今年1-7月，国内纯电动汽车产销量分别完成126万辆和122.7万辆，增速均为2.2倍；而燃料电池汽车产销量增速均接近五成，但实际数字仅为664辆和675辆，与电动汽车差了不止一个数量级。

中国前瞻产业研究院提供的数据显示，截至2021年3月末，中国共建有加氢站131座，其中108座投入运营；此外，还有65座正在建设中，122座正在规划中。

与此同时，中国电动汽车充电基础设施促进联盟数据显示，截至2021年7月底，联盟内成员企业上报公共类充电桩为95万台。在燃油车市场方面，目前中国建有各类加油站约十万座。

氢燃料汽车行业想要与电动汽车直接竞争并不容易，但好在它所拥有的并不止这一个选项。除此以外，本身清洁无污染的氢气，其来源是否环保却并不一定。

氢从何处来到何处去 根据来源不同，氢气又被分为灰氢、蓝氢和绿氢。由可再生能源制备而来的氢气被称为绿氢，由化石燃料制造且经过碳捕获技术的氢气被称为蓝氢。

灰氢则是经由化石燃料制备的氢气，成本较低但是碳排放最高，也是目前氢气的主要来源。化石能源公司希望利用天然气资源，结合CCUS（碳捕捉、收集和利用技术）来制造蓝氢。

能否大规模、足够便宜地使用可再生能源制氢，将决定未来氢能产业的发展。从当前国内可再生能源的区域分布以及全国电力消费情况来看，氢能有望成为中国三北地区可再生能源存储、转移的高效能量载体。

具体实现起来仍有困难。虽然氢燃料电池转化效率高，但清洁能源制氢成本仍然很高；此外，储氢和运输的技术难关还有待解决。

尽管氢燃料电池汽车备受关注，但相较于乘用车市场，客车、物流车辆以及重卡会是氢能更方便拓展的方向。

罗兰贝格管理咨询指出，氢燃料电池车的适用场景主要分三大类，一类是固定路线、方便配套加氢基础设施建设，以矿山、港口、物流园区等相对封闭和路线固定场景为主；第二类则是中长途干线，运营里程超过纯电续航上限的场景；最后则是高载重的情况下，纯电车型由于电池密度提升空间有限，重卡匹配一定里程行驶的电池必然自重过大，因而氢燃料电池的车重相较于纯电动的优势将进一步放大。

英国石油公司（bp）首席经济学家戴思攀在接受21世纪经济报道等媒体采访时表示，氢能将应用于那些很难电气化的车型，长距离的重卡将发挥氢能的优势。

罗兰贝格认为，目前氢燃料电池行业已经进入市场技术、资源卡位的发展蓄能关键时期。

除了车辆以外，在能源转型的浪潮下，国外航运巨头也面临着越来越大的减排压力，氢燃料发动机可能会成为船舶行业碳减排的重要选项之一。2020年6月，交通运输部发布的《内河航运发展

纲要》中也提出，探索发展纯电力、燃料电池等动力船舶，研究推进太阳能、风能和氢能在行业的应用。

对于钢铁行业来说，高炉炼钢从工艺上就天然会产生大量二氧化碳，面对整个行业的节能减排压力，除了转向电炉炼钢以外，氢能或许将成为行业的重要救星。目前，中国宝武、蒂森克虏伯、安赛乐米塔尔等国内外钢企已经开始氢能相关的尝试与研究。

彭强 21 世纪经济报道 2021-08-20

燃料电池电堆企业开发 PEM 电解槽“起风”

在碱水制氢（AWE）、PEM 制氢和 SOEC 制氢三大技术路线中，PEM 制氢技术的运行电流密度高、能耗低、产氢压力高，适应可再生能源发电的波动性特征、易于与可再生能源消纳相结合，被认为是电解水制氢的适宜方案。

随着可再生能源制氢项目的增多，今年国内电解水制氢设备需求出现井喷，PEM 制氢进展迅速。中国船舶 718 所、中科院大化所、山东赛克赛斯、高成绿能、淳华氢能、深圳绿航等多家公司在 PEM 制氢设备方面的订单同比都有不同程度的增长。



PEM 电解槽主要部件由内到外依次是质子交换膜、阴阳极催化层、阴阳极气体扩散层、阴阳极端板等，结构与燃料电池电堆类似，只是材料体系不同。在 PEM 制氢设备市场机遇凸显的形势下，当前已有少数 PEM 燃料电池电堆企业开始入局研发 PEM 电解槽，膜电极及双极板企业也在跟进中，这在未来会成为普遍现象吗？

技术门槛颇高

PEM 电解水与 PEM 燃料电池互为逆反应，前者是电解水制氢，后者是氢氧反应生成水。PEM 电解槽的结构与 PEM 燃料电池电堆类似，但 PEM 电解槽的材料体系与电堆相比有很大的差别，要真正做好 PEM 电解槽产品不容易。

淳华氢能副总经理李俊荣表示：“由于工作环境的差异，PEM 电解槽对核心部件和材料耐久性和寿命的要求更高。要做好 PEM 电解槽，需要对催化剂和膜电极材料有较深的理解，并且需要做好电解槽的密封。”

电催化剂方面，PEM 电解槽的电催化剂研究主要是 Ir、Ru 等贵金属/氧化物及其二元、三元合金/混合氧化物，以钛材料为载体的负载型催化剂，非贵金属催化剂或非金属催化剂的研发难度较大。

膜电极方面，PEM 电解水的阳极需要耐酸性环境腐蚀、耐高电位腐蚀，应具有合适的孔洞结构

以便气体和水通过。PEM 燃料电池中常用的膜电极材料（如碳材料）无法用于水电解阳极。为此，3M 公司研发了纳米结构薄膜（NSTF）电极，阴阳两极分别采用 Ir、Pt 催化剂，载量均为 0.25mg/cm²。

双极板方面，在 PEM 电解槽阳极严苛的工作环境下，若双极板被腐蚀将会导致金属离子浸出，进而污染 PEM，因此常用的双极板保护措施是在表面制备一层防腐涂层，其耐腐蚀要求比 PEM 燃料电池更高。

实力企业着手布局

正因为技术难度大，在 PEM 电解槽市场需求明显提升的背景下，当前有研发跟进 PEM 电解槽及核心部件产品的也仅是个别头部电堆、膜电极及双极板企业，另外还有一些综合实力强的国企及上市公司也开始了针对 PEM 电解水制氢装备的技术研究与产业布局。

作为国内膜电极头部企业，鸿基创能全资子公司鸿基创能科技（佛山）有限公司于今年 5 月与佛山市南海区人民政府正式签署关于燃料电池高性能膜电极产业化项目的《投资合作协议》。该项目计划投资 1 亿元，建设燃料电池膜电极和 PEM 电解水制氢膜电极产业化基地。PEM 电解水制氢膜电极是鸿基创能的新项目，今年内将完成中试，并在南海基地实现量产。

国内金属双极板龙头企业上海治臻在 6 月举行的 FCVC2021 上展示了 PEM 电解槽双极板样品，在寻求国内 PEM 电解槽企业合作。

此外，光伏巨头之一阳光电源在今年 3 月推出国内首款最大功率 250kW 的 SEP50 PEM 制氢电解槽。该 PEM 制氢电解槽核心部件均为国产。为了配合市场需求，阳光电源已开始规划建设全自动化电解槽组装生产线。

上海电气电站集团也于今年 3 月与中国科学院大连化学物理研究所揭牌成立 PEM 电解水制氢技术研发中心，签订了“兆瓦级模块化高效 PEM 电解水制氢装备及系统开发”项目合作协议。

吉电股份(000875)近日在投资者互动平台表示，长春氢能产业基地的先导项目为 PEM 电解制氢装备研发、制造项目；威孚高科也公开表示，公司将 PEM 电解水制氢系统业务规划纳入拟成立的氢能事业部业务范围。

现阶段国内外市场格局

在更多的企业选择进入 PEM 电解水制氢装备领域前，有必要先深入了解现有 PEM 电解水制氢装备的市场格局及技术水平，以规避风险。

据悉，国际上纯水制氢设备的商业化进程早在 20 年前就已经开启，NEL-Proton、SIEMENS、ITM Power、Hydrogenics 等公司几乎囊括了世界范围内的 PEM 电解制氢设备市场。过去 10 年间，全球加速推进可再生能源 PEM 电解水制氢示范项目建设，示范项目数量和单体规模呈现逐年扩大的趋势，目前 PEM 水电解制氢已迈入 10 MW 级别示范应用阶段。

具体来看，NEL-Proton PEM 水电解制氢装置的部署量超过 2000 套（分布于 72 个国家和地区），拥有全球 PEM 水电解制氢 70% 的市场份额，具备集成 10MW 以上制氢系统的能力；收购了 Hydrogenics 的康明斯在今年 5 月宣布，计划投资 5000 万欧元在西班牙投建 500MW/年的 PEM 电解槽工厂，用于生产绿氢。

在国内，聚焦 PEM 水电解制氢设备的公司及科研机构主要有中国船舶 718 所、中科院大化所、山东赛克赛斯、高成绿能、淳华氢能、深圳绿航等。

718 所上半年在国内电解水制氢设备领域的市场占有率颇高，当前以碱水制氢为主，其客户包括壳牌、国家能源、协鑫、宝武清能等。现阶段 718 所正在重点发力 PEM 电解水制氢，其已扩容新建 2 大厂房，其中 PEM 电解水制氢设备年产能 120 台/套。

“目前公司已经交付的 PEM 电解水设备订单都是小型的电解槽。”718 所技术部部长刘晓峰告诉高工氢电，公司已经交付的 PEM 电解槽都在 20m²以下，今年上半年接到 4 台 50m²PEM 电堆槽订单预计将在 9 月底前交付。

山东赛克赛斯上半年电解水制氢设备的销售额已达 4000 万元，小型 PEM 电解水制氢装置销量

达 1500 台；大型设备订单持续不断，包括出口伊朗。“今年到现在一直没闲着，订单非常火爆，PEM 电解水制氢设备有一个月的时间甚至供不应求。”该公司工程部总监侯力军表示。

在绿氢发展呼声高涨背景下，电解水制氢正迎来新一轮发展机遇，预计未来对大型 PEM 电解水制氢设备需求将进一步增加。

国内上述企业目前在小型 PEM 电解水制氢设备上已经有不错的收获，但针对大型 PEM 电解水制氢技术上还有较大的提升空间。这对于新入局者而言，无疑是挑战与机遇并存。

游保平 高工氢电 2021-08-30

石墨烯储氢能否走出实验室？

怎样更好地储存、利用氢能是行业关注的重点。传统的氢气储运主要通过高压气态法或低温液态法实现，高压气态法对容器质量要求高，容易造成氢气泄漏，而且安全性低。低温液态法则需要将氢气冷却至零下 200 摄氏度以下，成本昂贵，经济性差导致适用范围小。

8 月 8 日，西安交通大学电气学院张锦英教授团队开发了石墨烯界面纳米阀固态储氢材料，称以高活性轻金属氢化物为原材料，通过界面纳米阀非催化动力学调控机制，实现储氢材料安全、可控、稳定释氢。不过，业内也随之出现了不少质疑声。

最高储氢密度可达 25%

由于氢气易燃易爆、密度小、极易扩散等特点，导致储氢技术仍然是氢能发展的瓶颈。

一般来说，传统的钢瓶储存属于常温高压气态储氢，对容器的高压耐受性有较严格的要求，因此钢瓶存储的体积比容量和质量比容量均较低，固态储氢方式的能量密度一般都会高过钢瓶存储，但也有原材料成本高、原材料“氢脆”导致复用性不佳等问题。

梧桐树投资经理李博洋认为，纯净的石墨烯虽然具有大比表面积，但其反应活性较低，不足以促进氢的离解和后续的吸附，因此，纯净石墨烯的储氢性能有限。而张锦英教授的储氢方式为金属基石墨烯复合材料储氢，是在原有金属氢化物储氢的基础上，利用石墨烯表面金属修饰、杂原子掺杂等方法，实现了安全、稳定。

记者联系张锦英教授得知，该方法的石墨烯界面纳米阀结构能有效隔绝水氧，杜绝氢气自发泄漏，提高材料的储运安全性，避免了使用笨重的高压金属罐或者添加额外的保护装置来进行运输，极大地提高了材料便携性和系统储氢密度，其最高储氢密度能达到 25%，超过了现有的所有储氢方式的储氢量。

可解决低温困扰

一位不愿具名的氢能企业人士认为，张锦英教授的石墨烯界面纳米阀固态储氢材料，克服了稳定释放、低温释放氢气等难题。

简单来说，此项技术的原材料是高活性轻金属氧化物，通过非催化动力学调控机制建立起能够有效隔绝水氧、解决氢气自发泄漏、便携的石墨烯界面纳米阀结构，以实现储氢材料安全、稳定释放氢气。上述人士作出进一步解释：“就是将石墨烯良好的包覆性能运用在氢能储存上面，通过控制对石墨烯的包覆，调节它的速度快慢，来达到有序地释放氢气。除此之外，石墨烯界面纳米阀固态储氢材料可以在低温环境中稳定工作。”

李博洋提出，石墨烯二维结构拥有热力学上的稳定性，对氢的吸附能力有限，金属基储氢材料的释气难点主要在金属氢化物上。带有石墨烯涂覆层的储氢材料在释气速度上优于一般金属基储氢材料，同时，从低温释气的对照试验上也可以看出石墨烯表面结构对释气的动力学推动作用。

“张锦英教授的方法，对中、低温储氢材料释气速度作出了较大贡献，可以拓展燃料电池极端温度下的应用场景，其稳定高效的释气方式将继续推动燃料电池进行结构创新。”李博洋表示。

仍处于小试中试环节

李博洋告诉记者，在张锦英教授的方案中，石墨烯只是作为表面涂层材料，其实际质量和金属

材料间仍有几个量级的差距。目前，工业上宏量制备大尺寸石墨烯的成本仍不乐观，但相比于目前在高端 3C 产品上应用的石墨烯导热片，储氢材料的石墨烯对其表面微观形貌要求较低，且一定程度的结构缺陷反而有利于储氢。

“相信未来，随着石墨烯材料在下游市场应用条件成熟，将为其商业化规模化应用提供驱动力。”李博洋表示。

不过，也有多位专家提出了疑问——“这应该是 20 年后的技术，我个人认为氢气储运的技术路线还是应该多借鉴天然气”“张锦英教授的技术太前沿了，机理我不是很清楚，但是回想当年石墨烯电池也曾一度引起了轰动”“核心的指标未显示，应该更加偏重于技术研究，估计还在研发的初级阶段，是否实现商业化推广，还需以后再看”……对此，张锦英教授表示，受资金影响，目前该项目技术仍处于小试中试环节，就现在的材料而言，如果不能形成一个闭环，价格偏高，但整体运行起来后，价格就会降下来。

本报记者 韩逸飞 中国能源报 2021-08-16

万亿氢能赛道：漫长而执着的“奔赴”

在“碳达峰、碳中和”的目标下，氢能产业发展正步入快车道。2019 年氢能首次写入政府工作报告。此后，各地陆续出台氢能产业重磅规划。频频的政策利好，让氢能源板块受到资金热捧。寄托着投资者的殷切希望，氢能源板块自 2020 年 5 月起一路走高。

据不完全统计，今年以来，国内 A 股上市公司已发布关于布局氢能产业的公告多达 1.71 万条，183 家上市公司宣布入局。企查查数据则显示，今年上半年我国氢能企业注册量为 339 家，同比增长 89%，呈现飞速增长的趋势。

在争相加码布局氢能产业的同时，多家氢能源概念公司提示业务进展和炒作风险，为资本市场“降火”。相关公司纷纷回应称上市公司相关业务尚在发育期，业务占比较小。业内人士表示，尽管相关企业在苦练“氢”功，但目前氢能源相关产业尚处于发展初期，存在不少难题，在降成本、扩需求的双侧推动下，有望在未来 5 年获得市场放量。

强势爆发的氢能源概念背后，一条荆棘丛生但极具战略意义的万亿产业赛道浮出水面。预计 2020 年至 2025 年间，中国氢能产业产值将达 1 万亿元。而这，将是一场全球范围的竞赛。

碳中和时代“氢”大有可为

要想实现碳中和目标，迫切需要开发新的生产工艺和技术来实现深度减排，实现“脱碳”“固碳”甚至“负碳”。

氢是很好的还原剂，也是大部分化工和石化产品的组成元素。无论是以清洁氢和低碳氢替代化石能源实现交通、工业、建筑与发电部门的“脱碳”，还是通过碳捕集封存和资源化利用“加氢固碳”实现碳循环经济，抑或是通过生物质制氢与碳捕集技术结合等方式生产“负碳氢气”，氢能都在这些路径中扮演着大有可为的“关键角色”。

与煤炭、石油和天然气相比，氢能在自然界中不是天然存在，需要通过一次能源化学加工或转化产生。相比用化石燃料生产的灰氢以及使用碳捕集封存技术将尾气脱碳后得到的蓝氢，利用可再生能源电解水产生的绿氢才能达到二氧化碳零排放，才是符合碳中和发展方向的选择。

在钢铁行业，氢冶金是当前重点的探索方向。2020 年 11 月，河钢集团与全球矿业冶金巨头意大利特诺恩集团签约，共建全球首座使用富氢气体的直接还原铁工业化生产厂，推动传统“碳冶金”向“氢冶金”转变。今年 5 月年产 120 万吨炼钢原料的氢气直接还原厂在河钢宣钢厂区开工，一期 60 万吨采用世界首套新一代低碳氢能源示范装置，计划于 2021 年底投产，可替代传统高炉碳冶金工艺，建成后年减碳幅度可达 60%；二期 60 万吨将采用风能、太阳能等可再生能源进行电解水制氢做还原气，实现无化石能源冶炼。

在能源化工行业，基于绿氢反应制备甲醇是高效转化利用二氧化碳、“以氢固碳”的重要途径之

一。2020年初，在中国科学院院士、中国科学院大连化学物理研究所太阳能研究部主任李灿团队的努力下，拥有我国自主知识产权技术的全球首套直接液态太阳燃料规模化合成项目在兰州新区试验成功，目前已发展成为千吨级规模化太阳燃料合成工业示范工程。据测算，若以我国当前8000万吨甲醇产能计算，液态阳光甲醇与煤化工制甲醇相比，将减排数亿吨级二氧化碳。合成氨也是化工领域氢消费占比最大的场景之一，目前挪威、美国、巴西等都在建设绿氢合成氨的工厂。未来，甲苯、乙烯的生产过程中，利用绿氢也可以大幅减少温室气体的排放。

在交通领域，氢燃料电池系统具有清洁环保、续航里程长、加氢时间短等优势，未来可以作为动力应用于重型货车、难以电气化的轨道交通、大型船舶、大型飞机等，降低长距离高负荷交通对石油和天然气的依赖。

在建筑能耗上，通过氢燃料燃气轮机技术和燃料电池技术实现对家庭住宅、商业建筑进行热电联供，也是美德日韩等国家企业争相投入的研发方向。

关乎能源安全的储能介质

氢能之所以被广泛认为是未来最有发展潜力的二次能源，还因为，对于构建低碳高效现代能源体系来说，氢能更大的价值在于，它是一种重要的储能介质。

可再生能源（如水电、风能、太阳能）的间歇性特点，导致其不能长时间持续、稳定地输出电能。受制于电网消纳能力，经常会出现“弃风弃光”现象。据全国新能源消纳监测预警中心发布的《2021年二季度全国新能源电力消纳评估分析》显示，今年上半年，全国弃风电量126.4亿千瓦时，风电利用率96.4%；弃光电量33.2亿千瓦时，光伏发电利用率97.9%。其中，青海、陕西、宁夏、河南、贵州都出现了“弃风弃光”增长现象。而今年2月美国中部和南部大片地区遭遇创纪录的极端低温天气，风力涡轮机叶片因结冰而停止，更是带来世纪大停电。日益频繁的极端天气，也让人们对可再生能源供电的可靠性提出了更高的要求。

储能就成为解决问题的必由之路--将可再生能源发电储存起来，在需要时释放，以保障可再生能源发电持续、稳定的电能输出，提高电网接纳间歇式可再生能源的能力。氢作为一种重要的二次能源，可以通过电解水获得，再加之自身突出的特点，被认为是理想的储能介质。

从氢的来源上看，风电、光伏制氢可实现生产源头上的无碳化。同时，与锂电池相比，氢作为储能介质具有能量密度高、补能速度快、低温适应性好等优势，非常适合长时间储能手段，来解决风能、光伏发电所遇到的时段不平衡，季度不平衡等问题，实现传统电网无法实现的大规模、跨季节、跨时段、跨地域的储能，将成为促进可再生能源消纳的利器。

作为极具潜力的新型大规模储能技术，氢能不仅适用于大规模储能和长周期能量调节，还可以在调峰调频辅助服务、削峰填谷等多类型能源互联、搭建微电网等方面发挥重要作用。

也正是因为如此，近年来，光伏和风电领域的领军企业纷纷加码氢能布局，将可再生能源与氢能“联姻”为综合能源开发提供了新的路径。

产业现实依然“骨感”

根据预计，到2050年，我国氢气需求量将接近6000万吨，可再生能源电解制氢占比将达到70%，实现二氧化碳减排约7亿吨，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。

这无疑将成为引领经济发展的新增长极。但相对于丰满的未来图景而言，氢能产业的现实情况还要“骨感”得多。目前，我国在氢能全产业链的制氢、储运、应用等环节，技术路线、成本高企、产业化瓶颈等诸多难题还有待攻克，为行业后续发展增添了许多“不确定性”。

在制氢环节，目前制绿氢的主流技术包括碱性电解水（AWE）、质子交换膜电解水（PEM）和固态氧化物电解水（SOEC）。受成本、成熟度与产业链配套等多因素影响，AWE在国内是主流；尽管PEM电解槽运行更加灵活、更适合可再生能源的波动性，但当前国内PEM技术正在经历从实验室研发向市场化、规模化应用的阶段变化，与欧洲先进技术差别较大；SOEC技术最大的优势在于转换效率比较高，可以实现80%以上电解水制氢的能源转换效率，但它需要高温的运行环境，材料的循环寿命、

成本和技术都存在难题。

在目前氢产能中占比极其有限的可再生能源绿氢制备领域，最大的困扰是成本问题。电解水制氢七八成的成本来自电。据测算，在可再生能源发电成本下降到 0.15 元/kWh 以下时，用电解水制氢参与化工行业可以和既有生产供给进行竞争。而预计到 2030 至 2035 年左右，绿氢制备成本达到 15 元/kg 以下，就有望在加油站和石化燃料平价。

在储氢环节，当前国内储存方法主要还是成本相对较低的高压气态储氢，而加氢站主要是长管拖车运输高压气态氢，运输距离相对短，运输成本比较高；在液氢方面，设备关键零部件依赖进口，与国外技术差距明显，产能严重不足。目前，美国和日本主推液氢储运技术路线，全球有三分之一的加氢站采用了技术液氢技术，澳大利亚为日本供氢的项目也采用了液氢运输船远距离输送。

在加氢用氢环节，燃料电池、加氢站等所需的关键零部件或依赖进口或没有量产的成熟产品，导致了相应环节的高成本。以燃料电池为例，据中国国际经济交流中心信息部数据显示，我国膜电组件成本约为 4000 元/千瓦，与国际 700 元/千瓦差距较大；我国电堆成本为 6000 元/千瓦，国际指标为 1000 元/千瓦。

事实上，在全球范围内，氢能技术还在摸索阶段，但一场氢能领域的全球竞赛已经展开。据统计，目前约占全球 GDP52% 的 27 个国家里面，有 16 个国家已经全面制定了国家层面的氢能源发展战略，有 11 个国家正在制定进程中。

日前，工信部在相关回应中表示，将积极配合相关部门制定氢能发展战略。各地已经迅速行动，目前已经有 20 多个省(区、市)发布了氢能规划和指导意见。

未来氢能在全球的发展值得期待。

青岛日报 2021-08-30

英国“亮剑”，首个国家级氢能战略正式发布！

8 月 17 日，英国商务能源与产业战略部（BEIS）发布《国家氢能战略》（下称《战略》），这是英国政府发布的首个氢能战略。

《战略》提出，到 2030 年，氢将在英国化工、炼油厂、电力和重型运输（如航运、重型货车和火车）等高污染、能源密集型行业脱碳方面发挥重要作用，预计吸引 40 亿英镑的私人投资，新增 9000 余个高质量的工作岗位；2050 年，英国 20-35% 的能源消耗将以氢为基础，最终为英国 2035 年减少 78% 排放和 2050 年净零排放目标做出重要贡献。

针对战略目标的实施，英国政府制定了 4 个阶段的发展阶段主要内容，并按照时间轴同步推进氢气制取、储运、应用和市场相关部署，护航战略目标实现，具体如下：

英国《国家氢能战略》		
发展阶段	阶段目标	关键行动与里程碑
(1) 2022-2024年	生产：小规模电解生产；	2021年决定第一阶段CCUS集群；
	运输：管道、就近卡车运输（非管道）或就地使用；	2022年初启动净零氢基金；2022年第3季度为混合燃料提供物有所值的案例；2022年确定低碳氢标准；2022年确定商业模式；
	应用：交通运输（公交车、大型货运卡车示范，铁路与航空[试验]）；工业示范；社区供热[试验]；	2023年试验社区供热；
(2) 2025-2027年	生产：多地试点大规模采用CCUS技术的氢气生产项目，电解槽氢气项目生产规模不断扩大；	2025年拥有1吉瓦的生产能力；2025年至少2个CCUS集群；2025年乡村供热试验；
	运输：专用小型集群管网；扩展卡车运输和小型存储；	2026年启动氢气供热；
	应用：工业应用；交通运输（大型货运卡车，铁路与航运[试验]）；乡村供热[试验]；与天然气混合（待续）；	21世纪20年代中期启动燃料电池重卡项目；
(3) 2028-2030年	生产：大规模采用CCUS技术的氢气生产项目和电解生产项目；	2030年实现5吉瓦生产能力；
	运输：大型集群网络；大规模存储；与天然气网络的整合；	2030年4个CCUS集群；
	应用：广泛应用于工业；发电和灵活性；运输（重型货车、航运）；供热试点城镇；	2030年建设供热试点城镇；
		2030年追求实现40吉瓦海上风电的目标；
(4) 2030年代中期以后	生产：扩大生产规模与范围（例如核能、生物质）；	第六个碳预算（到2035年实现与1990年相比减排78%的目标，到2050年实现净零排放）
	运输：区域或国家网络以及与CCUS、天然气和电力网络集成的大规模存储；	
	应用：包括钢材在内的所有终端用户；电力系统；更大的航运和航空；潜在的天然气掺氢转换；	

保障措施	
制氢方面	2022年初启动2.4亿英镑的净零氢基金，共同投资早期的制氢项目；
	提供价值为6,000万英镑的低碳氢资金支持；
	2022年初敲定英国低碳氢标准；
	在2022年敲定氢商业模式，从2023年第一季度开始分配第一批合同；
	在2022年初提供有关生产战略和双轨方法的更多详细信息；
氢运输、储存	2021年发起英国天然气系统信息收集工作，以评估本世纪20年代及以后系统的氢网络和储存需求；
	提供价值6,800万英镑的长期储能资金支持和价值为6,000万英镑的低碳氢资金支持
氢应用	2021年底前发起一项就“氢就绪”工业设备的信息收集工作；就逐步淘汰工业中碳密集型氢气生产进行统计
	提供3.15亿英镑工业能源转型基金；
	2021年启动5,500万英镑的工业燃料转换竞赛；
	2023年建成氢供热社区，2025年建成氢供热村，到2030年建成潜在的氢供热试点城市；
	为交通脱碳提供数百万英镑的支持，包括氢公交车、重型货车、航运、航空和多式联运枢纽的部署、试验和示范
创造市场	2021年创立氢监管论坛；
	评估推动氢投资和部署的市场框架，并在2022年初提供更新；
	评估氢项目面临的监管障碍，并在2022年初提供更新；
	2022年底前完成对高达20%的氢气掺入现有天然气管网的指示性评估，并争取在2023年底做出最终决策。

为保障《战略》落实，英国政府还将推进 10 亿英镑投资计划，促进低碳氢经济发展。

10亿英镑投资计划	
资金分配（英镑）	支持项目
2.4亿	净零氢基金（NZHF）
3.15亿	能源转型基金的第二阶段，以支持工业转向包括氢能在内的低碳燃料
6000万	低碳氢供应链2期优选项目，以支持创新氢生产、运输和储存技术
6800万	长效储能示范优选项目
1.83亿	交通脱碳，包括用于公共汽车、HGV卡车、航运和航空的氢技术试验和推广
1.05亿	5500万英镑的工业燃料转换优选项目
	4000万英镑的红色柴油更换优选
	1000万英镑的工业能效加速器（IEEA）

本次《战略》的发布是英国上下酝酿已久的结果。

自 2019 年英国提出到 2050 年温室气体排放量至少减少 100% 的目标（与 1990 年水平相比），即“净零”（Net Zero）目标后，氢能在推动英国能源结构转型中的作用日益增加。

2020 年 6 月，60 多个企业和贸易机构共同为英国氢能项目提供了 30 亿英镑的私人投资“启动资金”，联合起来呼吁英国政府制定氢能战略；7 月，英国氢和燃料电池协会、中部地区氢和燃料电池网络协会、英国水电协会、HyCymru（威尔士氢能贸易协会）、英国可再生能源公司（RenewableUK）和东方氢能公司（Hydrogen East）六大机构共同呼吁开启全面氢能战略，并承诺参与氢技术领域的 15 亿英镑投资。

千呼万唤之下，去年 11 月，英国政府正式公布绿色工业革命十点计划，其中计划二“推动低碳氢发展”受到广泛关注，并计划今年 7 月正式出台英国国家氢能政策。

如今《战略》在经英国各方力量共同呼吁一年之久，延期近一个月之后终于正式发布，内容之详密、考虑之周全可见一斑，增强了英国氢能行业、投资方信心，是英国脱碳计划的重要一步，将对英国经济和就业产生重大刺激作用。

值得一提的是，近期美国 DOE 宣布资助 31 个氢能项目专攻技术研发、拜登签署助推 FCEV 发展的行政令，如今英国也发布国家氢能战略，未来英、美加速角逐全球氢能战场已成定局，氢能这艘扬帆起航的大船由哪国领航，接下来的 10 年至关重要。

赵赛楠 高工氢电 2021-08-20

新工艺将液氨直接转为氢气

韩国科学家近日宣布了将液氨直接高效转化为氢气的新技术。据物理学家组织网 12 日报道，在这项研究中，科学家们提出了一种新工艺，利用液氨成功地生产出大量纯度接近 100% 的绿色氢气，而且这种方法消耗的能量仅为电解水制氢的三分之一。

氢是一种清洁燃料，在燃料电池中消耗时产生的副产品只有水，这与化石燃料形成鲜明对比，后者产生二氧化碳、甲烷和一氧化二氮等温室气体。氢能因其环境友好性被誉为“终极能源”，被视为解决能源资源问题和环境危机的途径之一。根据国际氢能委员会预测，到 2050 年，氢能将减少二氧化碳排放 60 亿吨，在全球能源中所占比重有望达到 18%。

氨比氢更容易液化，也更容易储存和运输。而且，氨以质量储氢密度和体积储氢密度两大优势，正在成为具有发展前景的氢运输载体。此外，研究小组指出，理论计算表明，氨电解生产氮和氢只需要 0.06 伏特的外部电压，远低于水电解制氢所需的 1.23 伏特。

在这项新研究中，来自韩国国立蔚山科学技术院的研究人员提出了一种新工艺，可以应用于气相色谱分析过程中，使他们能够更可靠地对氨氧化反应中可以使用的催化剂进行比较和评估。研究小组称，借助该方法，他们可以通过实时监控，详细区分氨氧化反应和析氧反应——经过一系列反应产生氧气的过程之间的竞争性氧化反应。最终，他们使用花状的电沉积铂催化剂，高效生产出了氢气，而且，能耗显著低于水裂解制氢工艺。

刘霞 科技日报 2021-08-16

核能

核能是实现碳达峰碳中和的重要途径

核是大家比较关注又有些敏感的话题。有些人“谈核色变”，却不了解原子核虽小，却有着巨大的能量。从核能的基本原理、核能的作用、核能的特点、核能的安全性等方面来看，都可以论证核能是实现碳达峰碳中和的重要途径。

从数据上看，与传统火电相比，2020 年核能发电量相当于减少燃烧 1.05 亿吨标准煤，减少 2.74 亿吨二氧化碳排放，减少 89 万吨二氧化硫排放，减少 77.5 万吨氮氧化物排放。

核裂变反应与核聚变反应的同时，都会释放出巨大能量，核能资源是指能产生或转化为核裂变或核聚变的物质。核电站所用核燃料中的有效成分是铀-235。如果能让 1 千克的铀-235 全部裂变，可以释放出相当于 2700 吨标准煤完全燃烧所放出的能量。我国已知可开采的铀资源在世界已知可开采的铀资源中占 3.1%。大到用核裂变、核聚变反应发电的核电站，核能供热系统，以及以原子弹为代表的核武器，以核能为动力的核动力航母、核潜艇、核动力破冰船、核动力飞机，小到安检机、胸透，都利用了核能及核技术。

核能在能源的分类中属于非化石能源，目前得到充分开发的石油、天然气、煤炭属于化石能源，得到有效利用的水能、风能、太阳能属于天然能源。相比之下，煤、石油和天然气易获得，但产生的排放会导致温室效应，造成环境污染，对人体健康、工农业生产、天气等产生影响。煤需要庞大的运输体系，废气控制代价昂贵，石油和天然气储量有限，价格波动大。获取天然能源的运行费用相对较低，但水能受选址因素影响较大，风能存在受地区限制、功率小、能量难贮存、依赖天气条件等缺点，太阳能也受到地区限制和所用材料的制约。此外，氢能虽零污染但费用较高。

从核能的特点来看，核能具有高效、清洁、安全、经济、储量丰富等优点。可以预见，在化石能源用尽后，核能领域将有巨大的发展潜力。同时，从对环境的影响来看，核能作为一种清洁能源也前景可观，可以弥补水能、风能、太阳能、氢能等其他天然能源的缺点。但是，也要解决放射性、乏

燃料及运输核废料引发社会争议等问题。

对于大家普遍关心的核安全问题，有必要强调的是，核安全是国家安全的一个重要方面，核电是安全的能源。

在全世界 50 年来 443 座核电反应堆的运行历史中，只有 20 世纪七八十年代发生过两起由于人为责任引发的严重事故，以及 2011 年发生的福岛核事故。客观分析三哩岛核事故、切尔诺贝利事故、福岛核事故可以发现，人为操作失误、海啸等自然因素影响是事故发生的重要原因。现在核电站的安全性能更好，可靠性更强，发生事故的可能性更小。从核电能源技术本身来讲，其基本原理安全，且有多道屏障、纵深防御、严格的核安全监督体系和法律法规来保障安全。

可以说，没有核能就没有净零排放，核电对环境保护的作用是显著的。接下来还要通过更多的宣传普及营造核安全文化，推动公众正确认识核能，更好地发挥核能的作用。

商照荣 中国环境报 2021-08-16

核能供热还面临哪些“堵点”？

中国核能电力股份有限公司近日发布公告称，拟与多家公司共同出资，设立低温堆平台公司“中核燕龙科技有限公司”，以布局低温供热堆技术市场。在此之前，秦山核电与海盐县合作的核能供暖节能工程示范项目于 7 月 28 日在海盐开工，成为中核集团首个核能供暖节能工程示范项目。

从商用核电站供热到低温供热堆商业化推广，中核集团近期在核能供热领域的举动，引起业内对于核能清洁、低碳供热的关注。记者注意到，无论是大型商业核电站的热电联产，还是池式、壳式小型供热堆，都已有较为成熟的技术积累，但目前，真正“开花结果”的核能供热项目只有山东海阳核电站一例。究竟是哪些难题制约了核能供热的发展？碳达峰、碳中和目标指引下，核能行业能否把握机遇，尽快实现核能供热的产业化和规模化发展？

标准未明确 小堆供热落地艰难

根据中核集团此前发布的测算数据，一座 40 万千瓦的“燕龙”低温供热堆，供暖建筑面积可达约 2000 万平方米，相当于 20 万户三居室；运行过程中二氧化碳排放为零，相比燃煤供暖可以显著降低二氧化碳和污染物的大气排放。

纵观国内外，核能供热技术发展至今已超过 50 年，核电站厂区内供热、试验堆供热也早已实现，为何大面积的工程应用少之又少？

记者了解到，出于对安全性等问题的考虑，大型商用核电站在规划、选址、建设过程中受一系列严苛标准的制约。包括“燕龙”在内，国内核电企业研发的专门用于生产热能各类供热堆，在常压下运行，安全性高、技术成熟，但在实际工程中，却因为没有自身标准，不得不采用大型核电站的标准，致使项目推进异常艰难。

“主管部门认为，现在没有落地的项目，标准制定没有依托，想建标准要先做出项目。”某业内人士告诉记者，“但是，项目推进要开展前期工作，前期工作中的各项审查因为没有供热堆的标准，就只能参照大型核电站，这种‘先有鸡还是先有蛋’的局面一直没有突破。”

在建设定位上的差异，也使大型商业核电站供热比供热堆项目建设走得更快。

“核电站本身已经通过了一系列作为发电定位的标准审批，再开展供热改造的流程就相对简单。”清华大学教授付林认为，“换个角度说，国家每年核准一定规模的核电项目，也为大型核电站开展热电联产这种供热模式提供了保障。根据现有规划，2030 年-2040 年，连云港以北的北方沿海地区按照 1 亿千瓦核电装机测算，就可满足 50 亿平方米的供暖需求，可覆盖北方地区 1/4 的冬季取暖需求。相比之下，小型供热堆的应用还存在不确定性。”

机制不顺畅 基层缺乏推动意愿

上述业内人士指出，小型堆供热呼声持续多年，很多项目正在立项或已完成立项，但没有实质进展。“国家能源局在积极推进，但地方往往十分谨慎。”

“按照目前的流程，前期工作一年、建设周期两三年，核能供热堆工程周期过长，难以像燃煤、生物质锅炉等其他供暖形式一样立竿见影，这也使各地普遍缺乏上马核能供热项目以解决供暖问题的意愿。”中国电力发展促进会核能分会副会长田力告诉记者，目前相关部门正在推进相关课题研究，在安全标准不降低的前提下，为供热堆项目打造“绿色通道”，设计单位也在优化设计，希望让供热堆项目在未来像卖锅炉一样，能以商品化的方式快速建设应用。

“供热堆本身是成熟技术的组合，但是核工业出于安全考虑，依然要求其在工程上完成各项试验流程。如果这些成本最后都集中在第一个示范项目中，而不是通过落地多个项目来摊薄成本，第一个示范工程的业主单位很难承受这个压力。”田力说。

“生产关系没有理顺，也制约了供热堆的发展。”一位核电行业专家指出，“核电企业主要力量集中在核电及其他领域，在供热堆投入的力量相对较小，设计方案不科学、工程造价虚高等问题，近年来都曾出现。企业应该凝心聚力，好好做一批项目出来，才能打开这片市场。”

成本待降低 供热价值应受重视

采访中，多位专家均指出核能供热在成本方面需进一步降低，抓住发展机遇的同时，保证企业平稳经营。

付林指出，单从经济性角度看，虽然供热堆在常压下运行，安全性有保障，但其只生产热能只用于供热，不像核电站的供热是利用余热，因此会对其投资经济性产生影响；池式堆承担基础热负荷时效率最高，但非供暖季以及供暖季、热负荷高与低的工况变化会影响其运行经济性，需要与其他常规采暖方式结合。”

“总体而言，消耗价格不菲的核燃料来替代烧煤，最终只用来做民生供热，基本没什么经济性。”一位从事设计的核电专家表示，“现在核能行业发展面临的主要问题不是安全性，而是经济性。核能供热要想谋求经济性，有必要向工业领域延伸，例如小型供热堆可以建在接近工厂的地方，这是大型核电站不具备的优势，在各地减碳目标的激励下，供热堆或将迎来发展契机。”

“能源企业经常把更多注意力集中在‘电’上，‘热’往往被忽略。实际上热能不仅涉及民生，在工业生产中也不可缺少，核能供热可取代企业自备电厂，保证工业蒸汽供应的同时压减化石能源消耗。除了池式堆可用于民生供暖，壳式堆也能满足低品位工业用热需求，比如高温气冷堆就可以探索供应高品位工业蒸汽，在电力市场之外拓展新的发展空间。”田力表示，“内陆地区若能放开中小型核电站建设，就可以同时解决热和电的供应问题。”

本报记者 卢彬 中国能源报 2021-08-23

没有核电 欧洲能实现净零排放吗？

《经济学人》发表文章，题目是：Can Europe go green without nuclear power?（没有核能，欧洲能走向绿色吗？）

10年前，日本东北部的福岛核反应堆遭受海啸袭击，引发了一场核灾难。受此影响，德国决定逐步淘汰其所有的12座核电站，此后第一批德国核电厂停运。到2022年底，德国最后3座核电站将被关闭。

德国希望到2045年实现碳中和，而欧盟的目标是到2050年实现温室气体净零排放。但是，如果欧洲最大的经济体放弃核能，欧洲还能实现其目标吗？拥有核能的欧洲国家排放的二氧化碳水平始终低于无核电的国家。2000年至2019年间，德国人均碳排放量平均比拥有核能的国家高出43%，这主要是因为德国仍然严重依赖化石燃料发电和供暖。其他国家如丹麦和冰岛，已经成功地在不使用核能的情况下减少了排放量，但这些是小国，受益于与邻国联网和多风的海岸线。

的确，大多数德国人在2011年支持政府弃核的决定，许多人到现在也仍然支持。《经济学人》预测德国绿党在选举中可能赢得至少14.5%的联邦议院席位，绿党在大选宣言中承诺游说其他欧洲国家放弃核电。据报道，德国已获得奥地利、丹麦、卢森堡和西班牙的支持，反对欧盟将核电列为

“绿色”投资项目的计划（欧盟尚未做出决定）。

但是，德国的大多数邻国都不同意。在 17 个拥有核能的欧洲国家中，只有英国计划关闭部分核电机组，但仍在建造新的核电站。尽管瑞士已禁止新建核电机组，但允许现有设施“在安全的情况下”运行。严重依赖煤炭的波兰决定将于 2026 年开始建设其第一座核电站。今年 3 月，捷克共和国、法国、匈牙利、波兰、罗马尼亚、斯洛伐克和斯洛文尼亚的领导人致函欧盟委员会，指出监管良好的核电是安全的，并提供稳定的无碳电源。

随着德国大选的临近，加上德国刚从最近的灾难性洪水中恢复过来，全球变暖已成为公共议程上的重要议题。执政的基督教民主联盟领导人阿明·拉舍特（Armin Laschet）可能会成为下一任总理，他主张德国应该首先放弃煤炭，其次是核能。

E Small Data 国际能源小数据 2021-08-24

能源政策

河北出台公共机构节约能源资源“十四五”规划

河北省机关事务管理局、河北省发改委日前印发《河北省“十四五”公共机构节约能源资源工作规划》提出，剔除疫情因素，以 2019 年能源、水资源消费以及碳排放为基数，到 2025 年全省公共机构单位建筑面积能耗下降 5%、人均综合能耗下降 6%，人均用水量下降 5%，单位建筑面积碳排放下降 7%。

河北日报 2021-08-23

河北构建“一区一核两带”氢能产业格局

日前，河北省发改委印发《河北省氢能产业发展“十四五”规划》。规划提出，“十四五”期间，河北省将以技术突破和产业培育为主线，深入实施创新驱动发展战略，紧扣实现碳达峰与碳中和目标，统筹氢能产业布局，完善管理机制，规范有序发展，推动构建清洁低碳、安全高效的新时代能源体系，率先将河北省建设成为全国氢能产业高质量发展高地。

规划明确了“十四五”期间河北省氢能产业发展目标。在产业规模方面，到 2025 年，培育国内先进的企业 10-15 家，氢能产业链年产值达到 500 亿元。在核心技术方面，到 2025 年，基本掌握高效低成本的氢气制取、储运、加注和燃料电池等关键技术，显著降低应用成本。在应用领域方面，到 2025 年，累计建成 100 座加氢站，燃料电池汽车规模达到 1 万辆，实现规模化示范；扩大氢能在交通、储能、电力、热力、钢铁、化工、通信、天然气管道混输等领域的推广应用。

规划指出了“十四五”期间河北省氢能产业发展重点任务。河北将重点实施低碳绿色氢能制备工程、高效便捷氢能储运工程、加氢服务网络提升工程、氢能多元化利用工程、燃料电池性能提升工程、氢能全产业链支撑工程、产学研用服务保障工程、氢能安全标准体系工程等八大工程，谋划布局 128 个氢能项目，构建“一区、一核、两带”产业格局，加快推动全省氢能产业高质量发展。

“一区”，即打造张家口氢能全产业链发展先导区。依托张家口国家可再生能源示范区建设优势，推动坝上地区氢能基地建设，打造燃料电池汽车及关键零部件技术创新和生产集群，开展多种形式终端应用场景示范，搭建国内领先技术研发和标准创新平台，打造张家口氢能全产业链发展先导区。

“一核”，即以雄安新区为核心打造氢能产业研发创新高地。发挥雄安新区政策优势，积极承接北京高校和科研院所转移，吸纳和集聚京津及国内外创新资源，打造以雄安新区为核心的氢能产业研发创新高地。

“两带”，即构建氢能装备制造产业带，支持廊坊、保定、定州、石家庄、辛集、邢台、邯郸等地

大力发展涵盖制氢、储氢、运氢、加氢、氢应用全产业链的氢能装备制造产业，加快形成国内先进氢能装备制造产业带。构建沿海氢能应用示范带，支持承德、秦皇岛、唐山、沧州、衡水等地发挥资源与区位优势，加快港口重型卡车、搬运叉车、码头牵引车等重型车辆氢能替代，培育沿海氢能应用示范带。

河北省将通过加强组织领导、强化政策支持、加大财税支持、拓宽融资渠道、鼓励先行先试、夯实人才基础、强化区域产业融合、开展宣传引导等措施，保障规划落地实施。

张铭贤 周迎久 中国环境报 2021-08-31

生物质发电中央补贴将有序退出

本报讯 记者姚金楠报道：8月19日，国家发改委、财政部、国家能源局联合发布《2021年生物质发电项目建设工作方案》。根据《工作方案》，2021年生物质发电中央补贴资金总额为25亿元。

《工作方案》指出，申报2021年中央补贴的生物质发电项目分为非竞争配置项目和竞争配置项目。2020年1月20日（含）以后当年全部机组建成并网但未纳入2020年补贴范围的项目及2020年底开工且2021年底全部机组建成并网的项目，为非竞争配置项目；2021年1月1日（含）以后当年新开工项目为竞争配置项目。

《工作方案》明确，2021年生物质发电中央补贴资金总额为25亿元，其中：用于安排非竞争配置项目20亿元，竞争配置项目5亿元（其中：安排农林生物质发电及沼气发电3亿元，垃圾焚烧发电2亿元）。

按照“央地分担”的总体思路，《工作方案》指出，2020年9月11日前全部机组并网项目的补贴资金全部由中央承担。2020年9月11日（含）以后全部机组并网项目的补贴资金实行央地分担，按东部、中部、西部和东北地区合理确定不同类型项目中央支持比例，地方通过多种渠道统筹解决分担资金。地方组织申报前应承诺落实生物质发电项目地方分担资金。未作出承诺省份的项目不能纳入中央补贴范围。

具体而言，西部和东北地区（内蒙古自治区、辽宁省、吉林省、黑龙江省、广西壮族自治区、海南省、重庆市、四川省、贵州省、云南省、西藏自治区、陕西省、甘肃省、青海省、宁夏回族自治区、新疆维吾尔自治区及新疆生产建设兵团）农林生物质发电和沼气发电项目中央支持比例为80%；垃圾焚烧发电项目中央支持比例为60%。中部地区（河北省、山西省、安徽省、江西省、河南省、湖北省、湖南省）农林生物质发电和沼气发电项目中央支持比例为60%；垃圾焚烧发电项目中央支持比例为40%。东部地区（北京市、天津市、上海市、江苏省、浙江省、福建省、山东省、广东省）农林生物质发电和沼气发电项目中央支持比例为40%；垃圾焚烧发电项目中央支持比例为20%。

对于纳入2021年中央补贴的具体规则，《工作方案》指出，非竞争配置项目按全部机组建成并网时间先后依序纳入，并网时间相同的，按热电联产项目优先、装机容量小者优先纳入，直至纳入项目所需中央补贴总额达到相应补贴资金额度为止。竞争配置项目分农林生物质发电和沼气发电、垃圾焚烧发电两类分别开展竞争配置，根据竞争配置结果依序纳入。具体而言，农林生物质发电和垃圾焚烧发电项目申报电价须低于现行标杆上网电价；沼气发电项目申报电价须低于各省现行上网电价，以1厘/千瓦时为最小报价单位。农林生物质发电和沼气发电、垃圾焚烧发电项目分类按补贴退坡幅度由高到低排序纳入，退坡幅度相同的，按热电联产项目优先、装机容量小者优先纳入，直至纳入项目所需中央补贴总额达到相应补贴资金额度为止。如纳入2021年中央补贴范围的竞争配置项目所需中央补贴资金不足5亿元，结余部分结转支持当年非竞争配置项目。

为推动生物质发电有序建设，《工作方案》强调，生物质发电补贴中央分担部分逐年调整并有序退出，逐年增加用于竞争配置的中央补贴规模。鼓励非竞争配置项目参与竞争配置。未纳入2021年中央补贴范围的非竞争配置项目，结转至次年依序纳入；未纳入2021年中央补贴范围的竞争配置项目，参加次年竞争配置。

此外,《工作方案》还对各类项目给出了明确的建设期限。纳入 2021 年中央补贴范围的竞争配置项目,应在 2023 年底前全部机组建成并网,实际并网时间每逾期一个季度,并网电价补贴降低 0.03 元/千瓦时。2020 年底前开工的非竞争配置项目,均须在 2021 年底前全部机组建成并网,逾期未并网的项目取消非竞争配置补贴资格,后续可通过参加竞争配置的方式纳入中央补贴范围。

中国能源报 2021-08-23

四部门出手严控“三高”项目 落后产能项目坚决淘汰

记者从国家发改委获悉,近日,国家发展改革委、工业和信息化部、生态环境部、水利部等四部门联合发布《关于“十四五”推进沿黄重点地区工业项目入园及严控高污染、高耗水、高耗能项目的通知》(简称《通知》)。提出严控新上高污染、高耗水、高耗能项目,对现有已备案但尚未开工的项目一律重新进行评估。清理规范工作于 2021 年 12 月底前全部完成。

《通知》指出,推进沿黄重点地区工业项目入园和严控高污染、高耗水、高耗能项目,是实现黄河流域生态环境系统治理、源头治理的重要举措,是推动黄河流域高质量发展的有效途径。要求各有关地区要对现有各级各类工业园区进行全面梳理,对不符合安全、环保、用地、取水等规定或手续不齐全的园区,要按相关规定责令其限期进行整改。在相关园区整改到位前,不得再落地新的工业项目。对不符合产业政策、“三线一单”生态环境分区管控方案、规划环评以及能耗、水耗等有关要求的工业项目,一律不得批准或备案。

对已建成高污染、高耗水、高耗能项目的监管,全面梳理形成台账,逐一排查评估,有节能节水减排潜力的项目要改造升级,达不到国家或地方有关排放要求的要实施深度治理,属于落后产能的项目要坚决淘汰。对违反产业政策、未落实环评及其批复、区域削减措施、产能置换或煤炭减量替代要求、违规审批和建设的项目,坚决从严查处,并责令限期整改,逾期未完成整改或整改无望的坚决关停。

就在 17 日刚刚召开的国家发改委发布会上,新闻发言人孟玮指出,遏制“两高”(记者注:“两高”即高耗能、高排放)项目盲目发展是当前碳达峰碳中和工作的当务之急和重中之重,但有的地方口号喊得响,行动跟不上,有的地方甚至违规上马“两高”项目,“未批先建问题比较突出”。

据了解,近期,国家发改委会同有关部门开展了专项检查,督促各地压减拟上马的“两高”项目 350 多个。

“在专项检查中也发现,不少地方的决心力度和工作成效还存在差距,一些突出问题仍亟待解决。”孟玮透露,下一步,国家发改委将进一步完善和强化能耗“双控”制度,制定出台三年工作方案,坚决遏制“两高”项目盲目发展,坚决把不符合要求的“两高”项目拿下来,加快推动经济社会发展全面绿色转型。

中国经济网 2021-08-19