

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16期 2021年8月

目 录

| | |
|-------------------------------------|----|
| 总论 | 1 |
| 全国碳市场来了，地方试点何去何从？ | 1 |
| 徐忠：对碳市场最新进展的思考 | 3 |
| 构建零碳可持续能源体系的中国方案 | 5 |
| “实现碳中和”这个宏伟目标，难在何处 | 6 |
| 促进能源结构低碳化 推动实现碳达峰碳中和目标 | 8 |
| 加快形成能源节约型社会 | 9 |
| 天气频繁“走极端” 温室气体难脱干系 | 11 |
| 刘锋：关于中国碳达峰、碳中和实现路径的顶层设计 | 13 |
| “碳达峰”与“碳中和”——绿色发展的必由之路 | 17 |
| 央地全面发力 重点行业减碳路径渐明 | 19 |
| 美国各类可再生能源的比例：风电第一、水电第二 | 20 |
| 日本更新《2050 碳中和绿色增长战略》 | 21 |
| 中美欧引领储能腾飞 新能源开启第三赛道 | 22 |
| 美中竞争 新能源成新赛道 | 25 |
| 国际能源署称全球可再生能源投入杯水车薪 | 26 |
| 联合国发出气候危机“红色警告” | 26 |
| 欧盟碳贵：净零目标远 涨价路漫漫 | 28 |
| 国资委：加快发展风电、光伏发电，央企要积极参与碳市场建设 | 30 |
| 碳排放权交易，中国大步踏出自己的路 | 30 |
| 香港将致力争取于2050年之前实现碳中和 | 34 |
| 开展碳排放环境影响评价 助力全国碳市场行稳致远 | 34 |
| 热能、动力工程 | 35 |
| 碳捕集封存难具规模化减排价值 | 35 |
| 山东实施空气源热泵负荷省调侧调控试验 | 36 |
| “十四五”电能替代应由清洁能源驱动 | 37 |
| 水泥窑协同垃圾焚烧发电放大减排效果 | 38 |
| 虚拟电厂：打开数字化能源世界的钥匙 | 39 |
| 高比例新能源发展趋势下提升新型电力系统灵活性的思考 | 41 |
| 湖北首个高校全场景绿色低碳综合能源项目启动 | 43 |
| 提质增效 “数字能源”与“双碳”目标偕行 | 44 |
| 浙江对二氧化碳发起全面总攻 | 45 |
| 海洋如何成为“负排放”碳汇场？ | 47 |
| 全国首个可再生能源“碳中和”智慧园区 较真每一单位能源排放 | 49 |



| | |
|---|-----|
| 能耗超低 建筑变“绿” | 50 |
| 美科学家研发新型岩盐阳极 可使锂离子电池充电更快更安全 | 52 |
| 综合能源服务国际经验分析 | 53 |
| 污水处理行业碳减排路径在哪? | 57 |
| 预计 2021 年至 2024 年期间美国将新增部署约 10.9GW 电池储能系统 | 59 |
| 迪拜耗资 11 亿美元建设世界上最大的垃圾焚烧发电站 | 60 |
| 绝缘纯水首次在实验室转成金属 | 61 |
| 瞄准千亿级别蓝海市场, 这家移动储能公司想让人们随时随地能充电 | 61 |
| 新型储能“十四五”规模骤增 核心技术坚持自主可控 | 63 |
| 新能源场站自发配置储能或成为主要趋势 | 64 |
| 推动新型储能高质量发展 支撑新型电力系统建设 | 65 |
| 氢燃料发电设施和锂离子电池储能系统哪个更具成本效益? | 67 |
| “图灵膜”为锌电池开发提供新路径 | 68 |
| 我国在建及建成的超低能耗建筑项目达约 1000 万平方米 | 68 |
| 湖北 8 个林业碳汇项目年均减排 76.8 万吨 | 70 |
| “智慧低碳多能互补”海洋牧场 乡村振兴示范区在山东威海建成 | 70 |
| 发展生活垃圾焚烧发电推进节能减排的相关探讨 | 71 |
| 单位 GDP 能耗降低 13.5% 加快形成能源节约型社会 | 72 |
| 首个“近零能耗”样板楼亮相副中心 | 74 |
| Form Energy 公司推出铁-空气电池储能系统 | 76 |
| 储能为何备受关注? | 77 |
| 质优价廉固态电解质问世 安全“锂”想电池不再遥远 | 78 |
| 生物质能、环保工程 | 79 |
| 日本尝试生物质燃料混煤发电 | 79 |
| 太阳能 | 79 |
| 天合光能 670W 组件 通过“进阶版”可靠性测试 | 79 |
| 跨界资本为何钟情光伏“异质结”? | 80 |
| 国家光伏、储能实证实验平台(大庆基地)科研功能全面启动 | 82 |
| “十四五”期间 河北各级公共机构将带头安装分布式光伏系统 | 83 |
| 新模式下央企大规模入局 分布式光伏市场迎变局 | 84 |
| 超 14.7GW! 屋顶光伏发电成澳大利亚第二大电力来源 | 86 |
| 太阳能发展遭遇环保和成本挑战 | 87 |
| 海洋能、水能 | 87 |
| 流域“水风光”打捆开发恰逢其时 | 87 |
| “白鹤”起舞金沙间 | 89 |
| 风能 | 91 |
| 风电向全生命周期“零碳排放”转型 | 91 |
| 我国风电和光伏发电项目分布图 | 92 |
| 分散式风电如何实现“规模化”开发? | 96 |
| 我国首个度电成本低于 0.1 元/度的风电项目出现 | 97 |
| 广东省: 积极打造世界级海上风电产业基地 | 97 |
| 这个海上风电项目和港珠澳大桥一起入选《国家重大工程档案》! | 98 |
| 中国海上风电装机量将登顶世界, 能带来什么? | 99 |
| 海上风电支撑我国能源转型发展的思考 | 105 |



| | |
|---------------------------------|-----|
| 4060 吨“巨无霸”！国内最大海上风电升压站发运 | 115 |
| 氢能、燃料电池 | 116 |
| 绿氢+液态阳光有望挑起零碳“重担” | 116 |
| 氢能发电将在能源转型过程中将扮演重要角色 | 117 |
| 氢气内燃机有望纳入氢能发展战略 | 118 |
| “新宠”氢能的未来之路如何前行 | 120 |
| 能源企业如何布局氢能产业链？ | 122 |
| 氢燃料发电厂将在能源转型中扮演重要角色 | 126 |
| 俄批准氢能源发展构想 欲成最大氢能源出口国 | 129 |
| 氢可以在现有能源设备中作为燃料来“烧”吗？ | 130 |
| 工信部支持氢气内燃机发展 | 131 |
| 发展氢能产业：降碳减排 河北在路上 | 132 |
| 德国稳步推进国家氢战略 | 133 |
| 我国氢能产业迎来新一轮发展热潮 | 134 |
| 核能 | 135 |
| 我国运行核电机组增至 51 台 | 135 |
| 能源政策 | 136 |
| 国内首个省级碳达峰碳中和行动方案公布 | 136 |
| 浙江全域推行重点行业碳排放评价 | 136 |

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

全国碳市场来了，地方试点何去何从？

全国碳排放权交易市场（下称“全国碳市场”）日前正式上线，标志着我国应对气候变化和节能减排工作进入了新阶段。

自 2013 年起，我国相继启动了北京、上海、天津、重庆、湖北、广东、深圳以及福建等八省市的碳排放权交易试点工作，八年的试点经验积累，为全国碳市场的建立、碳市场配额分配、交易制度等方面的完善提供了重要支撑，也对促进试点省市控制温室气体排放、探索达峰路径发挥了积极作用。

那么，全国碳市场启动后，各地应如何利用碳市场手段开展工作，促进本地低碳发展？先前的试点碳市场省市又该如何利用全国与地方两个碳市场探索各具特色的脱碳路径？长远看，伴随全国碳排放权交易市场的稳步成熟，地方碳市场试点又将何去何从，下一步工作应如何做？围绕上述诸多问题，近日记者展开了一系列调研采访。

地方先行先试

夯实全国碳市场根基

碳市场是利用市场机制控制和减少温室气体排放、推进绿色低碳发展的一项重大制度创新，也是推动实现碳达峰、碳中和目标的重要政策工具。

全国性市场的顺利启动，地方碳市场试点经验“功不可没”。“地方碳市场试点运行以来，重点排放单位履约率保持较高水平，市场覆盖范围内碳排放总量和强度保持双降。”国网能源研究院高级研究员杨素在接受记者采访时指出，截至 2021 年 6 月，试点碳市场已覆盖钢铁、电力、水泥等 20 多个行业，涉及近 3000 家重点排放单位，累计成交量 4.8 亿吨二氧化碳当量，成交额约 114 亿元。

以北京为例，相关材料显示，北京市启动试点碳市场以来，运行机制逐步完善、交易日趋活跃、碳配额价格稳健上涨，有力支撑了北京市超额完成国家下达的“十三五”碳强度下降目标，2020 年，北京碳强度为全国最优。截至目前，北京试点碳市场覆盖发电、石化、水泥、热力、其他工业、交通、服务业以及航空等八大行业，共有碳排放量超过 5000 吨/年以上的 859 家重点碳排放单位纳入。

湖北在碳市场活跃度与节能减排方面同样成效显著。“据不完全统计，在累计 6 个履约年度内，湖北试点在交易量、交易额、市场参与率、履约率等市场指标方面都位列试点碳市场前列，同时纳入企业二氧化碳排放绝对量和强度实现了双下降，其中二氧化碳排放量累计减少二氧化碳 1760 万吨，16 个行业中有 14 个实现了二氧化碳排放量下降。”湖北经济学院低碳经济学院院长助理黄锦鹏对记者说。

上海亦通过建立完善碳市场交易系统和交易机构建设，优化完善交易规则和交易系统，形成了多层次碳市场。“上海碳市场的稳定运行进一步促进了上海碳市场配套产业的落地发展。”上海市生态环境局大气环境与应对气候变化处相关负责人表示。

地方碳市场先试先行的探索，为全国碳市场顺利开市以及继续深入扩大提供了经验支撑。“无论是北京、湖北，还是上海，各具特色的地方碳市场在碳市场配额分配、交易制度等方面都已建立成熟体系，均为全国碳排放权交易市场的建立、运行夯实了根基。”中国电力企业联合会规划发展部主任潘荔说。

在黄锦鹏看来，地方碳市场试点时期，体量较小，且多为区域性分割市场，市场流动性不足导致无法形成有效均衡价格，也为全国碳市场的“一盘棋”布局积累了经验和教训。

因地制宜碳减排

地方与全国协同不可少

那么，全国碳市场启动后，地方试点碳市场下一步该怎么做？

今年3月，由生态环境部起草的《碳排放权交易管理暂行条例（草案修改稿）》曾提出，条例施行之后将不再建设地方碳排放权交易市场，已存在的地方碳交易市场应当逐步纳入全国碳市场。

这一条款曾在业内引起热议。记者最新获悉，经过几轮讨论，这一条款或将修改为，全国碳市场建立以后，地方碳市场涉及的行业与全国碳市场管控范围一致的，必须纳入全国碳市场。有地方特色的仍可保留，继续探索先行先试。条例有望在公开征求意见后，于今年年底前正式发布。换言之，试点碳市场仍将有望允许存在，并与全国碳市场相互补充、相辅相成。

对此，杨素坦言，虽然全国碳市场已经启动，但地方试点碳市场仍有很大借鉴价值，其更符合本地排放特征，可以作为全国碳市场的有益补充。

黄锦鹏亦指出，由于全国碳市场与地方碳市场覆盖的行业有交叉，且全国碳市场的优先级更高，所以不可避免会压减试点碳市场的规模，但短期内，全国碳市场或将激发地方碳市场更大潜能。

根据全国碳市场总体设计，纳入全国碳市场的高能耗行业包括电力、石化、化工、建材、钢铁、有色金属、造纸、民航八大行业。现阶段只有电力行业进入履约范围，其他七大行业仍只属于报告范围。

如北京碳市场主体覆盖电力、热力、水泥、石化、工业、服务业、交通运输等8个行业。其中，热力、服务业、交通运输并不在全国碳市场范围。而湖北目前纳入试点碳市场的行业更多达16个，其中涵盖了全国碳市场的8个行业，企业总数接近400家，覆盖了全省45%—50%的碳排放量。

以北京为例，有熟悉北京碳市场情况人士向记者表示，北京目前的产业结构以服务业为主，高校、医院等机构都是北京致力通过碳市场手段促进减排的重点单位，但目前看来，“这些排放单位不可能纳入全国碳市场。基于每个地区的不同经济发展阶段与不同业态结构，试点碳市场除了可先行先试、积累经验，为全国碳市场提供有益探索外，还可立足本地实际情况，灵活运用市场手段促进低碳发展。”

“当前全国碳市场虽然正式启动上线交易，但无论从覆盖范围、制度设计，还是市场运行方面都尚不完善，这就需要地方试点碳市场继续为全国碳市场提供先行先试的经验借鉴；且从当前各地碳市场表现力分析，地方碳市场活跃度相对较高，对推进地方能源转型和绿色低碳产业发展均有积极促进作用。”黄锦鹏指出。

在潘荔看来，在碳达峰、碳中和目标推动下，面对全国碳市场逐步完善，地方碳市场亦需要主动作为，寻找创新发力点，持续发挥地方试点碳市场对本地节能减排、能源转型等方面的倒逼作用。

既要并存

也要明确各自目标定位

记者了解到，目前，北京、重庆、湖北、广东等地政府已经明确了下一阶段试点碳市场的工作方向和工作重点，均在前期基础上进行了一定程度深化。

公开材料显示，湖北省将持续深化碳排放权交易试点碳市场建设，以更充分发挥市场机制作用为目标，研究扩大试点碳市场覆盖范围等工作，促进企业节能环保改造，倒逼落后产能转型；

广东明确“十四五”将继续发挥全国碳市场“试验田”作用，深化碳交易试点，探索研究上线更多交易服务措施，积极推动形成粤港澳大湾区碳市场；

北京则表示“十四五”将开展碳减排专项行动，完善碳排放权交易制度，承建全国温室气体自愿减排管理和交易中心。

“全国碳市场不仅服务于国内高质量发展，也为中国在全球应对气候变化和生态文明建设进程中争取话语权。而地方碳市场目标定位除了应对气候变化和节能减排之外，还应赋予更多职能，尤其在双碳目标大格局下，要最大限度利用好碳市场这一政策工具，倒逼本地能源转型和绿色低碳产业发展，进一步挖掘碳市场对低碳技术、绿色金融等推动作用。”黄锦鹏指出。

谈及各地要如何用好两个碳市场，服务自身减排目标这一话题，杨素认为，对于在已开展地方碳市场的省市，可以探索地方减排路径和地方碳市场的紧密结合，在覆盖范围、总量控制、配额计

算方法等方面和地方年度减排目标相结合；在没有地方碳市场的地区，则需要测算全国碳市场对于本地碳减排目标的作用，对于不足的部分可以考虑出台其他措施激励企业减排。

在多位受访专家看来，目前，实现地方与全国碳市场协同发展仍存在诸多问题，未来两个市场要实现有效协同，还需要深入研究。

有受访专家直言，“目前碳市场面临的最大问题是缺乏全国性的减排目标，建议国家有关部门在‘十四五’或‘十五五’期间，尽快予以明确。与此同时，各地也应尽快抢占以碳市场手段促进碳减排的先机。

“当前全国碳市场在制度设计、系统建设和运行方面取得了较大进展，但其他行业的纳入时间表、试点配额如何消化等问题尚未得到进一步明确，这将影响全国统一碳市场的建设进程和地方试点碳市场的深化。”黄锦鹏认为。

地方碳市场与全国碳市场在衔接方面亦存在制度性障碍。“由于此前8个地方碳市场配额分配方法、交易制度、交易流程、碳价差别较大，远期看，各地方碳市场规则如何向全国碳市场规则统一，企业所持配额如何结转，也是地方碳市场与全国碳市场协同发展的一大难题。”杨素指出。

“地方碳市场和全国碳市场既要并存，也要明确各自的边界和目标定位。”黄锦鹏认为，建议相关部门完善全国碳市场顶层设计，尽快明确全国碳市场八大行业纳入时间表、地方碳市场存续、地方碳市场与全国碳市场的关系、地方碳市场剩余配额的处理方式、地方交易所的职能定位等问题；各地方试点碳市场也要提前研判，明确低成本过渡的思路和具体路径，在配额分配、履约等方面可提前接轨，变被动为主动，最大限度减少两个市场衔接的额外成本。

本报记者 仝晓波 张金梦 张胜杰 中国能源报 2021-08-02

徐忠：对碳市场最新进展的思考

最近关于碳市场有几个方面进展值得关注。一是中国全国碳市场在7月16日正式启动了，收盘价突破每吨52元人民币。二是7月14日欧盟提出碳减排的一揽子方案，包括实施更严格的碳交易体系，并扩展碳交易覆盖范围，以及防止碳泄漏的碳边境调节机制（涵盖电力、钢铁、水泥、铝和化肥五个领域），作为其碳排放交易体系的重要补充。我想结合这些新的进展，谈一下自己的体会。

一、中国已经建立了全国统一的碳市场，下一步重点是要形成更加有效的碳市场

中国的碳市场是从地方试点开始起步的，先后在北京、天津、上海、重庆、湖北、广东、深圳、福建等地方试点，目前最终建立了全国统一的碳市场，初期仅纳入发电行业就已是全球规模最大的碳市场。统一市场的建立有利于形成全国统一的碳价格，可以提高碳市场的流动性以及定价的效率。同时也要看到，当前的全国性碳市场还有一些重要方面需要完善。

第一要尽快明确总量设定。碳排放总量是根据覆盖范围内的历史排放情况以及总体减排目标来确定未来一定时段的排放总量，这个总量目标确定不了，会对市场产生非常大的影响。

欧洲碳市场在金融危机之后，碳价非常低，客观上与总量的“挤牙膏方式”有关系。金融危机期间，工业、商业活动减少导致所需碳配额减少，欧盟碳排放交易体系的配额盈余、碳价格下降，企业减排动力下降。为应对配额盈余，短期内欧盟将一定数量的配额拍卖推迟。为进一步增强碳交易体系韧性，2019年1月欧盟碳排放交易体系开始运行市场稳定储备机制，即不是根据价格波动、而是根据流通的排放配额数量来决定向市场增加或从市场收回排放配额。

目前，中国碳减排的总量目标还不清晰，需要加强顶层设计。此外，在设定总量目标的前提下，应拿出足够比例的碳配额进入碳市场。同时应考虑构建价格稳定机制，帮助投资者形成碳价逐年上涨的预期，更有利于促进减排。

第二要完善配额的分配。配额分配方式决定了配额的稀缺性，从而决定了碳价格的高低，是价格形成的第一步。从目前已运行的碳排放交易体系来看，配额拍卖已成为分配配额的主流方法。全国碳排放权交易市场运行初期以发电行业为参与主体，交易产品为碳排放配额，配额分配以免费分

配为主。

我国全国碳排放交易市场仍在起步阶段，采用免费分配方法有一定的合理性，但随着碳排放交易市场的发展，应逐步增加配额拍卖比例，促进碳排放合理定价。增加配额拍卖比例，一方面发挥市场化手段促进碳定价，另一方面拍卖收入可作为政府公共收入，投入低碳发展行动中。

国际上常见的配额分配方法包括免费分配和拍卖分配。免费分配配额方法分为祖父法和基准法，拍卖即有偿购买碳配额；目前，欧盟碳市场默认的分配方式是拍卖，也有少部分为了防止碳泄漏或鼓励特定行业、企业发展而给予的免费额度，但预计后期会逐步取消。拍卖分配另一个重要的功能是形成支持低碳发展的公共资源。欧盟成员国、英国和欧洲经济区国家 2012-2020 年拍卖收益超过 570 亿欧元，2019 年拍卖收益超过 141 亿欧元，其中有 77% 用于气候和能源目的。

我国资源与地区经济的发达程度呈逆向分布，煤炭集中于内蒙古、山西等省，原油集中于陕西、黑龙江等省，天然气集中于河北、山西等省。为了低碳发展平稳转型，需要帮助高碳地区、行业应对冲击及转型，当下中央及各地财政比较紧张，碳市场的拍卖收益支持部分地区和行业的转型是可以考虑的方向。

第三要推动金融机构的广泛参与、形成能产生足够激励且相对稳定的碳价格，并以金融监管的理念进行管理。

中国的全国性碳市场尽管规定符合条件的机构和个人可以参加，但目前只有控排企业能参与，符合条件的金融机构还未参与进来。没有金融机构的参与，碳市场在价格发现、预期引导、风险管理等方面的作用将大打折扣，甚至可能影响减排目标的有效达成。欧盟碳市场的参与主体除了控排企业之外，还包括银行、基金、经纪交易商等各类型的金融机构。

我们应将碳交易市场定位为金融市场，以金融监管理念进行管理，加强交易产品、机制及参与者的金融属性，推动衍生产品创新，提高市场流动性，将碳交易纳入金融市场体系和风控框架；目前正在修订的《期货法》应将碳配额衍生品纳入交易品种。依托现有金融基础设施，以市场化、专业化方式构建全国性碳交易市场，有效利用已较为成熟的市场管理经验，提高机构投资者参与度，发挥市场成员的自律管理功能。

第四，碳价格要想形成对全社会生产、消费等行为的牵引，还取决于能否形成顺畅的价格传导。电力行业在碳排放中占比差不多一半，电价是最重要的“二手手”。中国目前电力价格还存在一定的管制问题，并非完全的市场化定价。这种情况下，碳价格信号的传导就可能阻滞在电价环节。

下一步，中国要在建立全国统一碳市场的基础上，进一步推动形成更加有效的碳市场和好的碳价格信号，助力低碳平稳转型。包括尽快明确总量设定、配额分配由免费逐步过渡到拍卖方式、推动金融机构的广泛参与、形成能产生足够激励且相对稳定的碳价格、推动能源价格市场化改革等。

二、发达国家提出的碳边境调节机制，其收益必须用于发展中国家的碳减排，否则不符合“共同而有区别的责任”原则，实际上是变相贸易保护主义，中国要有前瞻性的应对

很多发达国家已经碳达峰了，发展中国家碳排放还在往上走，所处阶段不同，碳价应是不同的。为防止碳泄漏，发达国家提出要征收碳边境调节税，相关收入也必须全部返还用于支持出口国、资源国等的低碳发展，体现对发展中国家的补偿属性。

尽管目前欧盟的碳排放量仅占全球的 8% 左右，但自工业革命以来其累计的碳排放量是全球最高之一，占到 24%；美国占到 25%；中国占全球人口的五分之一，累计排放只占到 13%。如果发达国家没有对征收碳边境调节税收益的合理安排，只是出于保护国内企业的竞争力，不符合“共同而有区别的责任”精神，实际上是变相的贸易保护主义。

气候问题在经济学上是一个典型的“公地悲剧”问题，解决这个问题需要国际集体行动。在全面建设小康社会刚刚实现，人均 GDP 水平并不高、还面临不少发展问题的困难情况下，中国仍在 2020 年底向世界承诺了“30·60 目标”，这是非常有担当的。反观发达国家，本应按照之前达成的国际共识，对发展中国家给予资金、技术等方面的支持，现在不仅没有资金支持，还打算实施碳边境调节机制等措施。这不利于凝聚全球共识，共同抗击气候变化，反而会导致出现“公地悲剧”。

对可能出现的发达国家利用征收碳边境调节税实施贸易保护主义，中国要有前瞻性的应对。如果发达国家从贸易保护主义出发，坚持执行碳边境调节机制等举措，中国应尽快扩大国内碳市场和碳定价的覆盖范围，并对出口至发达国家的商品征收一定水平的碳税，从而将这部分税收留在国内，用于支持中国的低碳发展。

徐忠 中国金融四十人论坛 2021-08-01

构建零碳可持续能源体系的中国方案

实现“双碳”目标，如何开辟出一条技术成熟、经济高效的中国特色碳中和之路？近日，全球能源互联网发展合作组织正式发布我国首部碳中和研究领域系统性专著——《中国碳中和之路》。该书创新性提出实现我国“双碳”目标的根本途径，即构建清洁主导、电为中心、互联互通的中国能源互联网，加快推进“两个替代”（能源生产清洁替代、能源消费电能替代），实现“双主导”“双脱钩”（能源生产清洁主导、能源消费电能主导，能源电力发展与碳排放脱钩、经济社会发展与碳排放脱钩），彻底摆脱化石能源依赖，建成以清洁能源为主体的零碳可持续能源体系。

另据全球能源互联网发展合作组织透露，近日，联合国经社部正式发布《2021年联合国可持续发展高级别政治论坛政策建议》，正式采纳了合作组织关于推动“三网融合”实现可持续发展目标的政策建议。这标志着“中国倡议”再次为推动人类经济社会革命，打造全球经济高质量发展新格局提供新方案。

高效率减排促进
高质量发展

“我国是全球最大的发展中国家，处在工业化、城镇化快速发展的阶段，经济增长快、用能需求大，以煤为主的能源体系和高碳的产业结构使我国碳排放总量和强度双高，要用不到10年的时间实现碳达峰，再用30年左右的时间实现碳中和，任务非常艰巨。”全球能源互联网发展合作组织秘书长伍萱表示，中国能源互联网是清洁主导、电为中心、互联互通的现代能源体系，对实现碳中和具有全局性、基础性的作用，优势显著、效益巨大。

伍萱认为，《中国碳中和之路》首次提出科学系统可行的全社会碳中和路径与举措，实现从目标理念到实际行动的跨越，全面系统分析了能源生产、工业、交通、建筑四大主要碳排放领域的碳排放现状发展趋势、技术方向、减排潜力，提出了清洁替代、电能替代、能效提升、电网互联、产业升级、氢能生物质能等八大重大脱碳方向和举措，包括尽早达峰、加速脱碳、全面综合三个阶段的全社会碳中和路径和重点。

伍萱表示，立足我国电力和能源装备与工程技术优势，中国能源互联网碳中和路径以深度清洁替代作为能源生产领域脱碳核心，以深度电能替代作为终端能源消费领域脱碳核心，以电制燃料和原材料将二氧化碳从减排负担变成高价值资源，具有能源系统投资少、边际减排成本低、清洁发展带动力强等突出优势。

既是严峻挑战
也是重大机遇

“实现碳中和，既是严峻挑战也是重大机遇。对我国更多的是机会，体现出我国加快绿色低碳发展的信心和决心，将为我国经济社会发展带来前所未有和翻天覆地的变化。”全球能源互联网发展合作组织经济技术研究院院长周原冰认为，实现碳中和不仅意味着传统意义上的能源结构的变化、生态环境的改善，也是经济、生产、生活方法的重构，将有力的推动我国经济社会的改革创新和高质量可持续发展。

“研究中国的碳中和之路要站在全球的视角，中国的立场也很关键”。周原冰认为，作为国内最早系统研究提出碳中和的路径方案，是基于中国国情、中国特色，能够有力支撑我国第二个“百年目标”的科学方案。充分考虑全球的视野、中国的立场、科学的模型、充分的调研。

周原冰强调，为保证方案科研性，大量的分析计算关联性非常强。我们依靠自主开发与国际机构联合开发，包括气候、能源、环境综合的评估模型、能源电力规划优化的模型、新能源资源开发评估模型，利用这些先进量化的模型才能够得出近、中、远期量化的可靠数据和研究分析结果。

推动全球基础设施

高质量发展的中国方案

“合作组织提出的《推动能源、信息、交通三网融合，促进实现可持续发展目标》政策建议，呼吁将三网融合纳入政府间合作工作框架，加强政策支持，在能源互联、交通电气化及数字化等方面加强协同规划与建设。建议创新提出了能源、交通、信息三网融合发展理论体系，为推动人类社会革命，打造全球经济高质量发展新格局提供新方案。”全球能源互联网发展合作组织合作局局长林弘宇表示。

据林弘宇介绍，2021年联合国可持续发展高级别政治论坛于7月6日至15日举行，会前，联合国经社部正式发布了《2021年联合国可持续发展高级别政治论坛政策建议》，正式采纳了合作组织关于推动三网融合实现可持续发展目标的政策建议。这是自2018年以来，全球能源互联网有关成果连续第四次纳入该论坛政策建议报告，标志着中国倡议已成为联合国推动人类可持续发展的重要方案，对各国产生引领和指导作用，彰显了中国倡议的巨大影响力。

“‘三网融合’是推动全球基础设施高质量发展的中国方案。”全球能源互联网发展合作组织秘书长副局长陈葛松认为，三网融合能充分发挥规模优势和协同效应，降低建设和运营成本，具有巨大的经济价值。如目前合肥建成的集光伏电站、储能站、数据中心站、5G基站、电动汽车充电站和换电站等于一体的“多站融合”示范项目，在土地资源高效利用、能源系统高效运行、降低用户充电成本等方面产生了显著效益。

“新基建7大领域：5G、特高压、城际高速铁路和城际轨道交通、充电桩、大数据中心、人工智能、工业互联网。我认为，这7个领域就是围绕‘三网融合’而构建的。这三网构成了我国未来经济发展和全人类的基础设施的三个层面。三网融合的目的就是要做创新，创新包括面向应用、基于场景、寻找经济发展新的新动能、新要素、新业态。”中国信息经济学常务副理事长吕延杰说。（李文华）

中国能源报 2021-08-02

“实现碳中和”这个宏伟目标，难在何处

2060年实现碳中和是一个宏伟目标。据估计，目前中国全年碳排放量在100亿吨左右，2060年实现碳中和意味着我们要在40年时间里把净碳排放逐渐减少，最终归零。那么碳中和与碳达峰又是什么关系呢？总的来说，2060年达到碳中和的目标比2030年碳达峰的目标更具约束力。碳达峰相对来说比较容易，因为可以把峰值定得很高，之后再往下降就行。但是加上碳中和目标，特别是有时间节点碳中和目标，碳达峰就不能这么做，因为这会导致峰值后的碳中和成本非常大。所以，为应对气候变化，碳中和更有约束力，也更有意义。

碳中和路径清晰，但矛盾也突出

从全球来看，目前中国和全球的一次能源结构有共同点也有区别，比如能源消费结构中，化石能源都占85%左右，包含煤炭、石油、天然气，区别在于中国是煤炭占比达58%，天然气和石油占比较小，煤炭含碳最高，这也是中国目前二氧化碳排放和能源结构最大的特征。

未来，中国能源结构的转变方式还是比较清晰的，中国通过改变能源结构走向碳中和的过程，可能不会从煤炭到石油、天然气，而是以清洁能源为主，并且直接从煤炭转向可再生能源替代的可能性更大。正是基于低碳清洁转型要求，以及中国目前的能源结构特点，中国需要尽快大幅度减少煤炭消费占比。

进一步看中国2020年的能源结构，不难发现中国的水电、风电、核电、光伏等可再生能源占比明显增长，但总盘子仍然不是很大。其中水电可能受制于水源潜能，核电主要是安全和布局问题、

周期也比较长，很难在短期看到大的机遇和发展空间。可再生能源的比例要足够大，才有可能满足大规模的能源需求，才能真正实现对煤炭的替代，才能可持续地支持高质量的经济增长。

碳减排的关键是电力清洁

目前可再生能源基本上还是以电的形式体现。2020 年我国的风电、光伏电的装机量加起来超过 24%，但发电量加起来只占总电量的 9%多一点，这是因为它们的利用小时比较低，贡献还比较少。反观其他可再生能源，核电是以 2%的装机量贡献 5%的发电量，水电也以 17%的装机量贡献 18%的发电量。剩下的主要还是火电，发电量仍然接近 68%，而且目前火电基本上就是煤电。

这样的电力供应结构决定了我们的电力消费结构。本质上，一个国家的电动汽车是否干净，主要取决于它的电力结构是否干净。氢能源也是如此。“十四五”期间，如果风电、光伏发电量没有很迅速地提升，电力需求增长也不降低，清洁能源替代煤炭的难题将依然存在。只有加快可再生能源发展，使可再生能源比例足够大时，才有可能在满足能源需求的同时，替代煤炭。

碳中和难题在于成本

实现碳中和目标要解决的难题，难度在于成本，技术进步是为了降低转型成本。

一是多用市场化手段。如果把电力看成一个系统，这个系统中的产品就是电，成本就需要反映在电价上。近几年电价一直没有上涨，管控较紧，因为电价跟粮食一样，影响面很大，从经济和人民生活的高质量追求角度考虑，只能稳电价，不敢轻易涨。

对于电力系统来说，成本上升，电价稳定不动的话，电力系统将无法消化转型成本，如果靠政府补贴，将不可持续；即使通过技术进步提高效率、抵消成本，空间也有限。因此，还需要依靠相对市场化的手段解决转型成本。当然，市场化的手段不是简单地转嫁成本，而是通过市场化的价格信号，改变产业的格局，推进相关的改革。目前的碳交易市场和电力市场改革，可以使得碳价、电价都尽可能反映供需和成本，抑制需求，优化资源配置。

二是全面节能+全球应对。从需求侧来看，以往的节能目标主要还是围绕提高能源效率展开，比如降低单位 GDP 能耗。今后必须更明确节能的定义，包括提高清洁能源效能，以及循环经济。其次是产业结构调整，尤其是能耗高、碳排放量大的重工业部门，应成为未来产业结构调整的工作重点。

从全球范围来看，如同贸易全球化促进了全球资源的优化配置，未来碳中和也将通过全球化应对来优化全球资源配置，推进有利于应对气候变化的新全球化浪潮。由于碳排放造成的影响并不局限于排放地，而是可以转移，所以，有效应对气候变化必须全球化应对。

三是消费者积极参与。目前我国环保政策多倾向生产侧，这并不是说消费者不重要。生产和消费碳排放同样重要，政策之所以倾向于在生产侧发力，只是因为更容易些。如果能很好地控制消费需求，也能倒逼产业结构的调整，因此，消费侧也有举足轻重的作用。

在市场化制度下，如果消费者随着收入提升不断增加高耗能产品的消费，往往会在总体能耗量上抵消生产侧技术进步带来的能源利用效率提高，使总排放量难以下降。可见，消费者控制消费，低碳消费，比如绿色出行，也是实现碳中和目标的决定性因素之一。

四是城市做先行者。一些城市，包括上海、北京、厦门等城市应该能够率先提出各自的碳中和目标节点。全国碳中和目标 2060 年实现，城市必须先于 2060 年。尽管现在越来越多企业，特别是轻能源企业，会站出来提出企业自身碳中和的时间节点，但是相比而言，城市的碳中和目标更有实践和政策意义，因为它是一个系统，包含了消费者、城市基础设施以及社会整体如何配合行动。

城市要先行行动，也因为大多数的碳排放来自城市，而且城市的激励措施容易进行，数字化程度也高，能更清晰地记录政策的成本和效果。这既有很好的实践意义，还可以为其他城市的碳中和方案提供借鉴。

（作者为厦门大学中国能源政策研究院院长

北京日报客户端 2021-08-07

促进能源结构低碳化 推动实现碳达峰碳中和目标

力争 2030 年前实现碳达峰、2060 年前实现碳中和的目标，是党中央着眼于促进我国经济社会发展全面绿色转型，推动全球气候治理、构建人类命运共同体、实现可持续发展作出的重大战略决策，是一场广泛而深刻的经济社会系统性变革。广东不仅是经济大省、人口大省，还是能源消费大省，应提前谋划能源结构低碳转型路径，在确保如期实现碳达峰碳中和目标的前提下，实现能源结构的平稳转型、安全转型、低成本转型。

充分认识能源结构低碳转型的重要意义

能源结构低碳转型是实现碳达峰碳中和目标的重要条件。能源结构低碳化就是逐步削减煤炭等高碳能源使用规模，以低碳能源对其消减量进行替代，并在此基础上不断扩大低碳能源的使用规模。因此，能源结构低碳转型是同时满足能源消费总量刚性增长和实现碳达峰目标的必然选择。碳达峰和碳中和两个目标紧密相连，碳达峰的时间和峰值大小，以及跨越峰值后碳排放量下降的速度，直接决定了碳中和目标的实现时间。能源结构低碳转型有助于加速达峰后碳排放总量的削减速度，可以促进碳中和目标的实现。但是，一个地区的能源结构在很大程度上受制于该地区能源禀赋，在短期内完全改变并非易事；推广清洁低碳能源意味着要对几十年来不断建设积累的庞大化石能源基础设施进行重构，这无疑将付出巨大的沉没成本。因此，广东需要提前布局谋划好能源低碳化的转型路径，为碳达峰碳中和目标实现创造重要先决条件。

科学制定能源结构低碳转型路线图

长期以来，受能源禀赋约束，煤炭一直是广东主要能源消费种类，广东能源结构低碳转型面临较大压力。广东应提前谋划布局，坚持科学谋划、稳妥施策、有力有序的原则，按照“降煤提效—气化绿电—清洁脱碳”路线图，保障碳达峰碳中和目标如期实现。

在近期，以“降煤提效”为主要方向。广东实现碳达峰碳中和目标在能源结构调整方面的首要任务，仍然是大力削减煤炭在工业领域的使用规模，降低在一次能源和终端能源消费中的使用比重。当然，削减煤炭使用规模并非易事，长期使用煤炭所积淀下来的设施设备较难在短期彻底转换，煤炭在实际中仍然较非化石能源具备经济性。因此，短期内也应着眼于提升煤炭的使用效率，推进清洁煤的使用，以缓解短期煤炭难以迅速转换的困难。

在中期，以“气化绿电”为主要方向。大力推进天然气分布式能源的发展，稳步推进天然气清洁能源发电项目建设，在负荷较为集中的地区，建设大型高效燃气蒸汽联合循环调峰电站。实现天然气利用规模倍增，使其成为替代煤炭的重要能源。在电力方面，广东应提升电力在终端使用部门中的消费比重，加大储能技术、超导技术、制氢技术、碳捕捉技术等应用，增加核电、非化石能源和可再生能源发电比重，使电力更加“绿色”。同时，在社会生产生活领域加快电能替代、电能融合、智能电网、智慧能源开放网络等应用普及。进一步推进电网改革，增强其对“绿电”的消纳能力；推进“绿电”技术创新应用，提高其技术性能、经济性能。

在远期，以“清洁脱碳”为主要方向。随着核电、太阳能、风能等可再生能源边际使用成本的降低，这些新能源进入到大规模使用的阶段，广东应将非化石能源作为这一时期能源利用的主体，促进能源利用逐步“脱碳”，助推碳排放总量加快削减和碳中和目标实现。

加快推进重点领域用能方式低碳转型

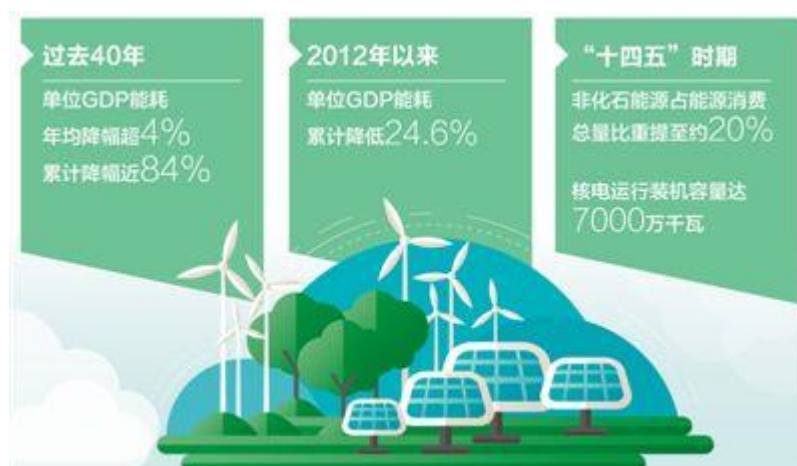
加快推进重点领域能源结构低碳转型。在工业领域，建议广东针对现有重点用能行业进行碳排放存量、增量的评估与趋势研判，并结合地区和行业碳达峰碳中和目标，综合利用先进技术、市场空间，对其进行再布局与再优化；引导产品的绿色化转型，发展低碳包装产品、低能耗产品等。在交通领域，扩大低碳交通运输模式在整个交通运输系统中的比重，通过交通运输结构的调整带动能源结构优化；继续鼓励推广新能源汽车，在城市公共交通领域全面实现交通运输工具电动化，提高纯电动汽车使用的便捷性，进一步降低纯电动汽车制造、购置、使用和处置等全生命周期成本。在建筑领域，提高政府投资公益性建筑和大型公共建筑绿色等级，推动超低能耗建筑、近零能耗建筑

发展；推动政府投资工程率先采用绿色低碳建材，逐步提高城镇新建建筑中绿色低碳建材应用比例；促进绿色低碳建筑推广由公共部门向私营部门拓展，由城市向城镇、农村延伸。

积极培育绿色消费偏好，促进生活能源低碳转型。随着生活质量不断提高，生活能源消费将步入刚性增长阶段，其快速增长将对碳达峰碳中和目标形成挑战。生活能源消费存在“棘轮效应”，易升难降，需要积极培育绿色消费偏好来加快绿色低碳生活方式的形成。建议广东进一步完善引导绿色消费的政策体系，制定相关细则，明确绿色消费中生产企业、零售企业、消费者、政府机构等主体的责任义务；加快拓宽绿色消费渠道，增加绿色消费形式，树立绿色低碳产品品牌，提升产品绿色消费的占比。关注社会公众绿色消费行为的形成机制，关注低碳认知、低碳态度以及其他个体禀赋和心理特征因素在绿色消费行为形成中的传导机制。构建有针对性的环境教育和宣传模式，树立全民勤俭节约的消费观，抵制消费高耗高污产品，培养绿色消费的良好习惯，提升绿色消费的内生动力，在不断提高人民生活水平的同时，实现生活能源消费的低碳化转变。

广州日报 2021-08-09

加快形成能源节约型社会



数据来源：国家能源局 制图：张芳曼

国家能源局有关负责人表示，“十四五”期间，将合理控制能源消费总量并适当增加管理弹性，差别化解各地区能耗“双控”目标，强化目标责任落实；同时，完善用能权有偿使用和交易制度，加快建设全国用能权交易市场，推动能源要素优化配置。我国是能源消费大国，节能潜力巨大。2012年以来我国单位国内生产总值（GDP）能耗累计降低24.6%，相当于减少能源消费12.7亿吨标准煤。2012年至2019年，我国以能源消费年均2.8%的增长支撑了国民经济年均7%的增长，能源利用效率显著提高。

“十四五”规划纲要将“单位GDP能源消耗降低13.5%”作为经济社会发展主要约束性指标之一。在实现碳达峰碳中和目标背景下，怎么理解这一指标的意义？如何保障顺利实现？记者采访了相关部门和专家。

推动转型升级，有利于提升能耗较低行业比重

我国是一个人口众多、资源相对不足的国家，人均能源资源拥有量较低。“以更大力度实施节能降耗，不断完善能耗双控制度，不仅有助于缓解能源供应保障压力，以较低的能源消费增速支撑较快的经济社会发展，也可避免透支未来的战略资源、环境空间和发展潜力。”国家能源局有关负责人说。

该负责人介绍，经初步研究预测，为实现“单位GDP能源消耗降低13.5%”的目标，“十四五”时期，我国将以年均2%左右的能源消费增长支撑5%左右的GDP增速，经济社会发展对能源消耗依

赖程度进一步降低。

降低单位 GDP 能耗，也是推进能源清洁低碳转型、倒逼产业结构调整的现实需要。

国家能源局有关负责人告诉记者，初步测算，“十四五”期间，单位 GDP 能耗降幅每扩大 1 个百分点，每年可减少能源消费 0.5 亿吨标准煤以上，相应减少二氧化碳排放 1 亿吨以上；经济增量部分对应的能耗强度仅为目前的 1/3 左右，将以更大力度减少高耗能高排放项目。

另一方面，当前我国经济结构中第二产业比重、高耗能产业比重相对较高。“单位 GDP 能耗下降目标将推动第二产业比重下降和第三产业比重上升。”国网能源研究院副总经济师单葆国分析，这一目标将推动钢铁、有色、建材、化工等传统高耗能行业加快转型升级，还有利于提升高技术制造业和装备制造业等能耗较低行业的比重。

能源利用效率较快提升，但利用方式还比较粗放

过去 40 年，我国单位 GDP 能耗年均降幅超过 4%、累计降幅近 84%，节能降耗成效显著，能源利用效率提升较快。但从国际比较来看，我国单位 GDP 能耗仍是世界平均水平的 1.5 倍。

“我国工业上先进节能技术的普及率平均不到 30%，而且还有不少亚临界机组。投入资金进行技术改造，可以有效提高能效。”中国能源研究会学术顾问周大地说。单葆国介绍，据初步测算，未来随着技术节能、结构节能、管理节能的持续推进，2030 年我国单位 GDP 能耗有望较 2020 年下降 30% 左右。

尽管潜力巨大，也要看到完成“单位 GDP 能源消耗降低 13.5%”的目标，仍然面临一定的困难和挑战。

国家能源局有关负责人分析，首先，我国正处于工业化、城镇化快速发展阶段，居民生活、交通等领域用能持续增长，能源消费将保持刚性增长态势；其次，节能潜力挖掘难度增大，成本低、见效快的节能技术和工程已普遍应用实施，一些最新技术投资大、应用少，企业节能潜力收窄；此外，我国经济结构中第二产业比重较高，高耗能产业比重较高，再加上用能结构依然以煤炭为主，而煤炭的终端利用效率又较低，能源利用方式还比较粗放。

降低单位 GDP 能耗的过程中，毫无疑问，要重点控制化石能源消费、加快发展非化石能源。“十四五”规划纲要也提出，“非化石能源占能源消费总量比重提高到 20% 左右”。

在单葆国看来，这是一个由增量替代到存量替代的长期过程，化石能源还不太可能马上退出，需要科学合理地用好化石能源，实现化石能源与非化石能源之间的有序衔接，“要统筹好发展与安全的关系，坚守能源安全底线，能源供应不能出现大的缺口；也要统筹好存量与增量的关系，不能‘急刹车’‘急转弯’，在增量上要符合技术路线需求，存量上要加大清洁低碳改造利用。”

多措并举推动节能降耗，提升重点领域能效水平

如今，玻璃行业正从过去的高耗能向节能环保迈进。在中建材蚌埠玻璃工业设计研究院，一批批薄如 A4 纸的 0.12 毫米超薄电子触控玻璃运往各地。“熔窑是玻璃工厂的主要耗能设备，我们在生产过程中采用全氧、富氧等燃烧技术加快燃烧速度，并且利用红外高辐射节能涂料加强保温效果，每平方米玻璃能节约近 1/3 天然气。”中建材蚌埠玻璃工业设计研究院副院长、总工程师张冲介绍。

工业、建筑、交通等领域是节能减排的重点行业领域，其中工业领域能耗占全社会能耗的 60% 左右。为确保如期完成目标，国家能源局有关负责人说，“十四五”期间，重点开展的工作之一就是要在重点行业领域推动开展节能改造，提高能效标准，鼓励清洁高效用能。

与此同时，还要提升终端用能电气化水平。“电能的终端利用效率在所有能源中最高，可以达到 90% 以上。在终端用能环节推动电能替代化石能源，有助于促进单位 GDP 能耗降低。”单葆国介绍，相关研究表明，1990—2020 年，我国终端电气化水平每增加 1 个百分点，单位 GDP 能耗下降约 2.8%。

电动汽车在路上飞驰、岸电桩在航道遍布、取暖“煤改电”在农村推广……电能替代广度深度正在不断拓宽。当前，我国电气化进程总体处于中期中级阶段，2020 年电能占终端能源消费比重为 27%。单葆国分析，在能源清洁低碳转型的大背景下，我国电气化水平将加速提升。预计到 2030 年，我国电气化水平将达到 38% 左右。

完成单位 GDP 能耗降低目标，也离不开能耗总量和强度双控制度的强化和完善。国家能源局有关负责人表示，“十四五”期间，将加强产业布局和能耗双控政策衔接，推动地方实行用能预算管理，严格节能审查，坚决遏制“两高”项目盲目发展，优先保障居民生活、现代服务业、高技术产业和先进制造业等用能需求。

控制能源消费总量和能耗强度会不会影响经济发展？

周大地认为：“发展经济，应当根据能源资源禀赋，通过改善产业结构和贸易结构来实现。加速淘汰高耗能、高排放落后产能，原来的能源消耗总量可以支撑更大经济规模，经济发展质量和效益也可以提高。”

丁怡婷 人民网—人民日报 2021-08-10

天气频繁“走极端” 温室气体难脱干系

编者按近年来，全球极端天气频发，严重威胁着人类的生命财产安全。近期河南的强降雨更是将气候问题推向风口浪尖。全球变暖的气候大背景是否直接造成极端天气？在人类可直观感受的温度上升之外，全球变暖还对地球环境造成了哪些影响？一系列问题引发人们的普遍关注。据此，本报推出系列报道，解读全球变暖带来的各种影响。

温室气体就像盖在地球上方的大棚，短波辐射的太阳光可以穿透温室气体被地表吸收，但地表反射出来的长波热量辐射则无法穿过温室气体进入太空。于是地球越来越热，雨水也越来越多。这些雨水会在大气环流的作用下集中在局部地区，并且与台风、冷涡、低涡等天气形势相伴形成极端天气。

罗京佳 南京信息工程大学气候与应用前沿研究院院长

8月9日，联合国政府间气候变化专门委员会（IPCC）在日内瓦发布最新报告，报告称极端高温等极端天气将变得更加频繁。此前的8月4日，《中国气候变化蓝皮书（2021）》正式发布并指出，全球变暖趋势仍在持续，极端天气气候事件风险进一步加剧。

近年来，极端天气在全球各地频频出现。仅今年以来，我国就遭遇了年初的极寒天气、春季北方的沙尘暴、初夏武汉和南通的大风、夏季河南的暴雨……灾害天气给我们留下来深深的伤痕，也在不断提醒我们全球变暖带来的严重后果。

“从统计和观测数据来看，在全球变暖的背景下，极端天气出现的频率确实在增加。”南京信息工程大学气候与应用前沿研究院院长罗京佳教授告诉科技日报记者。

许多人会心存疑问，极端天气频发与全球变暖有什么关系？全球变暖是如何影响天气的？在全球变暖的趋势下，未来气候将会呈现出怎样的发展走向？

多重因素共同作用造成强降雨

根据中国气象局数据统计，河南郑州国家基本气象站7月20日16时到17时的降水量，几乎占郑州常年总雨量——640.8毫米的1/3。

中央气象台首席预报员陈涛说，7月17日以来河南强降雨过程累计雨量大、持续时间长、降水区域集中，小时雨强的极端特征也非常明显。其中，1小时201.9毫米的记录，超过了中国大陆有气象记录以来小时雨强的极值。

据统计，7月17日—22日，河南中部和北部降水量普遍有200毫米—400毫米，河南有39个县市过程累计降水量达当地常年全年降水量的一半以上。其中，郑州、辉县、淇县等10个县市超过当地常年全年降水量。

为什么会有这么强的降雨？

“从科学角度来分析，形成河南这样的特大暴雨有多重因素，缺一不可。”罗京佳说，形成降雨不仅要有充沛的水汽，同时要有强烈的垂直上升运动，让水汽变成大水滴降落下来，还要有周围多种天气条件与之配合。

国家气候中心副主任贾小龙在接受媒体采访时表示，河南省近期极端强降水事件综合了全球变暖背景及我国北方“七下八上”的降水集中期，是东亚大气环流异常协同作用的直接结果。同时，罗京佳认为，此次河南暴雨还有中小尺度对流系统在发生作用，其尺度可能只有一两百公里、生命周期只有几个小时，比如河南西北部的太行山和伏牛山的特殊地形，对偏东气流起到抬升辐合效应，强降水区在河南省西部、西北部沿山地区稳定少动，地形迎风坡前降水增幅明显。

气候变暖加剧气候系统的不稳定，是造成极端天气气候事件频发的重要气候背景。贾小龙分析，全球变暖对今年极端强降水过程的贡献比例还有待进一步研究，但是全球变暖加大了极端强降水出现的概率已得到广泛认可。

全球变暖导致气候不稳定性加剧

近年来，无论是中国还是全球其他地方，极端天气气候事件频发。科学家一方面在不断追求极端天气的预报精度，一方面也在反思，近些年为何会有这么多极端天气出现？

罗京佳认为，全球气候变暖加剧了气候系统不稳定，是造成极端天气气候事件频发、强度增强的根本原因。

以暴雨为例，简单来说，天要下雨就需要积雨云，云是由水汽上升凝结而成的，而水蒸发成水汽需要受热，也就是说天气越热，积雨云就越多，雨也就越多。

人类进入工业革命后，二氧化碳等温室气体排放快速增加。“这些温室气体就像盖在地球上方的大棚，短波辐射的太阳光可以穿透温室气体被地表吸收，但地表反射出来的长波热量辐射则无法穿过温室气体进入太空。于是地球越来越热，雨水也越来越多，这些雨水会在大气环流的作用下集中在局部地区，并且与台风、冷涡、低涡等天气形势相伴形成极端天气。”罗京佳解释说。

而对于冬季的极寒事件，罗京佳认为，个别地方出现破纪录的低温只是个例，从全球有气象数据记录以来，平均气温上升是普遍现象。“就好比我是浙江人，小时候年年冬天都会下雪结很厚的冰，但是现在却很少见了。”罗京佳表示，由于现代人生活条件大大改善，导致抗寒能力下降，稍有降温就会形成深刻印象，但这并不能推翻科学仪器的观测记录。总的来说，无论冬季还是夏季，全球气温上升是不争的事实。

虽然冬季的平均气温在上升，但时不时出现的强降雪，确实也是全球变暖在背后作祟。

“地球平均气温每提升1°C，大气中就会多7%的水汽，这些水汽在夏季会以雨的形式落地地面，在冬季则是以降雪的方式出现，导致暴雪等灾害性天气发生。”罗京佳说。

地球自我调节规律或被打破

对于有着46亿年“球龄”的地球来说，冷暖交替是常态，地球就像自带了一台超级空调。

“在整个地球历史中，有考据的冰期发生过7—8次。”据中国科学院南京地质古生物研究所的陈吉涛研究员介绍，从地球历史大尺度的角度看，我们现在仍处在相对较冷的时期。

冰期是指地球表面覆盖有大规模冰川的地质时期，又称为冰川时期。地球表面没有大陆冰川的时期则为“温室”气候。而在冰川时期，冰川的进退会造成冰期和间冰期的交替出现。

事实上，我们的地球现在正处于第四纪大冰期中的一次小的间冰期。其开始于一万一千多年前。按照“时间表”，间冰期结束之后，地球即将进入下一个小冰期，也就是说全球会逐渐变冷。但是因为人类活动的干扰，科学家无法对此次间冰期何时结束进行一个准确的预测。

自从进入工业革命后，人类对化石能源的需求大大提高，导致温室气体排放显著提升，地球平均气温正在向相反的方向转变，并且让地球的自我调节机制“失灵”，从而影响到全球气候变化。

“可以说，从极端天气频发现象来看，现在全球变暖已经从幕后走向台前。”罗京佳表示，如果全球变暖得不到有效控制，地球的自我调节规律将被打破，并有可能发生多米诺骨牌一样的效应，使得地球气候进入不可逆阶段，从而彻底滑向不可知的未来。

罗京佳认为，全球变暖不仅制造出更强的降雨、更大的洪水和热浪，气温上升还会融化冰川，炎热会导致陆地干旱、荒漠化，加快水分蒸发与水土流失，最终形成更多的极端天气。

在当前这样的情况下，头痛医头、脚痛医脚的治理思路基本已经穷尽潜力，未来需要新的应对

思路，比如大规模地减少化石燃料的消耗，大规模实施新能源的替代，才能减缓全球变暖。

“全球气候变化不仅仅是科学家的事情，事实上全球气候变化已经成为一种共识，它不再是单一的具有科学性的问题，而会涉及到一系列经济 and 政策问题。”罗京佳认为，为了应对气候变化的威胁，需要采取国际协议和必要政策，共同限制温室气体排放。

张晔 科技日报 2021-08-12

刘锋：关于中国碳达峰、碳中和实现路径的顶层设计

刘锋为中国银河证券首席经济学家、中国首席经济学家论坛理事；马宗明为中国银河证券研究院博士后研究员。

绿色生态建设将是我国未来三十年经济高质量发展的主要引擎之一。我国为应对气候变化展开的各项工作面临的首要挑战是需要一个更加清晰化、透明化的、起总领作用的总量指标体系。

从 2021 年开始，随着各国经济刺激政策初见成效，贸易水平与消费者信心逐步走出新冠疫情带来的阴影，中国将迎来新的增长周期。而绿色生态建设作为我国十四五规划的重要章节，将是未来三十年经济高质量发展的主要引擎之一。

为明晰发展路径，本文将从纵向上依据从总量政策到市场结构的思路，横向上对比国际国内碳中和的发展状况，试图回答以下几个问题：怎样将不受约束的环境污染成本内化为市场内生变量？碳税和碳交易怎样结合才能实现更加高效的排放权定价机制？欧美起步较早的国家有哪些经验值得借鉴？过去中国的碳市场试点有什么成果？市场的有效性需要什么关键措施得以保障？以探索一条具有中国特色、符合中国实际发展状况的碳达峰与碳中和道路。

一、我国应对气候变化的顶层总量设计

我国为应对气候变化展开的各项工作面临的首要挑战是需要一个更加清晰化、透明化的、起总领作用的总量指标体系，以便后续分解出微观目标，指导各部门开展可度量、可计算、可考核的任务。

我国在 2020 年 12 月 12 日气候雄心峰会上进一步提出了中国应对气候变化的几项总量目标：到 2030 年，碳排层面，单位国内生产总值二氧化碳排放将比 2005 年下降 65%以上，非化石能源占一次能源消费比重将达到 25%左右；碳汇层面，森林蓄积量将比 2005 年增加 60 亿立方米；新能源层面，风电，太阳能发电总装机容量将达到 12 亿千瓦以上。

为了达成上述目标，削减碳排放的方式主要有两种：一是从消费端通过限额压低需求；二是从供给端提升新能源供给达到新的市场平衡。降低需求可能以牺牲经济发展和社会不良反应为代价。依照前中国人民银行行长周小川的预测，今后中国的低碳发展将主要依靠能源供给的改革。而生产端的结构性调整，无论是现有化石能源的减排还是新能源的研发推广，都需要公共部门和私人部门的共同投资。由于公共财政资金总量、反应效率和风险承受能力有限，低碳发展更需要引导大量民间投资参与，这就需要宏观层面提供清晰的碳排放总量数据，以提振投资者信心、协助参与者决策。

在此过程中，除去国内公共和私人投资的努力，中国在国际碳中和浪潮中也需谨慎选择总量目标的表达方式。过去认为，排放权在当下技术条件内约等于发展权，因此主要强调排放强度与 GDP 的关联，强调发展中国家的地位，强调均值而非总量，强调累计而非当下碳排放。即便模糊的表达有助于增强政策的灵活性和增大调整空间，但容易错失参与新能源和全球低碳布局的时间窗口，并不利于在新的竞争格局下确立大国地位和加强国际声望。同时，基于我国当下的能源结构和发展进程，强硬减排亦可能遏制发展动能，制约经济发展。因此，顶层设计还需两相权衡，兼顾国内外现阶段思想意识和潮流，更灵活审慎地选择统计方法，测量和评价指标，并进行适当的宣发表达。

2030 年减排目标计算得出的投资总量由于统计口径不同而众说纷纭。引用较多的数据表明 2005 年碳排放规模在 55 亿吨上下，2020 年碳排放约为 100 亿吨，以 2020 年为基年，考虑到不同的预估 GDP 增速，2030 年的碳排放水平可能在 101-111 亿吨左右。根据我国环境与发展国际合作委员会计

算，今后为实现“碳中和”目标将会为我国带来约为 138 万亿元的投资机遇，其中 2021 年到 2030 年的绿色投资需求约为 22 万亿元，2031 年至 2060 年的绿色投资需求约为 116 万亿元。为提供清晰的政策导向和激励，我国仍在进一步清晰化投资总量并建立相关参数，指标体系，以及计量、测算的框架。

二、碳定价机制：碳税与碳排放权交易

合理的政策机制是科学有效地落实顶层计划，引导生产端与消费端能源结构转型的关键。目前各国控制温室气体排放的政策大致分为三类：行政控制型、经济刺激型、宣传鼓励型。其中，从上至下分配的命令宣传可能难以落实，而经济刺激型手段由于较为灵活且可持续而广受青睐，碳定价机制就属于此类。碳定价可以将商品市场不能解决的环境污染带来的负外部性内部化到市场范围内，从而达到社会效益最大化。为此，温室气体排放者应为排放权支付一定费用，从而补偿其他经济部门损失的福利——这个过程被称为碳定价。

碳定价机制一般分为碳税和碳排放权交易体系。碳税不需要太复杂的市场产品和交易规则设计，由政府指定碳价，由市场决定最终排放水平，因此管理、运行成本相对碳交易要低很多。而且碳税作为政府税种之一，对企业而言相对固定，便于做好减排安排，对政府而言可以增加收入，用于投资开发新减排技术。然而，碳税的缺点也很鲜明：不仅国内层面很难确定最终的排放量，不易确定资源配置是否高效和及时，国际层面也很难建立起跨国市场，反而可能鼓励贸易保护主义和产业外流。

另一种碳定价机制是碳交易市场。在此类制度下，政府确定最终排放水平，由市场来决定碳价，故碳价大小是不确定的。此外，碳排放权作为一种市场可交换产品，具有金融的天然属性，能够吸引银行、基金、企业更多参与，提高资源配置的效率。但是，碳交易作为一种人为设计、控制的市场，存在着高昂的监管成本和道德风险。由于碳价格的波动性，一旦产品金融化则对金融风险的监管能力提出了较高的要求，因此碳交易比较适合金融市场发展比较成熟的国家和地区。

从应用场景来说，碳税政策更适用于管控小微排放端，碳排放权交易体系则适用于综合管控排放量较大的企业或行业，因此协同使用这两种政策，可在覆盖范围、价格机制等方面起到良好互补作用。我国目前暂未明确出台碳税政策，但各界已有讨论。周小川认为，在新冠疫情和全球金融危机之后，各地区财政赤字和债务已经非常高，碳税带来的收入可能被挪用平衡预算，因此碳税应被定义为目的税。目的税的收入必须用于特定的减排支出，具体价格可以参考碳交易市场，从而保持价格信号的一致性。碳交易可以与碳税两相结合，整体上通过碳交易市场达成大规模的平衡，作为补充和宏观调控手段，将碳税收入用于规模较小、目的明确、风险可控的投资项目。

三、国外碳交易市场建设经验

截至目前，已有 60 多个国家和地区设立了碳市场。尽管全球还未形成统一的碳交易市场，但各地区不同碳市场之间已经开始尝试连接。这些区域 GDP 总量约占全球的 54%，人口约占全球的三分之一，覆盖了 16% 的温室气体排放，其中各个领先市场的成功经验可以作为我国后续碳市场建设的重要参考。

欧洲碳市场是应对气候变化的领导者，其政策设计趋严且在近年逐渐走向完备，已建立了相应配套机制、并逐步开展了国际碳市场的对接。2005 年依据欧盟法令和国家立法建立的欧盟碳排放权交易体系（The EU Emissions Trading System, EU-ETS）一直是世界上参与国最多、规模最大、最成熟的碳排放权交易市场，市场规模达到 1,690 亿欧元左右，占全球碳市场份额的 87%。其减排效果也同样明显。截止 2019 年，欧盟碳排放量相对 1990 年减少了 23%。目前欧盟碳市场已经进入第四个发展阶段，从各个方面评估，可以看出碳交易市场逐渐发展成熟：金融机构参与广泛，各类服务与碳衍生品种类丰富且交易活跃；配额总量加快减少，并且取消了抵消机制，进一步减少了配额数量；形成了稳定的处罚机制和市场储备与预存机制；一级市场的碳配额分配方式从免费分配向拍卖过度。

在美洲，加州总量控制与交易计划（简称 CCTP）后来居上，成为全球最为严格的区域性碳市场

之一。益于完备的碳交易机制体系以及配套的绿色产业激励政策，CCTP 兼顾了碳减排与经济发展，2005-2017 年加州与能源相关的二氧化碳排放减少了 6%，而 GDP 增长了 31%，显著高于同期美国全国 GDP 增速。同时，投资于气候友好项目给经济社会带来的效益是其成本的五倍。以对企业的效益为例，特斯拉在 2020 年的财报中，得益于出售碳积分带来了两倍于净利润的 15.8 亿收入，首次实现了年度盈利，充分证实碳交易对企业转型的促进效果。加州的成功经验首要基于明确的法律和行政命令约束，其次，它针对不同行业有侧重的分配机制对碳市场的平稳运营起了重要作用：比如为遭受贸易冲击的工业免费发放，缓解企业减排压力，同时给配电行业免费发放抑制电价过度上涨。上述措施结合拍卖最低价限制、政府配额预留策略、政府公开操作策略、绿色产业激励策略等，打造了高效灵活的市场机制，值得我国借鉴。

四、国内碳交易市场发展现状

我国碳交易 2021 年正式踏入全国统一市场的进程，此前各个碳交易试点成果各异，总体可大致划分为三个实验阶段：2005 至 2012 年，主要参与国际区域清洁发展机制（CDM）项目；2013 至 2020 年，在北京、上海、天津、重庆、湖北、广东、深圳、福建八省市开展碳排放权交易试点；2021 年后，进入全国碳交易阶段。尽管中国在试点阶段试点数量较少，但试点覆盖的碳排放总量规模可观，仅小于欧盟碳交易体系。虽然交易活跃度有限，政府方面分配管理办法仍在摸索，企业方面由于专业人才匮乏响应度不高，但仍然提供了不同经济结构和资源禀赋条件下，施加不同政策的宝贵的经验（如图 1 所示）。

全国统一碳市场在 2020 年下半年转入快车道。12 月 25 日，生态环境部正式颁布《碳排放权交易管理办法（试行）》，明确规定了机构设置，并印发配套配额分配方案以及重点排放单位名单，在电力行业正式启动了第一个履约周期，中国碳交易从试点走向全国统一。其后 2021 年 3 月 30 日，生态环境部发布《碳排放权交易管理暂行条例（草案修改稿）》（征求意见稿），对全国统一碳市场框架进行了全面、系统的规定，后续又陆续组织制定了《碳排放权登记管理规则（试行）》《碳排放权交易管理规则（试行）》和《碳排放权结算管理规则（试行）》。

我国碳交易体系自下而上进行统计，对纳入配额管理的生产机组所产生的碳排放进行计算，从企业到当地政府逐级上报到国家生态环境部，最终加总确定体系碳排放上限。体系最初仅覆盖发电行业，未来将逐步纳入钢铁、有色、石化、化工、建材、造纸、航空等其他行业。温室气体当前仅纳入二氧化碳。

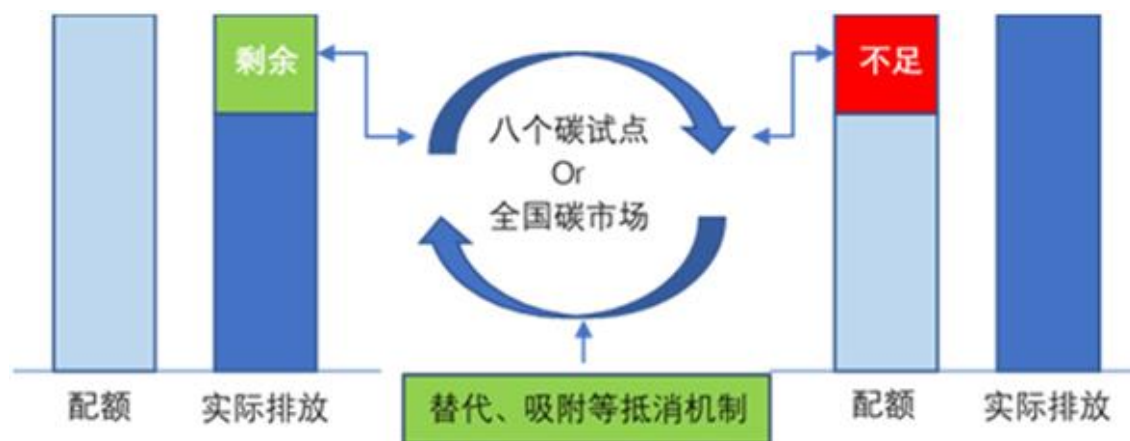


图 1：我国碳交易体系

碳排放的额度是排放企业获得的特定时间内的温室气体排放许可权，通常以“吨二氧化碳当量”为单位，常与标准煤当量线性关联。我国对重点排放单位发放碳排放配额，包括免费分配和有偿分配两种方式，与欧洲市场相同，初期以免费分配为主。基于 2018 年产量数据、设定差异性单位碳排放量参数，通过免费配额激励企业在历史排放的基础上逐步减排，后期根据国家要求逐步引入并扩大有偿分配比例。重点排放单位足额清缴碳排放配额后，仍有剩余的可以结转使用，也可以出售依

法取得的碳排放配额。此外，考虑到化石能源不可能完全排除，抵消机制是在碳达峰后实现碳中和的重要手段。国家鼓励企业事业单位实施可再生能源、林业、甲烷利用等项目实现温室气体的替代、吸附或减少，经过核实并登记的温室气体削减可用于抵消一定比例的碳排放配额清缴。与此同时，《暂行条例》明晰了政府部门和审查机构的职能和责任，为配额发放建立了可执行的标准和奖惩措施。

五、碳市场建设的展望与建议

由于各省之间地理环境，产业结构，经济发展现状差异较大，双碳政策的实施力度在地区之间也应设置有差异的合理区间（如图 2 所示）。我国 2030 碳达峰目标，并不要求所有省市同时实现碳达峰，有条件的低碳地区可以率先实现碳达峰进而提前转向碳中和目标，带动排放量较高的地区逐步减排，从而从整体上达到全国峰值。2021 年七月建立的全国统一碳市场将极大促进各省市之间实现联通，为企业决策提供清晰且长期的碳价格信号，也将引导更多资金有序流入各省绿色产业。

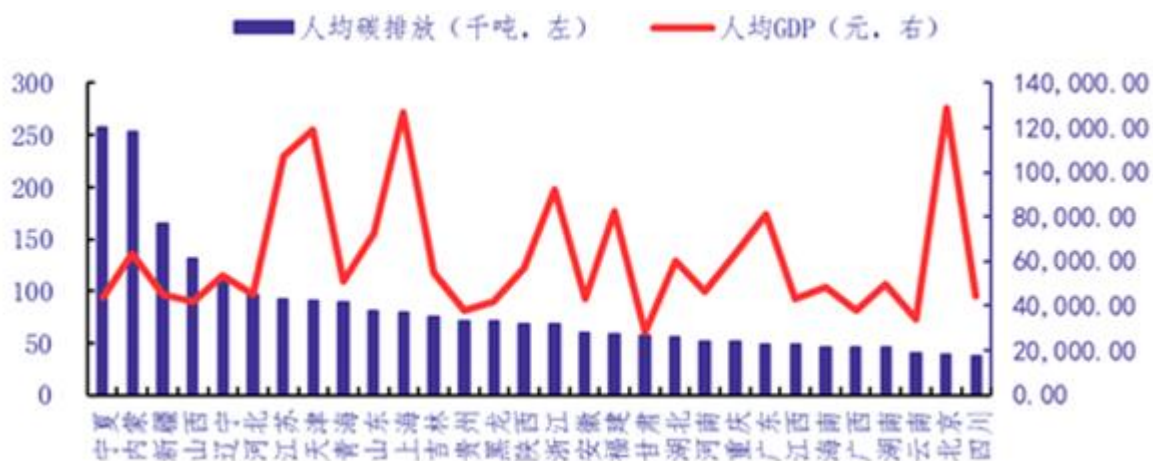


图 2：我国各省人均碳排放及 GDP

在此转型过程中，行业的协调共进极为重要。减碳与替代都将增加企业的额外成本，如果不同的行业之间、同行业的不同企业之间不能协调共进，会造成不作为企业搭便车反而节约成本的现象，从而导致劣币驱逐良币的恶果。因此，具体到行业的指导性政策和强约束制度需要在碳中和推广的早期尽快完成。

产业的减排份额需要通过改变企业决策方式落实。政府须首先明确减排目标，在一级市场将初始碳排放权分配给纳入交易体系的产业。减排成本较低的企业给予经济激励，会首先尝试减排并将多余排放权出售给成本较高的企业，以便后者降低自身排放带来的成本，从而达到社会整体效益的最优。为使碳交易制度行之有效，碳价应当处于缓步影响企业微观决策的合理区间内，促使企业有动机规避超额排放的成本并追求减排收益。价格偏低、政策偏向温和不利于刺激市场反馈，而过于强势的推进会增加高碳排放行业的经营压力。

绿色理念的推广可以协助企业兼顾减排速度与稳定性。从消费端而言，企业绿色生产的部分成本最终转嫁到消费者身上，只有消费者同步认可绿色理念，愿意为绿色生活支付更高的费用，才能完成从生产到消费产业结构绿色转化。从融资端而言，需要大量认可绿色理念的投资者支持企业的技术创新和产品推广，从而降低转型对社会的影响，减小需求端承受过多成本转嫁的压力。

在碳市场赋予了温室气体排放权的稀缺性，使配额拥有经济价值后，需要制定科学而严格的分配排放额度。由于绿色理念仍在推广阶段，市场的有效性需要分配制度与激励制度的扶持，过度严苛或松散的管理都会导致市场价格达不到有效区间，从而使碳交易市场失灵而导致资源错配，无法达到激励企业减排的效果。在碳中和概念推广早期，减排政策应从严为主，对拒不参与市场也未完成减排任务的企业处以高额惩罚，敦促市场形成习惯，将碳价和排放成本内化入企业决策。对比碳市场的调控与货币市场，碳市场拥有更多可用的工具，也有较多可参考的海外经验，只是无论监管

方还是市场都需要逐步学习，积累经验。应接纳合理的试错成本，对碳市场的长期发展抱有信心。

丰富的碳金融产品将有效提高排放权的流动性，从而促进碳市场的效率。有了充分的流动性，才有准确的价格信号。倘若参与市场的 2000 多家企业仅在某个约定时间段内进行交易，交易的总量将非常有限。为扩大流动性，需要允许金融机构丰富金融产品创新，但与此同时也应注意规避随之而来的金融风险。根据全球经验，碳市场现货交易规模较小，衍生品交易已占到碳商品交易的 90% 以上。碳期权碳期货是碳交易市场的重要组成部分，有利于提高市场定价的有效性，我国应在碳市场建立完善后，逐步引入碳期货碳期权等金融衍生品。根据数据预测，2021-2030 年平均资金缺口约 2.7 万亿，在碳达峰后还会逐步扩张。因此绿色金融服务也将在吸引私人投资，补全公共投资缺口，传播绿色消费理念方面发展重要作用。

广义上的金融市场同样也有促进价格信号传导的功能。央行可以通过货币政策助力双碳实现，推动商业银行定向释放成本更低的绿色贷款，通过风险评估释放绿色资产更容易作为抵押品的信号。将碳排放成本从广义上融入金融市场的考量，形成碳交易之外的碳价传输机制。

为实现上述诸多设想，信息披露在碳市场建立的各个环节都至关重要。在全国的总量和分行业计算时，只有建立完备的数据库，才能明晰目标设立的时间、总量和路径，才能分地区分行业差异化进行降碳工作，并因地制宜给予扶持和激励；金融机构也应当普及碳足迹概念，积极督促客户披露财务以及非财务数据，跟踪客户资产的事前事后碳排放表现；对于不愿披露，在商业机密上较为保守的企业，政府为市场安全的考虑，可以适当介入，以建立完善的信息数据统筹系统，确保数据安全。

六、结语

对于我国而言，欧美减排路径是重要的参考。但目前成功的国际减排经验大多出现在较为发达的经济体中，也需要在较长的时间观察到。发展中地区倘若无序地推进减排计划，带来的短期损失可能高于收益。同时，作为推广早期的前车之鉴，碳市场因为配额过剩或缺少调控措施导致的价格暴跌、市场失灵的问题值得警惕。中国由于对低碳概念的认识程度仍待发展，专业人才稀缺，碳交易价格较低，市场失灵也是推广阶段可能出现的正常现象。后续逐步明确总量、出台上层法律政策、提高拍卖比例、建立用于稳定价格的储备机制，将助力碳价抬升到合理区间，使碳市场发挥良性的调配作用。在此基础上，制定的碳税也可以进一步定向协调各产业发展和转型。

目前市场对碳中和概念兴起了一时之热。应当注意的是，碳中和理念本身只是高质量发展的助推器，减碳目标的落实需要市场从理念深入到行动，带动各企业协同外部环境优化内部管理，注重长期利益与社会和谐，从而在宏观上形成正外部性，也就是相互促进的合力。只有当市场健全，价格趋于平稳，投资者信心稳定，形成全行业共识，碳中和对于经济发展在长期下的促进作用才能被完全发挥。

新华财经 新华财经 2021-08-09

“碳达峰”与“碳中和”——绿色发展的必由之路

前不久，全国碳排放权交易市场正式启动上线交易，成为全球规模最大的碳市场。建设全国碳市场是利用市场机制控制和减少温室气体排放、推进绿色低碳发展的一项重大创新，有助于推动实现“双碳”目标。

全球范围内能源及产业发展低碳化趋势已经形成

什么是碳达峰和碳中和？通俗来讲，碳达峰指二氧化碳排放量在某一年达到了最大值，之后进入下降阶段；碳中和则指一段时间内，特定组织或整个社会活动产生的二氧化碳，通过植树造林、海洋吸收、工程封存等自然、人为手段被吸收和抵消掉，实现人类活动二氧化碳相对“零排放”。

国际社会普遍认为，二氧化碳过度排放是引起气候变化的主要因素。人类活动排放的二氧化碳等温室气体导致全球变暖，加剧气候系统的不稳定性，导致一些地区干旱、台风、高温热浪、寒潮、

沙尘暴等极端天气频繁发生，强度增大。碳排放与能源种类及其加工利用方式密切相关。目前，全球范围内能源及产业发展低碳化的大趋势已经形成，各国纷纷出台碳中和时间表。

我国近年来减排成效显著，2019年碳排放强度比2005年下降48.4%。我国主动提出“双碳”目标，将使碳减排迎来历史性转折，这也是促进我国能源及相关产业升级，实现国家经济长期健康可持续发展的必然选择。实现“双碳”目标不是要完全禁止二氧化碳排放，而是在降低二氧化碳排放的同时，促进二氧化碳吸收，用吸收抵消排放，促使能源结构逐步由高碳向低碳甚至无碳转变。实现“双碳”目标，是一场广泛而深刻的系统性变革，而能源革命将是这场系统性变革的重中之重。

建立以可再生能源为主导、多能互补的能源体系

就我国而言，当前碳排放主要来源于化石能源的利用过程。据《中华人民共和国气候变化第二次两年更新报告》显示，能源活动是我国温室气体的主要排放源，约占我国全部二氧化碳排放的86.8%。能源活动中，化石能源又占重要地位。

能不能不用或少用化石能源来解决碳排放问题？人们将目光投向可再生能源。太阳能、风能、水能、地热能等可再生能源，其利用过程不排放二氧化碳，对环境更为友好。近年来，我国积极布局可再生能源产业。相关数据显示，“十三五”期间，我国水电、风电、光伏、在建核电装机规模等多项指标保持世界第一；截至2020年底，我国清洁能源发电装机规模增至10.83亿千瓦，占总装机比重接近50%。

虽然发展可再生能源取得一定成绩，但要替代化石能源，成为我国能源消费结构的主体，还需要时间。目前，可再生能源存在能量密度低、时空分布不均衡、不稳定、成本较高等特点，成为其规模化应用的瓶颈。未来一段时间内，化石能源仍将在我国能源结构中发挥重要作用。化石能源清洁高效利用、可再生能源大规模利用，是实现“双碳”目标的必经之路。

煤炭、石油、天然气、可再生能源与核能，是我国现阶段使用最多的五大能源。在“双碳”目标指引下的能源革命，意味着要将传统的化石能源为主的能源体系转变为以可再生能源为主导、多能互补的能源体系，进而促进我国能源及相关产业升级。

破除能源之间的壁垒，促进多能互补、取长补短，提高能源整体利用率，这是能源变革势在必行之举。以石油和煤炭为例，我国石油资源短缺，且存在基础石化产品不足，制约下游精细化工行业发展的问题；而我国煤炭资源约占化石资源总量95%，如果能以其为原料制取清洁燃料及基础化学品，将成为缓解石油供应压力和弥补石油化工缺陷的补充途径。

以技术创新引领低碳发展新格局

发展大规模储能技术，提高可再生能源占比和利用效率。大规模储能是可再生能源充分开发利用的必要技术支撑，能够有效解决电网运行安全、电力电量平衡、可再生能源消纳等方面的问题。以储能“新秀”全钒液流电池为例，其利用不同价态钒离子之间的可逆相互转化，完成充电、放电、再充电的循环过程，即可实现化学能和电能之间的“定制”转化，如同电力“银行”，潜力巨大。只有在大规模储能技术方面取得关键性突破，才能为可再生能源的大规模储能铺平道路。

发展多能融合、规模应用的关键技术。仍然以现代煤化工与石油化工产业为例。通过煤化工生产烯烃、芳烃等大宗化学品，形成对石油化工的有效补充。

发展化石能源清洁高效利用技术。一方面，类似钢铁、水泥、化工等排碳大户，其碳排放主要与工业生产工艺相关，因此必须突破工业流程再造的关键瓶颈及核心技术，方可实现这些行业的碳减排。另一方面，通过技术攻关，将化石能源中宝贵的碳基分子转变为化学品和新材料，寻求化石能源高值、高效、清洁转化的新路线。

我国已积极进行相关领域关键技术的研发与攻关部署。比如，科技部依托国家重点研发计划，在煤炭清洁高效利用和新型节能技术、可再生能源与氢能技术、储能与智能电网技术等方面部署了一系列碳中和相关研究，并将启动“碳中和关键技术与示范”重点专项。中科院已经完成“应对气候变化的碳收支认证及相关问题”“低阶煤清洁高效梯级利用关键技术与示范”等项目，并成立洁净能源创新研究院，启动“变革性洁净能源关键技术与示范”先导专项，进一步推进多能融合关键技术示

范与应用。在这些部署统筹牵引下，我国已经实现了一些对“双碳”目标共性支撑技术的创新，为各领域减排提供持续支持。如氢能及储能技术、先进安全核能技术、二氧化碳捕集利用与封存（CCUS）技术等。2020年10月，千吨级“液态阳光”合成示范项目成功运行，该项目利用太阳能等可再生能源发电、电解水生产“绿色”氢能，并将二氧化碳加氢转化为“绿色”甲醇等液体燃料。凡此种种，均是我国实现“双碳”目标的有益技术探索。

我国能源应用场景复杂，可选取典型区域，根据地域特征，针对性地推进跨领域集成示范，探索以技术创新引领能源革命的路径与模式，以点带面形成低碳发展新格局。

“双碳”目标的实现是一个循序渐进的过程，也是一项涉及全社会的系统性工程。积极推动技术创新，充分调动科技、产业、金融等要素，通过全社会的齐心协力，我们一定能够推动能源变革、实现“双碳”目标，将绿色发展之路走得更远更好。

刘中民 人民网—人民日报 2021-08-13

央地全面发力 重点行业减碳路径渐明

实现碳达峰、碳中和，钢铁、建材、有色、石化等多个重点行业减碳路径渐明。《经济参考报》记者了解到，我国将加快构建碳达峰、碳中和“1+N”的政策体系，有关部门和行业协会正在对重点行业碳排放情况和减排潜力“摸家底”，为其纳入全国碳市场做准备。这些重点行业建设项目碳排放环境影响评价试点也拉开了大幕，更多地区正在将碳排放纳入环评工作。

近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。中国气候变化事务特使解振华日前表示，我国将发布碳达峰、碳中和“1+N”的政策体系，涉及碳达峰、碳中和全国和各个地方、各个领域、各个行业的政策措施。该政策体系将在优化能源结构、推动产业和工业优化升级、出台配套经济政策和改革措施等十方面采取加速转型和创新的政策措施和行动。

钢铁、建材、有色、石化和化工等重点行业将面临更严的排放约束。《经济参考报》记者了解到，有关部门和行业协会正抓紧对这些行业尤其是排放量比较大的重点企业进行化石能源或电力的使用情况、减排的潜力与实现路径、减排对于行业与经济的影响等情况进行摸底，为这些行业编制碳达峰路线图以及进入全国碳排放权交易市场做准备。

据中国有色金属工业协会副会长兼秘书长贾明星介绍，有色行业给国家部委有关部门提供了大量基础性数据，并多次提出行业实现“双碳”目标的具体方案。有色金属、钢铁等原材料行业正在积极准备碳市场开市。

中国钢铁工业协会会长沈彬表示，下半年将扎实开展钢铁行业碳排放量及特点调研、钢铁产品生命周期碳排放研究等，编制发布《钢铁行业碳达峰路线图和行动方案》，同时组织力量开展钢铁行业碳市场配额分配方案及运行测试方案研究，为钢铁行业开展碳排放权交易创造条件。

建材、石化等行业纳入全国碳市场的相关工作也在推进，相关协会组织开展配额分配方案、基准值测算和碳市场运行测试，以及进入全国碳市场相关能力建设等。

不过，“减碳”路线的制定并非易事。在厦门大学经济学院中国能源经济研究中心教授孙传旺看来，机制设计的最大困难是要兼顾市场博弈的效率与公平，而这又取决于对未来市场碳价、交易量以及对整体减排影响的把握。现阶段扩大参与行业的难度在于需要充分评估行业内的博弈与行业间的博弈，即初始配额分配的规模与方式，以及在减排成本上新进入行业如何协同与电力行业的关系。

“用市场化的手段降碳是最有效的，但要持续运作下去并不简单，需要做好基础性的工作，确保交易公平、公正和有效。”贾明星表示。

近日拉开大幕的碳排放环境影响评价试点无疑是探路之举。生态环境部日前发布的《关于开展重点行业建设项目碳排放环境影响评价试点的通知》提出，河北、吉林、浙江、山东、广东、重庆、陕西等七地将组织开展碳排放环境影响评价试点，涉及电力、钢铁、建材、有色、石化和化工等重

点行业。2021年12月底前，试点地区基本建立重点行业建设项目碳排放环境影响评价的工作机制。2022年6月底前，基本摸清重点行业碳排放水平和减排潜力。

中国国际经济交流中心经济研究部副部长刘向东表示，生态环境部开启碳排放环评试点，有助于摸清重点行业领域的碳排放家底，帮助重点行业层层分解“碳达峰、碳中和”目标并制定措施，为进一步碳减排提供科学决策依据。

从生态环境部披露信息看，七个试点地区侧重行业略有差别。其中，河北省试点行业为钢铁，广东省试点行业是石化，陕西省的试点行业是煤化工，吉林省试点电力、化工两个行业，山东省试点钢铁、化工两个行业，浙江省和重庆市则对电力、钢铁、建材、有色、石化、化工全部6个行业都进行试点。

除试点省市外，更多地区正在积极地将碳排放纳入环评工作。例如，海南省生态环境厅日前印发《关于试行开展碳排放环境影响评价工作的通知》，提出新建“两高”项目应该在开展环评工作时同步开展碳评工作，并鼓励现有“两高”项目积极开展现状碳评工作，摸清碳排放现状，主动提出碳排放总量控制及减排要求。范围包括电力、建材、石化、化工、造纸、医药、油气开采等重点行业。

生态环境部环境规划院管理与政策研究所副所长董战峰认为，更多地区设立环评试点有利于逐步摸清重点行业碳排放水平和减排潜力，明确重点行业碳排放主要工序的生产工艺、生产设施规模、资源能源消耗及综合利用情况等，从而在能源利用、原料使用、工艺优化、节能降碳技术、运输方式等方面提出精细化碳减排措施。对于碳交易市场细分和不同碳交易品的市场定位和定价等也可以发挥引导作用。

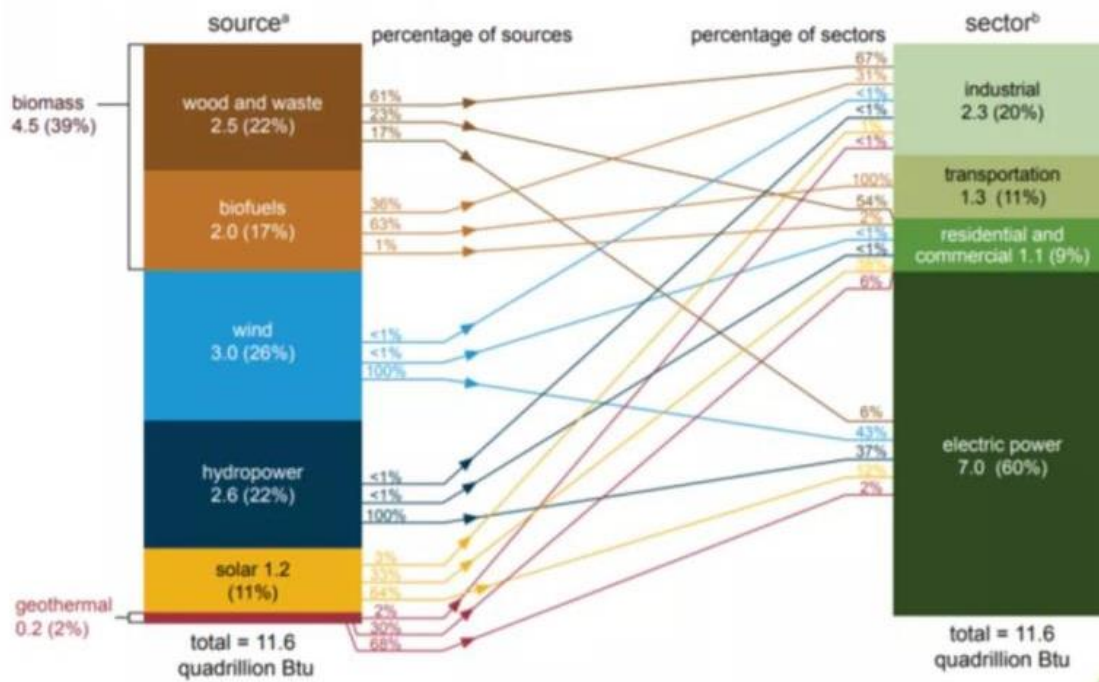
王璐 向家莹 经济参考报 2021-08-13

美国各类可再生能源的比例：风电第一、水电第二

据美国能源信息署的数据，2020年美国可再生能源消费量连续第五年增长，达到创纪录的1160亿英热单位（Btu）是2019年到2020年之间唯一增长的能源；而化石燃料和核能消耗量下降。

U.S. renewable energy consumption by source and sector, 2020

quadrillion British thermal units (Btu)



Source: U.S. Energy Information Administration, *Monthly Energy Review*
 Note: Click for full U.S. renewable energy chart.

——2020年，风能约占美国可再生能源消费量的26%。2019年，风能超过水电，成为可再生能源中年消耗量最大的单一能源。2020年，美国风能消耗比2019年增长14%。

——2020年，水电占美国可再生能源消费量的22%左右。自1970年代以来，美国水电消费量一直相对平稳，但随着季节性降雨和干旱条件的变化而波动。

——2020年，木材和废弃物能源（包括木材、木屑和垃圾填埋场产生的生物质废弃物）约占美国可再生能源消费量的22%；工业、商业和电力设施将木材和废弃物用作发电、制热和制造商品的燃料。

——生物燃料，包括燃料乙醇、生物柴油和其他可再生燃料，主要用于工业和交通，2020年占美国可再生能源消费量的17%左右。美国生物燃料消费量比2019年下降了11%，因为在COVID-19大流行期间，美国运输部门的总能源使用量下降。

——2020年，太阳能约占美国可再生能源消费的11%。太阳能光伏电池（包括屋顶板）和太阳能热电厂利用阳光发电。一些住宅和商业建筑使用太阳能加热系统来加热水和建筑物。2020年美国的太阳能消耗量比2019年增长了22%。

国际能源小数据 2021-08-01

日本更新《2050 碳中和绿色增长战略》

近日，日本经济产业省（METI）宣布将其在2020年12月25日发布的《绿色增长战略》更新为《2050 碳中和绿色增长战略》。新版战略指出，需大力加快能源和工业部门的结构转型，通过调整预算、税收优惠、建立金融体系、进行监管改革、制定标准以及参与国际合作等措施，推动企业进行大胆投资和创新研发，实现产业结构和经济社会转型。新版战略主要将旧版中的海上风电产业扩展为海上风电、太阳能、地热产业；将氨燃料产业和氢能产业合并；并新增了新一代热能产业。相关具体修订内容如下：

1、海上风电、太阳能、地热产业（新一代可再生能源）

（1）海上风电

发展目标：到2030年安装10吉瓦海上风电机组，到2040年达到30-45吉瓦，同时在2030-2035年间将海上风电成本削减至8-9日元/千瓦时。到2040年风电设备零部件的国产化率提升到60%。

重点任务：推进风电产业人才培养，完善产业监管制度；强化国际合作，推进新型浮动式海上风电技术研发，参与国际标准的制定工作；打造完善的具备全球竞争力的本土产业链，减少对外国零部件的进口依赖。

（2）太阳能

发展目标：到2030年太阳能光伏发电成本降至14日元/千瓦时。为扩大固定式太阳能发电的普及，2030年家用太阳能电池安装成本需控制在7万日元/千瓦时（包含建设工程费）。

重点任务：研究钙钛矿等具有潜在应用价值的材料，开发下一代太阳能电池技术；基于太阳能的分布式能源利用优化；扩大太阳能电池在住宅、建筑等领域的市场化应用；通过合理利用荒废耕地，大力强化农业太阳能发电的引进政策。

（3）地热

发展目标：到2030年实施调查井的钻井试验，并对开发的钻井技术和外立面材料等构件进行验证。到2040年验证包括涡轮等地面设备的整个发电系统。到2050年在世界上率先开展下一代地热发电技术示范。

重点任务：开展超高温、高压环境下的钻孔套管材料和涡轮等材料抗腐蚀技术研究；提供风险担保资金，以促进开发地热资源调查钻井技术；促进地热能多元化利用，结合本地资源进行可持续开发。

2、氢能、氨燃料产业

(1) 氢能

发展目标：到 2030 年将氢能年度供应量增加到 300 万吨，其中清洁氢（由化石燃料+碳捕集、利用与封存/碳循环或可再生能源等方式生产的氢）供应量力争超过德国 2030 年可再生氢供应目标（约 42 万吨/年）水平，到 2050 年氢能供应量达到 2000 万吨/年。力争在发电和交通运输等领域将氢能成本降低到 30 日元/立方米，到 2050 年降至 20 日元/立方米。

重点任务：发展氢燃料电池动力汽车、船舶和飞机；开展氢燃气轮机发电技术示范；推进氢还原炼铁工艺技术开发；研发废弃塑料制氢技术；研发新型高性能低成本燃料电池技术；开展长距离远洋氢气运输示范，参与制定氢气输运技术国际标准；推进可再生能源制氢技术的规模化应用；开发电解制氢的大型电解槽；开展高温热解制氢技术研发和示范。

(2) 氨燃料

发展目标：混合氨燃料应用方面，2021-2024 年期间在火力发电厂中完成 20%掺混氨燃料的示范验证；到 2050 年在火力发电厂实现使用含有 50%氨的混合燃料。氨燃料生产方面，到 2030 年推进配套设备的制造，构建稳定的氨燃料供应链体系；到 2050 年提高在发电领域的氨混烧率和开发燃烧纯氨技术，并应用于船舶和工业领域。到 2030 年实现氨燃料年产量 300 万吨，到 2050 年达到 3000 万吨。

重点任务：开展掺混氨燃料/纯氨燃料的发电技术实证研究；围绕掺混氨燃料发电技术，开发东南亚市场，到 2030 年计划吸引 5000 亿日元投资；建造氨燃料大型存储罐和输运港口；与氨生产国建立良好合作关系，构建稳定的供应链，增强氨的供给能力和安全，到 2050 年实现 1 亿吨的年度供应能力。

3、新一代热能产业

发展目标：到 2030 年向所有供热基础设施中掺混 1%的合成甲烷，结合其他方式实现 5%的气体燃料脱碳；2050 年将掺混 90%合成甲烷的气体燃料通入供热设施，结合其他方式实现供热气体燃料的完全脱碳。此外，到 2030 年用于船舶动力的天然气燃料逐步用合成甲烷替代；到 2050 年实现年度合成甲烷 2500 万吨，且合成甲烷价格与当前的液化天然气价格（40-50 日元/立方米）相当。

重点任务：推进掺混甲烷等气体实现气体燃料脱碳化的海外供应链建设；在过渡时期推进向天然气燃料转化，在 2021 年制定包括天然气在内的各个领域路线图；致力于构建区域直接氢能供应网络；利用数字技术实现区域能源综合控制；提供设备维护等综合服务和脱碳解决方案；推进氢能直接利用，以及碳捕集与利用等技术的应用；加强大型天然气运营商、业界团体和行政部门之间的相互合作，推进热能供应的脱碳发展。

先进能源科技战略情报研究中心 2021-08-07

中美欧引领储能腾飞 新能源开启第三赛道

一、寻本溯源，储能的本质驱动力来自哪里？

1.1、碳中和大背景下，构建新型电力系统对灵活性资源的刚性需求

根本驱动一：解铃还须系铃人，“双碳”目标需要新型电力系统

电力既是当前碳排放的主要来源，也是实现碳减排的最重要途径。电力作为重要的二次能源，是煤炭、天然气、石油的重要中转站，也是碳排放的最主要载体，虽然电力产品最终用于第一、二、三各个产业。然而“巧合”的是，能够替代含碳能源的非碳能源绝大部分又需要通过电力形式提供，如太阳能、风能、水电、核能。

新型电力系统的挑战：新能源天然的波动性、不可预测性

截至 2020 年 7 月，新能源已成为国家电网的第二大电源，新能源装机 3.65 亿千瓦，占比 22.9%，发电量 3390 亿千瓦时，占比 10.9%。新能源在 21 个省区已成为第一、二大电源，青海等 5 个省区装机占比超过 40%。新能源出力波动性带来的电网运行安全风险增加，抗扰动能力下降，容易出现

连锁脱网。

调峰难度增大

电力需要实时平衡，而风电光伏具有天然波动性和不可预测性，高渗透率后必然需要更多的灵活性资源。

风电：出力日内波动幅度最高可达 80%，出力高峰出现在凌晨前后，从上午开始逐渐回落，午后到最低点，“逆负荷”特性更明显。

光伏：日内波动幅度 100%，峰谷特性鲜明，正午达到当日波峰，正午前后均呈均匀回落态势，夜间出力为 0。

新型电力系统的解决方案之一——更优质的灵活性资源

在传统能源时代，电力灵活性资源并不稀缺，煤电和燃机在发电的同时，也承担着灵活性资源的角色。而当今以新能源高比例接入和新能源汽车爆发为代表的电力的生产和消费方式正在发生深刻变革，导致电力供需双侧的波动性增强，对灵活性资源提出了更多数量、更高质量的要求，依靠传统资源已然难以为继，灵活性资源的价值必然需要单独体现。

1.2、用户对低成本高质量用电的持续追求

根本驱动二：用户对于低成本高质量用电的需求

供电弹性（Resilience）和节省开支（Financial Savings）是美国家庭用户对储能感兴趣的两个最主要的原因。美国电网稳定性不如中国，尤其近年来美国发生了多起停电事故，而储能恰恰可以作为紧急电能备用应对电网事故。因此，美国住宅消费者对购买储能实现能源自给自足的渴望日益高涨，这成为一股惊人的推动电表后端储能部署的力量。

低成本高质量用电驱动：

离网支撑功能需求愈发增加。风暴、设备故障造成的突然停电会导致巨额维修费用，美国每年因停电造成数百亿美元损失，其中 67%的停电时间不超过 5 分钟。备用电池系统可在脱离电网时自动提供紧急离网支撑，可大幅度减少停电的次数和停电时间。

海外低电力可靠性刺激工商业需求。自 2017 年调查以来，工商业的电力可靠性没有改善，甚至在某些方面恶化了。2020 年，美国 44%的公司经历了每月停电一次或更频繁的停电频率，是 2019 年占比（21%）的两倍多。22%的调查对象表示，一次典型停电的成本在 10 万美元以上，每年损失达到 120 万美元。

二、如何测算储能空间？

全球装机：锂电池是电化学储能最重要型式

电化学储能快速增长，发展空间大：尽管抽水蓄能在储能总量上占优，但是未来其成本下降空间有限，而各类电池储能成本可望下降 50%~60%，全球新增储能中大部分均为电化学储能。近年来全球电化学储能新增占比迅速上升，从 2017 年的 17.2%，迅速攀升至 2019 年的 80.2%。

全球装机回顾：中美引领、各国均快速增长

我国储能市场发展空间巨大，全球新增储能占比飞速跃升：从 2018 年新增占比第二名的 18%份额，跃升至 2020 年首位，所占份额更是达到 33%，份额增长 83.3%。全球主要能源国美国、韩国、中国等不断加大储能投入。

空间测算：两大根本驱动，衍生出七种场景

储能的本质驱动来自于新型电力系统所需灵活性资源及用户侧的低成本高质量用电需求，具体可分为发电侧、电网侧和用户侧共七种场景，需要注意的是这二者是互有交叉的。

发电侧：平抑发电波动，维持电网平衡，以新能源配套储能为主，从新能源装机角度测算；

电网侧：以调峰调频等辅助服务维持电网平衡需求为主，另外还有延缓电网投资需求；

用户侧：国内以工商业储能为主，海外包括户用储能和工商业储能。

装机预测：2025 年全球新增装机有望达 196GWh

2021 年全球电化学储能装机 21.52GWh，同比增长 115%，2025 年当年新增可达 196GWh。

驱动因素：中国 2020 年主要由新能源发电侧、电网侧推动，工商业用户侧受近期火灾事故影响短期内略有迟滞但长期无虞。美国的大型项目及用户侧储能均已实现市场化驱动，今年有望翻倍以上。欧洲、澳洲、日本、南非、南美等地的家庭储能正保持快速增长态势。

三、储能的商业模式及经济性如何？

储能不同场景下的商业模式差别较大

储能的商业模式主要分为三种：新能源减少弃电、电力辅助服务、减少用电成本。

从储能行业的不同应用场景入手，分析储能的三种商业模式，找到储能行业带来的独特价值与核心竞争力。

发电侧商业模式：发电侧减少弃电+电力辅助服务

减少弃电：在出力大于负荷时，用发电机组给储能充电，减少弃电。

调峰策略：负荷高峰放电，负荷低谷充电。

调频策略：某时刻下达调频指令，储能系统实时响应，新能源机组有一定滞后，整个调频过程储能系统逐步减少放电功率，机组逐步增加功率。

电网侧商业模式：电力辅助服务收益+纳入电网成本

电力辅助服务市场正日趋完善，主要向维持电网的稳定所必须的包括电压稳定、频率稳定以及事故备用等服务提供相应的对价。

电化学储能是优质的灵活性资源，可以实时调节电力的供需“天平”保证电网稳定。

电化学储能还可减少或延缓电网投资，因此将其纳入输配电成本，由电网公司建设也仍然是潜在的商业模式。

用户侧商业模式：光、充、储一体化

光、充、储一体化模式可以最大程度的提升用电可控性，一方面通过储能在低谷电价时充电，高峰电价时放电可减少电量电费，另一方面由于用电负荷的高峰用电时段一般时间很短，通过配置削减用电负荷的“高峰段”，可以减少容量电费成本。另一潜在应用场景是提供需求侧响应功能获取收益，即“虚拟电厂”概念。

四、技术进步以及降本空间如何展望？

降本路径：

电池成本占比最高、仍是降本主要驱动力。目前电池成本仍然占据电化学储能系统成本的大部分，电池降本仍是目前储能系统降本的主要驱动力。

直接、间接降本手段丰富。延长电池寿命是 LCOS 下降的核心影响因素。根据宁德时代估算，对于 6000 次储能系统，若电池寿命延长到 10000 次，LCOS 可下降 60%以上。降低损耗是降本的有效路径。具体包括：提升能量效率、改善冷却方式、提升能量密度。

EPC 成本：

储能 EPC 成本有望进一步快速下降。根据 BNEF 统计，目前全球平均储能 EPC 成本约为 \$282/kWh，2030 年有望下降到 \$165/kWh。2020 年青海光伏竞价项目对储能系统采购的公示中，比亚迪储能 EPC 价格最低单价为 1.06 元/Wh，让业界大为震动。

技术路线展望：未来以电池储能（h 级）、氢能（天）为主

清华大学欧阳明高院士指出，未来储能以电池储能、氢和氢载体储能为主。电池储能在分布式短周期存储应用中更具优势，而氢能是集 中式大规模长周期储存的最佳途径。

五、各环节投资机会如何判断？

国内储能格局：市场萌芽期，竞争格局轮廓初现

随着储能产业链发展，国内储能行业的竞争格局已经初步显现。2020 年储能技术供应商（主要为电池）排名中：宁德时代名列第一，第二名第三名分别为力神、海基新能源。2020 年储能逆变器市场排名中：阳光电源名列第一，第二名第三名分别为科华、索英电气。2020 年系统集成商市场排名中海博思创名列第一，第二名第三名分别为阳光电源、上海电气国轩新能源

海外户用储能格局：特斯拉领衔，派能科技居前三

在全球自主品牌的家用储能产品出货量前三名的企业中，特斯拉 2019 年出货约 450MWh，市占率 15%。国内厂家派能科技自主品牌出货 255MWh，含贴牌代工后出货量 366MWh，市占率约 12.2%。

电池技术：从储能与动力场景对比看磷酸铁锂优势

典型的锂电池如磷酸铁锂电池及三元锂电池，都可同时应用于储能与动力电池两个行业，事实上目前储能市场用的锂电池多为动力电池产业链直接生产，但是我们也应该看到，需求侧的差异导致二者应用的场景不同，技术指标倾向性不尽相同。储能电池一般安装在固定场地，空间相对宽裕，但容量一般远大于动力电池，充放电倍率跨度也较大，因此更加追求高循环寿命、高安全性及低成本，而用动力电池则要求高能量密度、高充放电倍率、防震动等。

朱玥 孟杰 未来智库 2021-08-01

美中竞争 新能源成新赛道

8 月 5 日，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，届时美国新出售的汽车中将有半数为零排放。电动车包括电池电动汽车、插入式混合动力电动汽车和燃料电池电动汽车等。该行政命令称，未来还将制定更加严格的燃油效率和排放标准，以节省消费者支出、减少污染、维护公共卫生和应对气候危机。

该行政命令标志了美国将新能源汽车产业放到国家战略的高度，促进全球汽车电动化进程的进一步加速。拜登政府今年 3 月发布《基础设施计划》提议投资 1740 亿美元支持美国电动汽车市场发展；5 月发表演讲力推汽车电动化，认为电动汽车是“汽车工业的未来”；7 月美国商务部宣布了 30 亿美元的美国救援计划基金，可用于推动美国电动汽车产业的发展；8 月 5 日设定美国到 2030 年零排放汽车销量达 50%比例的目标，远超市场预期。随后，美国多家汽车企业发表声明称，未来将加速电动汽车的创新和制造。从推动汽车新能源市场发展将其放到国家战略高度的过程来看，美国对该产业发展要求从重从快的决心越来越强，针对中国新能源战略的竞争局面也是越来越清晰。

当前美国发展新能源的决心忽然大张旗鼓起来，原因包括许多方面。一是美国市场的电动车渗透率与中国乃至欧洲相比的悬殊巨大。国际清洁运输理事会（ICCT）的一项研究报告指出，美国在新能源车生产和使用方面落后于中国和欧洲，而且 2017 年至 2020 年期间这一差距还扩大了。2020 年年底，美国生产商仅占 2010 年以来累计生产电动车数量的 18%。而同时期中国成为最大的电动车生产国，占到全球电动车产量的 44%，十年期间约生产和销售了 460 万辆。

另据统计，目前美国新能源电动车渗透率仅为 3%，远低于中欧的 10%和 15%。不过，今年上半年美国电动车销量 25.49 万辆，同比增长 131%，远超汽车总销量 29%的增幅。在新能源汽车上，美国在发力直追。

二是未来十年将是全球在新能源领域竞争最激烈的十年，决定着从传统燃油车升级到新能源汽车的变换过程，尤其是美中新能源产业链之间的竞争，胜利者将主导未来的全球新能源产业链，决定未来全球在该领域巨大生产和消费市场的命运。所以今后一段时间，美国定会在新能源产业上，包括在上游锂矿、中游电池、下游整车，以及相关新材料方面，全方位与中国展开竞争。

美国传统汽车巨头已经在行动。今年 5 月福特汽车于 SKI 签署合资谅解备忘录，拟共同在美国组建名为“BlueOvalSK”合资公司，并在本地生产电芯和电池组。BlueOvalSK 计划将于 2025 年左右实现量产，电池年产能可达约 60GWh，并有产能扩展的可能性。今年 3 月通用汽车表示将于 LG 化学合资在美国田纳西州 Spring Hill 建设动力电池厂，投资规模预计约 23 亿美元。不过，美国还没有完成充电标准的市场整合，未来还有一段路要走。

三是全球热浪、洪涝、干旱、霜冻等极端气候频发，警醒国家和企业须加紧关注全球气候变暖给人类生存带来的不利影响。在还能够携手合作保护地球生态、阻止气温进一步上升的时候，各国必须作出更多努力，如把碳中和和碳减排的措施落到实处，其中发展和提高新能源利用率、减少石

化能源的使用不啻为一条必经之路。

目前各国新能源汽车还得依靠政策补贴，短期内无论是中国、美国还是欧洲，都难脱离政府的扶持。今年以来美国出台的各种新能源电动车计划，表明美国政府在该领域上的强势扶持政策，将进一步加剧全球尤其是美中在新能源车领域上的竞争态势。不过，美国和中国在新能源产业链上的竞争是一方面，美中在该领域的合作也是不可忽视的另一方面。为应对全球气候变化挑战，新能源在中美两国能源结构中的比重将会逐步提高，且增速会超过其他能源。由此中美在促进全球经济结构转向更清洁、低碳和有效的模式上有着共同的目标和利益。

路虹 国际商报 2021-08-10

国际能源署称全球可再生能源投入杯水车薪

2020 年以来，全球可再生能源发展似乎走上了“快车道”。

彭博社消息指出，今年上半年，全球可再生能源投资至创纪录水平。半年中，全球有多达 1740 亿美元投向太阳能、海上风能和其他绿色技术和公司，较上年同期增长 1.8%。

另一方面，油气投资不断冷却，国际石油巨头也更多转向可再生能源投资。似乎在全球能源行业的努力下，人类正在碳中和道路上稳步前进。然而，包括国际能源署(IEA)在内的能源机构却泼了一盆冷水。IEA 预测，目前全球可再生能源的发展远远低于各国和企业在未来几十年达到所承诺限制排放目标所需要的水平，而原因还是缺少资金。换言之，虽然目前可再生能源投资不断创新高，但比起需要的资金投入，仍微不足道。全球可再生能源投资仍是杯水车薪。

根据 IEA 发布的最新报告，尽管全球多国和地区承诺加速绿色复苏，并强调利用疫后复苏资金支持低碳能源转型，以加速摆脱化石燃料，但此类支出远远无法限制气温上升至灾难性水平。IEA 指出，如果要实现《巴黎协定》控温 1.5 摄氏度的目标，到 2050 年，地球上人为产生的二氧化碳排放量必须降至零。但目前，全球投向清洁能源和低碳技术的资金仍然有限，仅占所有投资的一小部分。而且，即便这些资金全都按时保质地实施，也很难让世界踏上本世纪中叶净零排放的道路。据 IEA 估算，截至今年第二季度，各国总计 16 万亿美元的疫后经济复苏资金中，只有 3800 亿美元分配给了与能源相关的可持续和绿色复苏措施，占比仅 2.3%。IEA 表示，全球疫后经济重建计划中的“绿色分配”实在太低了，2050 年净零目标正变得遥不可及。

联合国环境规划署则指出，从现在起到 2050 年，全球对自然界的投资总额需达到 8.1 万亿美元，才能有效应对气候变化、生物多样性和土地退化这三大相互关联的环境危机。这意味着截至 2050 年，每年的年度投资额需达到 5360 亿美元，而实际的指标仅仅是半年 1740 亿美元。这个差距非常显著。如果人类仍想控制气候变化，那么各国、企业和机构真的需要进一步加大相关领域的投资。

中国化工报 2021-08-12

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。

排放导致变暖不可逆转

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。

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、最大的一次警告份量极重，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。

国际能源参考 2021-08-14

欧盟碳贵：净零目标远 涨价路漫漫

自全国碳交易市场 7 月 16 日上线以来，碳价不断上涨。上海环境能源交易所 8 月 11 日收盘后发布的数据显示，全国碳市场碳排放配额当日收盘价 55.90 元/吨，相对于 7 月 16 日上线时 48 元/吨的开盘价，碳排放配额交易价格近一个月累计涨幅 16.46%。截至 8 月 11 日收盘，市场开市近一个月的成交量共 646.18 万吨（含大宗交易）。

在碳交易市场机制的设计与运行，以及全方位思考和探索

重塑国际治理体系上，欧盟是公认的先驱和引领者。自 2005 年开始欧盟碳排放交易体系交易机制运行，为我国思考和设计国内的碳市场体系带来了参照和启发。欧盟碳价不断上涨，目前约为我国碳价的 6 倍。然而专家认为，要实现净零目标，欧盟碳价还有很大的上升空间。

欧盟将通过碳关税确保进口产品和本土产品承担相同的碳排放成本。纳斯达克预计，碳关税每年将为欧盟增加约 90 亿欧元的税收。预计我国、俄罗斯、土耳其和英国将受到较大影响。据测算，碳关税会导致我国向欧盟出口钢铁和铝的成本分别增长 25%和 9%。

今年以来，欧盟碳市场的碳排放配额交易价格飙升了近 60%。自 5 月以来，欧盟碳价一直维持在 50 欧元/吨（约合 382 元/吨）的高位，最高达 57.81 欧元/吨（约合 439 元/吨），为 2005 年欧盟碳市场启动以来的最高水平。

业界认为，欧盟更具雄心的气候政策、日趋缩紧的碳配额和即将启动的碳关税将进一步助推碳市场发展，欧盟碳价或再创新高。

绿色新政成涨价助推器

去年底，欧盟各国确立了新的减排目标：2030 年欧盟温室气体排放量将比 1990 年减少 55%（此前为 40%），进而到 2050 年实现碳中和。

在大幅收紧的气候目标影响下，欧盟碳价从年初的 32 欧元/吨（约合 245 元/吨）一路上涨到 50 欧元/吨（约合 382 元/吨）以上。与 2005 年欧盟碳市场刚推出时的 20~25 欧元/吨相比，碳价已经翻了一番。

7 月 14 日，欧盟委员会正式提出应对气候变化的一揽子计划提案，以确保实现 2030 年减排 55% 的气候目标。

欧盟计划在交通、能源、建筑、农业和税收等领域实行更严格的碳减排措施，具体内容包括实施更严格的碳交易体系，扩展碳交易覆盖范围，2030 年将可再生能源占比提高到 40%，推动能源税改革，提高碳汇目标和抑制碳泄漏的碳边境调节机制等。

欧盟更为激进的气候政策被认为是碳价上涨的根本原因。路孚特 2021 年碳市场调查指出，欧盟雄心勃勃的气候目标导致了碳排放配额价格上涨。

随着欧盟碳排放交易体系（EU ETS）进入第四交易阶段，欧盟逐步采取更多措施收紧各领域的碳排放配额，助力了碳价走高。欧盟碳市场第四交易阶段改革涉及降低全年总排放上限，降低工业



领域自由交易量，将航运等新行业纳入碳排放体系，以及进一步缩减各行业碳排放限额等。

根据欧盟委员会气候行动总司官网的信息，2021~2030年，欧盟的免费碳排放配额将以每年2.2%的速度削减，但将继续提供一定的免费配额，以确保欧盟企业在国际市场的竞争力，避免碳泄漏。目前的免费配额可以覆盖欧盟相关行业70%的排放量。

一揽子政策特别是碳边境调节机制（CBAM）出台后，欧盟将对出口欧盟的产品征收碳关税，欧盟担心继续提供免费配额可能违反世贸组织的原则，因此计划逐步取消免费配额。从2026年开始，欧盟每年将减少10%的生产企业免费配额，直至2035年完全取消。免费配额的削减将带来价格看涨的市场预期，进一步助推碳价走高。

气候目标需要更高碳价

欧盟碳排放交易体系（EU ETS）通过对碳排放配额定价的方式提高碳排放成本，促使企业减少碳排放、提高能源利用效率或使用清洁能源。多年来，欧盟碳排放交易体系在控制碳排放上起到了重要作用。据欧盟委员会统计，欧盟排放交易体系在过去16年使电力等高耗能行业的碳排放量降低了42.8%。

路孚特指出，尽管2020年欧盟电力和工业部门的实际排放量下降了14%，但对未来几年碳市场供需平衡将急剧缩小的预期导致碳价急剧上涨。市场参与者愿意为欧盟排放配额支付更多费用，因为他们预计未来这些配额将越来越稀缺。路孚特碳研究组预测，欧盟碳价在2025年后，会因为配额需求的提高和减排成本的上升而加速走高，在2030年达到89欧元/吨。

尽管碳价屡创新高，但是仍然远低于实现《巴黎协定》气候目标所需要的水平。分析人士指出，碳价需要达到一定的高标准，才能促使产业积极削减碳排放，推动能源转型。

行业分析机构标普全球普氏指出，虽然欧盟碳排放量正在下降，但是按照目前的预测轨迹，欧盟2030年的排放量仍将远高于减排55%的气候目标。

伍德麦肯兹此前的一份报告显示，要实现《巴黎协定》中全球升温控制在1.5摄氏度以内的更高目标，需要大幅提高碳定价。该机构亚太市场和转型部门负责人普拉卡什·夏尔马说：“要控制全球升温在1.5摄氏度以内，到2030年，碳价需要达到每吨160美元。在2020年底，全球平均碳价仅为22美元/吨。”这相当于在未来10年内，全球平均碳价还需上涨6倍以上，欧盟碳价还要上涨1.5倍以上，才能实现全球控温目标。

碳价差距造成出口压力

路孚特统计数据 displays，2020年，欧盟碳市场的碳排放交易总量占世界交易总量的近90%，累计交易配额超过80亿吨，比2019年增加近20%，欧盟碳市场的总价值和碳排放配额单价全球最高。

根据最新的一揽子政策，欧盟将通过碳关税确保进口产品和本土产品承担相同的碳排放成本。碳边界调节机制（CBAM）将从2024年开始逐步实施，预计2030年全面投入运营。碳关税最初只针对钢铁、铝、肥料、电力和水泥五大行业，之后适用范围可能扩大。纳斯达克预计，碳关税每年将为欧盟增加约90亿欧元的税收。预计我国、俄罗斯、土耳其和英国将受到较大影响。

当前中欧碳排放成本差距较大，截至8月11日，洲际交易所（ICE）的欧盟碳排放配额期货（EUA）价格为57.73欧元/吨。我国刚刚启动的全国碳市场同期的碳排放配额交易价格为55.90元/吨，目前还未上线碳期货合约。如果欧盟通过碳关税统一境内外企业的碳排放成本，我国的出口企业将承担更大的压力。

能源基金会分析称，欧盟碳边境调节机制对我国出口欧盟的钢铁和铝产品影响最大。该机构预计，欧盟完全取消免费配额后，钢铁和铝成本将分别增加21%和7.6%，碳关税会导致我国向欧盟出口钢铁和铝成本分别增加约25%和9%。

受欧盟新气候政策影响的国际大公司正在努力使其业务脱碳，但仍然需要大量的时间和资金投入，也需要客户有较强的“绿色溢价”支付意愿。据华尔街日报报道，中国以外最大的铝生产商俄罗斯铝业，正计划将其排放量最高的设备拆分为一家独立公司，以降低出口欧盟的成本。

张 炅 中国石化报 2021-08-14

国资委：加快发展风电、光伏发电，央企要积极参与碳市场建设

近日，国务院新闻办举办了新闻发布会，国务院国有资产监督管理委员会秘书长、新闻发言人彭华岗介绍了2021年上半年中央企业经济运行情况，其中涉及到新能源工作。

彭华岗表示，在碳市场建设方面，从中央企业角度来说，主要还是要稳步推进低碳发展的体制机制建立，推动企业建立完善碳资产管理体系，要积极参与全国的用能权、碳排放权交易市场建设，依法开展碳排放的报告和信息披露。另外，也支持企业发展综合能源服务、合同能源管理等市场化的节能方式，指导企业构建与碳达峰、碳中和相适应的投融资体系，开展绿色金融产品和业务创新。

彭华岗进一步表示，中央企业已经组建了碳资产管理的专业机构，开展了碳排放统计核算、盘查等工作，并且积极参与碳排放交易。能源、钢铁等重点行业中央企业也已经投资参股了北京、上海、湖北等地的碳交易机构。在整个过程当中，中央企业不管是从规则的建立、市场的建立，到参与碳交易，都是非常积极的。有些企业说，试点地区的第一批碳交易可能就是由中央企业来参与的。对于碳达峰、碳中和行动，国资委高度重视，现在也正在积极研究制定有关意见和方案，推动中央企业更好地在碳达峰、碳中和行动当中发挥作用。

工作主要有几个方面：

一是稳步推进产业结构的绿色低碳转型。国资委在中央企业的“十四五”规划编制过程中，强化绿色低碳发展部署，发展壮大绿色低碳产业，推动传统产业的低碳改造，坚决遏制高耗能、高排放项目的盲目建设。

二是稳步推进能源结构优化。指导中央企业严格控制化石能源的消费，积极发展非化石能源，因地制宜地开发水能，加快发展风电、光伏发电，积极有序发展核电。包括三峡集团的乌东德、白鹤滩，这都是大水电，这些清洁能源的开发建设，构建以新能源为主体的新型电力系统，统筹推动氢能的“制运储用”全链条发展。现在超过三分之一的中央企业已经在制定包括制氢、储氢、加氢、用氢等全产业链的布局，也取得了一批技术研发和示范应用的成果。

三是稳步推进能源资源高效集约利用，推动中央企业持续强化能源消费总量和强度“双控”，强化节能管理和目标责任考核，大力实施节能低碳技术改造，加强能效对标达标，持续推进煤炭绿色利用。中央企业单位产值的能耗现在也在持续下降。

四是稳步推进绿色低碳技术的应用。我们组织中央企业加强低碳零碳负碳的科技攻关，引领带动绿色低碳技术的突破。在央企的一些项目当中，我们也在布局风电、核电、氢能、新能源汽车等绿色低碳技术装备攻关任务，推进智能电网、储能、氢能、碳捕集等技术研发应用，这方面的工作都在加大力度。

在央企大力推进碳中和工作建设的背景下，新能源行业将获得更加广阔的发展空间，部分新能源企业将获得新的发展机会。

财经网 2021-08-10

碳排放权交易，中国大步踏出自己的路

7月16日上午，全国碳排放权交易市场上线交易启动仪式以视频连线形式举行，在北京设主会场，在上海和湖北设分会场。

伴随着这一市场的启动，全球规模最大的碳市场就此成立。全国碳市场第一个履约周期为今年全年，纳入发电行业重点排放单位2162家，覆盖约45亿吨二氧化碳排放量。全国碳市场的碳排放权注册登记系统由湖北省牵头建设、运行和维护，交易系统由上海市牵头建设、运行和维护，数据报送系统依托全国排污许可证管理信息平台建成。

“用碳交易的办法，解决碳排放、碳减排和碳达峰、碳中和的问题，对很多人来说，这还是一个新事物。”在接受本报记者采访时，中华环保联合会副主席杜少中表示，经过多年论证和实践，全国

碳市场对碳达峰、碳中和的作用和意义非常重要。

中国向世界作出庄严承诺

实现碳达峰、碳中和是我国向世界作出的庄严承诺，也是一场广泛而深刻的经济社会变革。

2020年9月22日，习近平主席在第七十五届联合国大会一般性辩论上宣布：“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。”

从碳达峰到碳中和，发达国家有60年到70年的过渡期，而中国只有30年左右的时间。这意味着，中国温室气体减排的难度和力度都要比发达国家大得多。

事实上，中国已经为应对气候变化付出了巨大努力。从“十一五”时期提出并实现“单位国内生产总值能源消耗降低”，到“十四五”规划和2035年远景目标纲要设置“推动绿色发展，促进人与自然和谐共生”专篇并作出具体部署，中国的努力，世界看在眼里。

党的十八大以来，以习近平同志为核心的党中央把生态文明建设摆在全局工作的突出位置，打响污染防治攻坚战。在党的十八大报告中，明确提出“单位国内生产总值能源消耗和二氧化碳排放大幅下降，主要污染物排放总量显著减少”。在党的十九大报告中，明确提出要“建立健全绿色低碳循环发展的经济体系”。

诸多减碳举措取得了明显效果。到2020年底，中国单位GDP二氧化碳排放较2005年降低约48.4%，超额完成向国际社会承诺的下降40%—45%的目标，全国重点城市PM2.5平均浓度较2013年下降超过四成。

在此基础上，建设全国碳市场是利用市场机制控制和减少温室气体排放、推进绿色低碳发展的一项重大制度创新，也是推动实现碳达峰目标与碳中和愿景的重要政策工具。在党的十八大报告中，明确要求“积极开展节能量、碳排放权、排污权、水权交易试点”。在《中共中央关于全面深化改革若干重大问题的决定》中则进一步明确，“发展环保市场，推行节能量、碳排放权、排污权、水权交易制度，建立吸引社会资本投入生态环境保护的市场化机制，推行环境污染第三方治理”。

如何进行碳交易？举个例子，一家电力企业每年碳排放配额有600万吨，如果做到了很好的节能减排，只排放碳300万吨，则剩余的300万吨额度可以出售，卖给其他排放额度不够用的企业。而这个交易，需要在碳交易市场上完成。

在生态环境部副部长赵英民看来，全国碳市场对中国碳达峰、碳中和的作用和意义主要体现在几个方面：一是推动碳市场管控的高排放行业实现产业结构和能源消费的绿色低碳化，促进高排放行业率先达峰；二是为碳减排释放价格信号，并提供经济激励机制，将资金引导至减排潜力大的行业企业，推动绿色低碳技术创新，推动前沿技术创新突破和高排放行业的绿色低碳发展的转型；三是通过构建全国碳市场抵消机制，促进增加林业碳汇，促进可再生能源的发展，助力区域协调发展和生态保护补偿，倡导绿色低碳的生产和消费方式；四是依托全国碳市场，为行业、区域绿色低碳发展转型，实现碳达峰、碳中和提供投融资渠道。

“国内外实践表明，碳市场是以较低成本实现特定减排目标的政策工具。”赵英民表示，与传统行政管理手段相比，碳市场既能够将温室气体控排责任压实到企业，又能够为碳减排提供相应的经济激励机制，降低全社会的减排成本，并且带动绿色技术创新和产业投资，为处理好经济发展和碳减排的关系提供了有效的工具。

2020年12月29日，生态环境部发布关于印发《2019-2020年全国碳排放权交易配额总量设定与分配实施方案（发电行业）》《纳入2019-2020年全国碳排放权交易配额管理的重点排放单位名单》并做好发电行业配额预分配工作的通知，明确表示此通知是“为贯彻落实党中央、国务院有关决策部署，加快推进全国碳排放权交易市场（以下简称碳市场）建设”。

今年1月，生态环境部公布《碳排放权交易管理办法（试行）》自2月1日起施行。《碳排放权交易管理办法（试行）》规定，全国碳排放权交易市场的交易产品为碳排放配额，生态环境部可以根据国家有关规定适时增加其他交易产品。而交易主体包括重点排放单位以及符合国家有关交易规则

的机构和个人。交易方式上，碳排放权交易通过全国碳排放权交易系统进行，可以采取协议转让、单向竞价或者其他符合规定的方式。

中国行动，在国际上得到了广泛认可。

国际碳行动伙伴组织最新发布的《2021年度全球碳市场进展报告》指出，疫情防控期间，全球碳排放权交易市场展现出韧性。各国更具雄心的气候目标和净零排放承诺，提升了政策稳定性和市场信心。

“最引人瞩目的是中国碳市场的进展，尤其是2020年下半年到2021年初出台的一系列政策，为这一全球最大碳市场的启动铺平了道路。”这一报告指出。

从地方试点到全国市场

中国的碳市场建设是从地方试点起步的。

2011年10月在北京、天津、上海、重庆、广东、湖北、深圳7省市启动了碳排放权交易地方试点工作。2013年起，7个地方试点碳市场陆续开始上线交易，有效促进了试点省市企业温室气体减排，也为全国碳市场建设摸索了制度，锻炼了人才，积累了经验，奠定了基础。2017年末，经过国务院同意《全国碳排放权交易市场建设方案》印发实施，要求建设全国统一的碳排放权交易市场。

从地方试点到全国市场，经历了怎样的过程？

在接受本报记者采访时，北京绿色交易所总经理、北京绿色金融协会秘书长梅德文表示，北京市碳排放权交易试点是2013年11月28日开市的，迄今已平稳运行7年有余。初步建立起“制度完善、市场规范、交易活跃、监管严格”的区域性碳排放权交易市场。截至2020年底，北京碳市场各类产品累计成交近6800万吨，成交额突破19.4亿元，在运用市场机制促进低成本减排，推动碳达峰、碳中和方面担当了探路者的角色。

“从运行情况来看，北京碳市场在配额分配，碳排放监测、报告、核查，市场交易，能力建设等方面积累了丰富的经验。”梅德文表示，从这几年的探索来看，北京碳市场的特点是碳价稳定合理、交易方式灵活、交易主体多元、碳中和实践丰富。在全国碳市场启动后，北京碳市场会在碳达峰、碳中和的大背景下继续不断探索，基于试点工作经验，为全国碳市场建设和发展完善提供持续有力的支撑。

值得一提的是，从北京的经验看，企业的接受程度越来越高。近年来，企业履约率约为100%。

生态环境部应对气候变化司司长李高总结，几个试点市场覆盖了电力、钢铁、水泥20多个行业近3000家重点排放单位，到2021年6月，试点省市碳市场累计配额成交量4.8亿吨二氧化碳当量，成交额约114亿元。

“全国碳市场和地方试点市场的设计原理是一样的。”李高表示，按照党中央、国务院决策部署，我们在充分借鉴试点碳市场经验基础上，明确以发电行业为突破口，分阶段、有步骤地推动全国碳市场建设。

事实上，在全国碳市场上线后，其运转情况也吸引了社会各界关注。

数据显示，7月16日上线当天，全国碳市场平均成交价超过每单51元人民币。到7月23日收盘，全国碳排放权交易市场已运行6个交易日，23日的开盘价为56.52元/吨，收盘价为56.97元/吨。全国碳市场累计成交量达到483.3万吨，成交额近2.5亿元，其中开市首日的成交额近2.1亿元，6个交易日以来挂牌协议交易和大宗交易均有成交。

很多业内人士认为，未来，中国碳市场有充分的上行空间。中国人民银行副行长范一飞表示，交易首日中国碳交易价格不到欧盟碳交易价格的1/8，可以看出中国碳市场发展空间巨大。

各地、各企业也积极参与其中。

在黑龙江，据该省生态环境厅透露，全国碳排放权交易市场7月16日启动上线交易以来，黑龙江省已经有完成准备参与全国碳市场交易的企业97家；在重庆，该市生态环境局发布了《重庆市碳排放权交易管理办法（征求意见稿）》；在江苏，5月份挂牌组建的江苏省环保集团，围绕“双碳”目标，加强低碳技术研究应用，积极推动该省工业园区减污降碳协调治理，大力提升碳监测、碳核算、碳

咨询等能力建设……

对很多企业来说，碳交易既控制了碳排放总量，又能鼓励企业通过优化能源结构、提升能效等手段实现减排。很多企业成立了专门的研究部门，专门针对碳达峰、碳中和等重大问题进行研究，并积极推出相关举措。

实现碳中和将造福每个人

“碳交易在全国已经开市了，开弓没有回头箭，必须得建设好。”杜少中认为，接下来必须做到社会良性互动。政府要做好顶层设计，制定相关政策，引导监督企业执行，协调执行过程中的问题，并提出各种号召鼓励公众自觉践行绿色生活。

事实上，纵观世界各国，很多国家已经开始尝到碳市场的“甜头”。

2020年，美国汽车企业特斯拉出售碳排放积分，获得了15.8亿美元的营业收入。分析师预计，2021年，特斯拉的碳交易收入有望达到20亿美元，这得益于美国加州的碳市场建设。

在宏观层面，国际碳行动伙伴组织报告显示，2020年底，欧盟、新西兰、北美区域等的碳市场价格与年初相比均出现上涨，显示出碳市场的强大韧性。事实上，过去一年，很多国家和地区提出碳中和目标，将经济复苏与低碳发展联系在一起。

在中国，这个市场方兴未艾。中金公司推出的《碳中和经济学：新约束下的宏观与行业分析》主题报告认为，未来40年中国绿色投资总需求约140万亿元，电力、交运、建筑的绿色投资需求量最大。

在中国，很多企业对碳市场的欢迎程度越来越高。

发电行业是首个纳入全国碳市场的行业，纳入的重点排放单位超过2000家。事实上，全国碳市场首批纳入的企业都是发电企业。对于最先在全国碳市场中试水的发电企业来说，这一周它们对“排碳有成本，减碳有收益”有了更深的认识。

“开启碳交易对于高排放的发电企业来说，最直观的感受就是，主动减排的动力更足了。”一家发电企业的碳交易人员表示，不减碳就意味着企业需要面对越来越高的排放成本，在市场倒逼之下，企业以绿色环保为驱动力，规划低碳转型发展战略的主动性会明显提升。

公众对碳市场的认识，也有着非常关键的作用。

“很多人说我就是个普通老百姓，对碳达峰能起什么作用？其实公众的作用非常大。”杜少中认为。

杜少中告诉记者，公众的作用体现在三方面。首先，在碳排放的总量当中，有20%左右是直接来自生活领域的，因此公众自己的减排作用也很大；其次，公众的参与，会通过消费引导生产、引导企业的行为，因为公众的消费偏好，会对企业的生产带来很大的影响，对于推动企业的减排意义重大；第三，公众可以监督政策的执行，做出各种呼吁，身体力行选择低碳环保的生活方式，让社会在碳达峰、碳中和的生态文明的路上越走越远。

上海市生态环境局局长程鹏也认为，未来“双碳”工作的重中之重，一个是低碳科技的攻关，另一个是全民减碳意识的提升。

在他看来，绿色低碳技术实现重大突破将会极大推进“双碳”工作，因此需要我们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。更广泛的公众参与也很关键，程鹏说，“双碳”工作的这“最后一公里”需要每个人的低碳足迹来“填满”，“绿色出行、简约包装、垃圾分类……我们生活中的点点滴滴都能为实现碳达峰、碳中和的目标提供推动力量。”

实现了碳中和目标将造福每一个人。

刘少华 人民日报海外版 2021-08-03

香港将致力争取于 2050 年之前实现碳中和

香港特区行政长官林郑月娥 3 日表示，对香港达到 2030 年削减碳排放目标充满信心。特区政府今年年底前将公布新的《香港气候行动蓝图》，定下更进取的减碳策略和应对气候变化措施。

当天，团结香港基金与香港科技大学联合主办的“中华大讲堂”邀请中国气候变化事务特使、中国环境与发展国际合作委员会副主席解振华以视频方式进行讲座，主题为“落实碳达峰碳中和目标，加速绿色低碳转型创新”。讲座前，林郑月娥以视频方式致辞时作上述表示。

林郑月娥说，香港将致力争取于 2050 年前实现碳中和，希望在减碳事业中履行香港责任。早在 2017 年，特区政府公布了《香港气候行动蓝图 2030+》，公布为应对气候变化所采取的主要措施。随着各项措施相继落实，我们正迈向在 2030 年把香港的碳强度从 2005 年的水平减少 65%至 70%的目标。

林郑月娥表示，通过大幅减少燃煤发电，香港的碳排放量已在 2014 年达峰，而 2019 年的碳强度已较 2005 基准年下降了约 35%。“我们对在 2030 年达到原来的目标充满信心。”

全国政协副主席、团结香港基金主席董建华以视频方式致辞表示，中国的减碳目标是对国际社会的严肃承诺，表现了负责任的大国风范。在应对气候变化问题上，每一个人都有责任。希望大家齐心协力行动，爱护环境，保护地球，为共同构建“人与自然生命共同体”作出贡献。

解振华在讲座中表示，最近全球多地发生极端天气并造成重大灾害，对经济社会稳定形成严重危害。气候变化已不是未来的威胁，而是现实的危机。全球各个国家和地区应秉持多边主义原则，摒弃不必要的争论，同舟共济，各尽所能，携手应对气候变化，实现合作共赢。

解振华表示，在发展可再生能源方面，中国已付出相当大的努力。从碳达峰到碳中和，需要一个过程。各种能源生产形式都有短板和长板，应综合考虑布局。全球各个国家和地区应加强合作，鼓励能源领域的转型和创新。

查文晔 新华社 2021-08-05

开展碳排放环境影响评价 助力全国碳市场行稳致远

自 7 月 16 日正式启动上线以来，全国碳排放权交易市场引发了各界的持续关注。碳排放权交易是一种市场机制，通过价格信号，引导资金流向，实现尽可能低成本地减少温室气体排放。作为我国实现碳达峰、碳中和目标的一项重要制度举措，全国碳排放权交易将运用碳市场的价格发现功能充分激励参与主体、增强减排动力，从而促进技术进步和推动产业升级。

尽管首月碳交易表现整体良好，但持续构建有效的碳市场机制是一项长期的系统性任务。健全碳价格的市场发现机制，需要让碳价充分反映供需各方信息与减排成本，首批 2000 多家电力企业参与交易显然是不够的，还需要进一步扩大市场覆盖范围，纳入更多的市场主体。下一步，全国碳市场有望持续向钢铁、化工、有色等重点“高碳”行业铺开，为此，需要做好碳减排工作的科学部署和统筹安排。

国家生态环境部 7 月 27 日印发的《关于开展重点行业建设项目碳排放环境影响评价试点的通知》提出，将在七个试点省份围绕重点行业开展碳排放环境影响评价。这不仅能够结合地区实际、突出行业重点，促进交易市场扩围，而且有利于加快形成全国重点行业排放源与碳市场管理的统筹协调，推动全国碳排放权交易市场行稳致远。

碳市场的结算与交易制度离不开数据质量与数据核查的有效支持，完善重点行业碳排放数据“监测、报告与核查”的标准和方法，是碳市场长期健康运行的基石。开展碳排放环境影响评价，有助于对重点行业进行全过程监测，识别碳排放节点，摸清碳排放水平，分析碳减排潜力，报告碳减排方案，规范碳管理标准，探索创新碳排放的核算和评价方法，为碳减排提供可靠有效的数据与精准科学的方法，夯实碳交易市场扩大覆盖范围的基础与保障。

推动碳交易市场的全面建设，纳入重点行业和多元交易主体，需要兼顾供需侧、产业链、区域间和技术端的协调发展，更好地促进我国应对气候变化与优化产业结构的协同增效，既要发挥节能低碳需求对清洁绿色供给的牵引作用，也要提升能源供给体系对产业低碳转型需求的适配能力。开展碳排放环境影响评价，将严格遏制一些地方“两高”项目的盲目发展，严防碳达峰转变为“攀高峰”，同时将引导市场预期，形成对绿色低碳技术的创新激励，为重点行业转型升级提供韧性支撑。

长远来看，碳交易市场的运行应该与经济产业发展总体趋势相适应，要完善全球覆盖排放规模最大的碳市场，在体系构建环节还有很多具体工作需要推进，在相关领域也需要一系列配套政策的支持。在市场建设领域，要改进配额分配方式，丰富碳交易品种，严格遵循市场规律开展碳交易，防止引发过高的生产生活成本。在金融领域，要有序推动碳减排支持工具落地生效，强化上市公司环境信息披露要求，推动 ESG（环境、社会和治理）投资和绿色资产配置。在能源领域，要推动电价改革改进分时电价机制，建设新能源为主体的新型电力系统，完善绿证制度激发绿电消费。可以预见，持续推进全国碳排放权交易市场建设，必将助力我国经济社会的绿色低碳变革，推动碳达峰与碳中和目标的尽早实现。

孙传旺 经济参考报 2021-08-13

热能、动力工程

碳捕集封存难具规模化减排价值

编者按

碳达峰、碳中和目前是能源行业的焦点话题，引发了相关各方的广泛讨论。澳大利亚国家工程院外籍院士、南方科技大学创新创业学院院长刘科认为，目前业内外对于碳减排还存在几大误区，并在接受记者采访时发表了他的看法。

新能源成本较长时期内

仍将高于化石能源发电

“首先要有量的概念。”刘科表示，我国每年约排放 103 亿吨二氧化碳，人均排放 7.4 吨。以一个三口之家来算，年均排放量约 22 吨。“现有减排手段或多或少有所贡献，但面对海量排放，单一手段均存在一定局限。”

刘科认为，大力发展风、光等可再生能源十分关键，但其在短期内尚无法取代化石能源。

“常有人说，光伏发电、风电已经比煤电便宜了。这句话没错，但在当前情况下，我认为只说对了 1/6-1/5。光伏发电、风电年发电小时数各地不同，平均下来分别在 1700 小时、2000 小时。对比全年 8760 小时，其他 4/5 左右的时间段需配套储能才行。一旦大规模储电，总成本远高于煤电。”刘科表示，近年来，我国光伏发电、风电增量巨大，截至去年总发电量折合约 1.92 亿吨标准煤，相比耗煤量 22 亿吨标准煤的煤电仍是杯水车薪。

此外，若有超过 15% 的非稳定能源接入，电网即面临大规模停电等风险。“电网靠电池储电的概念非常危险。据估算，全世界未来 5 年多的电池产能，仅能满足东京全市停电 3 天的电能需求。”刘科称。

那么，何时能够依靠储能？“人们总以为有个魔术般的大规模储电技术。事实上，迄今为止唯一能够达到吉瓦级、最便宜的大规模储电设施仍是古老的抽水蓄能电站。”刘科称，经过 100 多年研发，电池能量密度仍未取得革命性改变。以 1859 年发明的铅酸电池为例，其能量密度仅从最初 90kWh/m³ 提升至当前最高 260kWh/m³。手机、电脑、电动汽车等小规模应用尚可，面对一个大型风电场、一座大型光伏电站，储电成本依然居高不下。“一储一放，成本就达到火电的 2-3 倍。抽水蓄能电站虽然经济可行，却受到地理位置等约束。在今后较长时间内，风、光等新能源成本仍将高于化石能源

发电。”

二氧化碳收集、转化等工艺流程
会消耗更多能源

除了源头减碳，部分观点认为，二氧化碳捕集封存、制备化学品等“尾部”减排方式也是利器。在刘科看来，这些方式尽管能够减碳，但是仍然存在难以规模化发展的问题。

刘科提出，把生产过程排放的二氧化碳进行捕获提纯，再投入到新的生产过程中进行循环再利用或封存，理论上能够实现大规模减排，但面临着高成本难题，且无法实现彻底固碳。封存后的二氧化碳，在一定程度上仍会释放出来，且自然界的二氧化碳捕集难度更大。

“碳中和不光是一项技术难题，更是经济和社会发展平衡的综合性问题。”刘科表示，在现有条件下，二氧化碳最有价值的用途是驱油。未来 20 年，驱油消耗的二氧化碳量预计有 60 万吨。“除此之外，有些企业在积极尝试二氧化碳制备化学品。我们要看到，全世界约 87% 的石油都被烧掉了，仅仅 13% 的石油就生产了我们需要的所有化学品。这些二氧化碳即使全部转化为化学品，也只能解决 13% 的石油燃烧排放问题。由于二氧化碳分子非常稳定，收集、转化等工艺流程反而消耗更多能源，减碳贡献相当有限。”

刘科还称，提高能效能够显著降低工业流程排放，是目前成本最低、最应优先推广的减碳手段，但实际效果却受到制约。“过去 20 年，我国整体能效明显提高，二氧化碳排放量却不降反升。这是为何？事实上，只要继续使用化石能源，该方式对碳中和的贡献也是非常有限的。不同方式到底能够减多少碳、经济成本有多少，这是亟需弄清楚的问题。”

当前大规模使用电动汽车
并不能减少碳排放

刘科认为，对于电动汽车的认识也存在误区。“把燃油车改为电动车就能降低排放，这句话是有前提的。只有电网里的电能大部分来自可再生能源发电，电动车才算得上是清洁能源车，否则大量使用电动车不是减少而是增加了碳排放。”

燃油车未被取代的原因不止于此。早在 100 年前，二者之争已经开始，电动车为何迟迟未能“战胜”燃油车？刘科认为，主要原因在于电池能量密度、电池回收技术、电动车制造成本等。

“一方面，电池能量密度虽在增加，相比液体燃料依然相差数倍。液体燃料还有便于运输等优势，陆路、海运方便又便宜，已建成的汽柴油加注设施遍布各地。这也是为何全世界产油国数量有限，燃油车却能遍布全球。另一方面，电动车自身面临现实难题。生产一台内燃机很贵，一旦研发定型，流水线生产的成本呈几何级下降。但制造电池所需的材料不但昂贵，其中的镍、钴、镉等重金属还易带来环境污染。”刘科说，我国电动汽车产量由 2016 年的 51.7 万辆升至 2018 年第一季度的 79.4 万辆，仅 28 万辆的增量，期间钴价翻了 4 倍、锂价翻了 1 倍。“近期类似情况再次出现。若按当前的贵金属价格，除非提高车辆售价，否则没有一家电动车厂可以挣钱。哪怕在金属价格持续攀升的基础上，仍无一家公司可以靠回收电池赚钱，说明电池回收利用问题也未从根本上解决。电动车产业值得鼓励和发展，但在这些问题上还需要谨慎一些。”

本报记者 朱妍 中国能源报 2021-08-02

山东实施空气源热泵负荷省调侧调控试验

本报讯 日前，山东威海 10 个小区通过山东省电力公司源网荷储协同调度与控制平台参与电网的调度与控制，加快了电力系统向源网荷储协调互动模式的转变，提升了新能源发电消纳能力。这是全国首次万千瓦级别空气源热泵负荷省调侧直接调控试验，标志着向新能源为主体的大电网功率平衡迈出了关键性一步。

空气源热泵是中央空调的一种，随着北方“煤改电”的发展，采用空气源热泵冬季采暖的方式正在兴起。中央空调负荷被视为新能源发电的“储能罐”。试验数据显示，空气源热泵负荷接收全启、全

停控制调控 1 小时，水温变化 1—2 摄氏度，用户几乎不会感受到室内温度的变化。空气源热泵负荷纳入山东省电网的自动调节，充分利用电网峰谷电价差额，预计节省成本 10%左右，未来参与辅助服务市场运营将会有更大的盈利空间，更经济、高效地满足用户供暖需求。

作为此次试验的技术支撑方，国网山东电科院早在 2017 年就开始了中央空调负荷直接调控试验。

2020 年，“山东省网源监督服务技术平台”的负荷聚合技术应运而生，该平台就像一个可移植、可复制的“高级插件”，代表着国网山东电科院该项技术取得了阶段性突破。

这个“高级插件”可以安装在市、县公司和调控中心之间，当电网中的“高级插件”越来越多的时候，海量的中央空调负荷将为新能源消纳提供源源不断的“储能”支撑。

依托该平台，实现了山东省调侧对国网山东电科院、东营供电公司两家单位中央空调的精准柔性控制。

同样依托该平台，威海“精致电网”建设有序推进。在威海试点过程中，全启、全停的状态下，此项技术能够支撑实现 1 万千瓦的负荷。预计能实现供热成本将从每平方米 20 多元降低到每平方米 16 元左右。

继与东营供电公司合作后，国网山东电科院又陆续与德州、淄博、烟台等地供电公司合作，通过山东省电力公司调度中心对市县 8 座楼宇空调直接调控……

据悉，国网山东电科院历经多年产学研用合作攻关，突破了中央空调负荷精准建模和柔性调控等关键技术，理论成果丰硕，发表 SCI/EI/中文核心检索论文 20 余篇，申请发明专利 10 余项。其中，柔性中央空调负荷建模及精细化调控程序方面达到国际领先水平。（张劲）

中国能源报 2021-08-02

“十四五”电能替代应由清洁能源驱动

电能具有高效、安全、便捷等优势，用电能来替代散烧煤、燃油的能源消费方式，如电采暖、工业电锅炉（窑炉）、农业电排灌、电动汽车、靠港船舶岸电、机场桥载设备、电蓄能调峰等，是推动实现碳中和目标的重要举措。

据测算，电能的经济效率是石油的 3.2 倍、煤炭的 17.3 倍，即 1 吨标准煤当量电能创造的经济价值，与 3.2 吨标准煤当量的石油或 17.3 吨标准煤当量的煤炭创造的经济价值相当。电能终端能源消费中的占比每提高 1 个百分点，我国单位 GDP 能耗就可下降 2-4 个百分点。“十三五”期间，我国电能替代电量超额完成规划目标，预计“十四五”期间将深入推进该工作。

电能替代范围及规模不断扩大

“十三五”电力规划提出到 2020 年，实现终端能源消费环节电能替代散烧煤、燃油的总量约 1.3 亿吨标准煤，电能替代新增用电量达 4500 亿千瓦时。在国家及地方政府的政策支持和各部门的推动下，电能替代范围及规模不断扩大。

经过多年发展，电能替代技术已由早期的 5 大类、18 种拓展到现在的 21 大类、50 余个应用领域，其中工业制造领域占比最高。2016-2019 年，全社会电能替代电量分别为 1079 亿千瓦时、1286 亿千瓦时、1353 亿千瓦时和 2066 亿千瓦时，2020 年全国电能替代电量超过 2171 亿千瓦时，“十三五”期间累计实现电能替代电量超过 8000 亿千瓦时。从实施情况来看，“十三五”电能替代电量远超规划目标，对全社会用电增量的贡献度达 43.8%，有力拉动了用电需求增长，相当于减少终端用户燃煤 4.45 亿吨，对治理大气污染、改善空气质量具有明显成效，提升了终端用能结构清洁化水平。

国家能源局印发的《2021 年能源工作指导意见》提及，2021 年预期新增电能替代电量 2000 亿千瓦时左右。根据国家有关政策和电网公司的行动计划，预计“十四五”期间我国年均电能替代量保持在 1500-2000 亿千瓦时左右，将持续抬高电力消费，推升我国 2025 年终端电气化率至 30-31%。

“十三五”电能替代主要通过增量煤电实现

根据“十三五”期间的用电量分析，超预期的电能替代规模尚未实现真正的能源消费清洁化。从“十三五”期间的电量增长来看，煤电发电量增量为 7322 亿千瓦时，与电能替代电量规模相当。也就是说，“十三五”期间的电能替代主要通过增量煤电电量来满足。因此，从近期来看，电能替代并未实现真正的能源消费清洁化；从远期来看，电能替代带来的新增电量需求若长期由新增煤电来满足的话，将会阻碍电力低碳转型进程、加大“双碳”目标实现难度。

同时，可持续发展的电能替代必须考虑经济性。其中，居民采暖的电能替代需补贴用电成本，如北京地区“煤改电”在谷段电价 0.3 元/千瓦时的基础上实行市区两级政府补贴 0.2 元/千瓦时，居民在限额范围内的取暖电费支出为 0.1 元/千瓦时。这将加重政府财政和电力企业经营负担，换言之，需要财政大力支持的电能替代规模化推广将面临发展瓶颈。即便是北京这样的经济发达地区财政补贴也难以长期维系上述补贴，因此，随着未来补贴“退坡”，将直接影响电能替代重点领域的可持续推广，甚至可能出现“返煤”情况。

此外，大规模电能替代项目负荷接入对农网、配电网设施提出了新要求。如电采暖这种强季节性负荷，采暖期较短造成设备利用率不高，但峰值负荷较高，需对电网进行改造升级，而这部分投资成本或难以通过电量回收。如经济不发达地区如河北、山西的财力有限，没有补贴会导致居民采暖支出大增，从而产生“用不起”的问题。

应实施清洁电力驱动的电能替代政策

“十四五”期间，我国应实施清洁电力驱动的电能替代政策，即电能替代贡献的电量增量由非化石能源来满足。

截至目前，我国在一些容易实施的、社会经济效益明显的领域的电能替代项目已经完成，这意味着电能替代工作进入深水区，推进难度将越来越大。虽然煤电有力支撑了“十三五”期间电力需求增长，但“双碳”目标、生态环保、煤炭资源储量等限制因素决定了煤电不可能长期作为主体电力资源而存在。碳中和目标下，化石能源逐步退出能源体系是必然趋势，新增用电需求需用清洁电力来满足，清洁能源将是支撑“十四五”期间电能替代发展的主要力量。

因此，“十四五”期间需因地制宜开展电能替代工作，科学有序释放和挖掘潜在电能替代项目。通过能源市场和价格驱动，以创新技术来提升电力系统运行效率及效益，以清洁能源来开展电能代替交易，以“免增容、微增容、合理增容”为手段，推动电能替代各利益相关方实现共赢，进而加快终端能源消费结构清洁化，促进全社会节能减排。

（作者任职于华北电力大学）

袁家海 中国能源报 2021-08-09

水泥窑协同垃圾焚烧发电放大减排效果

今年 7 月，国家发改委发布《“十四五”循环经济发展规划》（以下简称《规划》），提出将大幅提高大宗固废综合利用率，并将推进城市废弃物协同处置，其中包括推进水泥窑、冶炼窑炉协同处置生活垃圾等。

水泥窑协同处置作为一种新兴废弃物处置手段，能够在水泥熟料生产的同时实现固体废物的无害化处置。在近日召开的“垃圾焚烧发电与水泥窑新协同处置”会议中，多位与会专家指出，在减碳目标下，水泥窑协同垃圾处理或将迎来新的发展契机。

水泥协同垃圾处理“升温”

根据《规划》，到 2025 年我国将大幅提高大宗固废综合利用率至 60%，同时将推进城市废弃物协同处置，通过市场化方式确定城市废弃物协同处置付费标准，有序推进水泥窑、冶炼窑炉协同处置医疗废物、危险废物、生活垃圾等。

但在业内看来，目前我国循环经济发展仍面临多重问题，其中包括重点行业资源产出效率不高、再生资源回收利用规范化水平偏低、回收设施缺乏用地保障、大宗固废产生强度高、利用不充分等。

在此背景下，推进水泥窑协同处置垃圾也再度引发业内关注。记者了解到，与垃圾焚烧发电原理类似，水泥窑协同处置生活垃圾也是通过高温处置垃圾，利用垃圾热值为水泥窑供能。

“经过 30 余年的发展，我国垃圾发电行业已取得长足进步，目前已实现了在严格监管下，低成本、高质量地处理利用混合垃圾。”中华环保联合会废弃物发电专委会秘书长郭云高指出，“垃圾焚烧发电和水泥窑协同处理垃圾本质上都是焚烧，垃圾焚烧发电恰好证明了水泥窑协同处置垃圾的可行性，而水泥窑协同处置垃圾的诸多优势也将证明垃圾焚烧发电的合理性。”

替代燃料减碳效果明显

记者了解到，水泥行业是我国制造业中主要的二氧化碳排放源，其中，34.9%-36.6%的碳排放来自于化石燃料燃烧，而目前我国水泥行业碳排放量占全国碳排放量的 9%左右。根据金融机构麦肯锡发布的测算，我国是全球水泥制造第一大国，2019 年产能约占全球水泥总的 60%左右。据测算，要实现全球升温不超过 1.5°C，到 2050 年我国水泥行业需减排 70%以上。

同时，垃圾焚烧发电产生的烟气也包含氮气、二氧化碳等气体，以及二噁英、呋喃等有害污染物。但与垃圾发电不同的是，水泥窑协同处置生活垃圾温度远高于垃圾焚烧发电工作温度，从实际效果来看，这一举措能够有效降低有害有毒等有机物排放量。

在业内看来，水泥窑协同垃圾处理产生的减排效果尤为值得注意。数据显示，一吨生活垃圾经过预处理后的垃圾衍生可燃物含有相当于 300 千克标煤的热值，经水泥窑协同处理后，相比无替代燃料水泥生产以及垃圾填埋处理，二氧化碳减排量可达 2 吨左右。

“生活垃圾等替代燃料的二氧化碳排放较传统化石能源要低，同时可减少因处置生活垃圾而产生的二氧化碳排放量。”华新水泥股份有限公司的总裁李叶青介绍，“水泥窑协同处置还能减少垃圾填埋场中的甲烷排放，更高的燃料热能利用效率也能够减少全社会总体的二氧化碳排放。”

从源头减少废弃物

多位专家指出，我国水泥生产市场规模相对更大，水泥窑协同处置垃圾潜力巨大。据与会专家介绍，我国水泥窑中燃料替代率目前在 2%左右，远低于美国、德国、日本等国。

数据显示，截至 2020 年，美国水泥窑燃料替代率达 13%，德国达 68%，挪威甚至高达 90%。“发达国家水泥窑协同处置可燃废弃物的种类很广，各种高中低热值废弃物比例较为均衡，而我国废弃物则集中在难处置的低热值生活垃圾以及污泥等，这也是我国水泥行业燃料替代率相对较低的主要原因。”李叶青表示。

多位专家建议称，在废弃物管理方面，应坚持优先次序，让垃圾各得其所，从源头降低废弃物产生量，将可用物料尽量导向重复使用、回收利用、循环再生过程。另外，要进一步普及水泥窑协同垃圾处理等更加高能效技术，不仅水泥行业需要加大投入，更需要城市垃圾分类回收处理等全产业链各环节的努力。

本报记者 李丽旻 中国能源报 2021-08-09

虚拟电厂：打开数字化能源世界的关键钥匙

当前，“双碳”目标下，低碳经济与数字经济已成为全球未来发展的大趋势和大潮流。虚拟电厂运用先进的信息通信技术、大数据与软件系统，将分散且规模小、种类繁多的分布式能源聚合起来提高综合能效水平并参与市场交易，帮助转变用户单一角色、减少能源浪费，同时引导市场机制进一步创新，促进新能源消纳、实现平价上网和提高全社会能效，从而支撑能源系统向低碳高效转型，促进新能源产业结构重塑，助力全社会向“碳中和”目标良性发展。

联通“源网荷储”

虚拟电厂是电力市场的智能管家

虚拟电厂，是指利用先进的计量、通信、协调控制等技术，聚合分布式电源、储能系统柜、可控负荷、电动汽车等各类分布式资源形成有机整体，实现大量分布式能源的协同优化运行。从某种意

义上讲，虚拟发电厂可以看作是一种先进的区域性电能集中管理模式，为配电网和输电网提供管理和辅助服务。

虚拟电厂没有实体存在的电厂形式，而是相当于一个电力“智能管家”；从需求侧，可将虚拟电厂看做一个“拼多多”平台，这个平台上“拼”的“商品”是电力。虚拟电厂能在光伏、风电等新能源有间歇性时，通过储能装置把它们组织起来，进行集成调控，它是“互联网+源网荷储”一体化的数字化能源管理系统。虚拟电厂最大程度地平抑新能源电力的强随机波动性，提高新能源的利用率，是对多种分布式能源进行聚合、优化控制和管理，为电网提供调频、调峰等辅助服务，并能够参与电力市场交易的技术和商业模式。虚拟电厂打破了传统电力系统中发电厂之间、发电侧和用电侧之间的物理界限。

聚合多种能源

虚拟电厂推动能源行业数字化转型

虚拟电厂将原本海量的无序资源变得高效有序可调节，提升了能源利用效率，主要体现在以下三个方面：

01、去中心化，虚拟电厂降低用户用能成本

虚拟电厂集控平台采用区块链技术，区块链能够为多能源系统提供一个去中心化的系统平台，可以实现自适应、去中心化的能源调度，大幅提升用电效率。通过在用电需求侧安装一些高用电能效的装置、减少终端用电需求以达到与建设实际发电厂相同的效果，或利用用户用电弹性缓解高峰时段电力供应紧张状况。企业接入虚拟电厂并参与调峰辅助服务市场后，调整了部分车间生产工序，不仅享受到低谷电价，还可以得到一笔调峰费用（政府给的需求响应补贴）。

02、削峰填谷，虚拟电厂提升新能源消纳能力

近几年逐渐增多的风能、光伏等新能源，由于其不稳定性给整个电网的安全性和可靠性也带来了巨大的挑战。虚拟电厂因为聚合了多种能源资源（包括可调负荷、储能、微电网、电动汽车、分布式能源等等），构造了一个大型“充电宝”，可以在电网中扮演“正电厂”或“负电厂”的角色：既可以作为“正电厂”向系统供电调峰，又可以作为“负电厂”加大负荷消纳，配合系统填谷。在电源侧，通过蓄积传统发电机组和各类分布式发电系统，响应调峰指令，让出新能源消纳空间；在负荷侧，通过聚合工业用电、电动车充电桩，减小负荷峰谷差，提升电能利用效率。

03、数据赋能，虚拟电厂优化电网运行效率

虚拟电厂并未改变每个分布式电源并网的方式，而是通过先进的控制、计量、通信等技术聚合分布式电源、储能系统、可控负荷、电动汽车等不同类型的分布式能源并通过更高层面的软件构架实现多个分布式能源的协调优化运行。虚拟电厂一旦运行，将不断产生能源和交易数据。运行初期，主要是算法指导运行，后期随着虚拟电厂的数据不断增加，将演变成一个较大的数据流，进而达到大数据体量。获得海量数据后，可以利用大数据的算法，结合电网自身的约束，进一步优化协调控制。大数据技术可进行负荷预测、新能源出力预测，包括风电、太阳能；同时，利用大数据技术，可以寻找虚拟电厂内部能源向电网输出数据，与电网安全运行的最优配置信息。

虚拟电厂探索加快

能源数字化助力“碳中和”

虚拟电厂在 21 世纪初期，于德国、英国、西班牙、法国、丹麦等欧洲国家兴起，同期美国也推行与虚拟电厂意义类似的“电力需求响应”。目前，虚拟电厂在欧美发达国家有着较为成熟的发展。在欧美各国已有一些可供借鉴的小规模示范项目。与国外相比，国内虚拟电厂的概念出现得较晚，自 2005 年之后，江苏和广东已率先开始虚拟电厂的研究。2016 年，江苏开始试点大规模源网荷友好互动系统；2018 年，上海市黄浦区九开始虚拟电厂试运行。到目前为止，河北、浙江、广东等地已经建立了一批试点项目，比较典型的项目和做法如下：

01、河北省“虚拟电厂”：水电热力多种能源互联互通

2019 年 12 月 11 日，国内首个虚拟电厂国网冀北泛在电力物联网虚拟电厂示范工程投入运行。

该示范工程一期实时接入与控制蓄热式电采暖、可调节工商业、智能楼宇、智能家居、储能、电动汽车充电站、分布式光伏等 11 类 19 家泛在可调资源，容量约 16 万千瓦，涵盖张家口、秦皇岛、廊坊三个地市，秦皇岛作为虚拟电厂综合试点，张家口、廊坊分别作为蓄热式电锅炉、大工业负荷专项试点。把能源互联网从“概念”推向“落地”，实现了以电为中心，热、气、水等能源互联互通，打造了能源互联网技术样板间。

02、浙江丽水绿色能源“虚拟电厂”：“零成本”调峰

2020 年，丽水建成浙江省首个绿色能源虚拟电厂。丽水绿色能源虚拟电厂由全市境内 800 多座水电站组成，利用光纤、北斗通信等新技术，将全域水电发电信息聚合，进行智慧调度。2021 年 3 月，浙江电网首次远程控制丽水绿色能源“虚拟电厂”辅助电网调峰 43 万千瓦。经测算，此次“零成本”调峰，增加新能源消纳 108 万千瓦时，节约需求侧响应资金 130 万元，同时减少发电耗煤 94 吨，相当于实际减排二氧化碳 253 吨。

03、浙江平湖：全国首个县域虚拟电厂

2021 年 6 月 21 日，浙江平湖县域“虚拟电厂”首次投入实战应用。该项目由国网平湖市供电公司搭建，利用源网荷储一体化虚拟电厂聚合了园区、光伏、热电联产自备电厂、储能电站、5G 基站等 6 大类 18 小类源储荷资源，实现可调资源街道全覆盖、类型全覆盖。目前形成可提供日前、日内、实时合计可调负荷 200 兆瓦以上的资源池。该项目预计每年可节约 3 亿元电网新建投资成本，提高清洁能源消纳空间 9600 万度电量，可减少碳排放约 7.6 万吨。

04、广州市：出台虚拟电厂实施细则

2021 年 7 月，广州市发布《虚拟电厂实施细则》，安排补贴资金 3000 万元，为激励用户参与并培育虚拟电厂需求响应市场。

山西复兴能源研究院 2021-08-14

高比例新能源发展趋势下提升新型电力系统灵活性的思考

构建以新能源为主体的新型电力系统，以风电、光伏为主的新能源将成为新增电能供应的主体，但由于新能源发电固有的强随机性、波动性和间歇性，大规模新能源接入电网后，电力系统的电力电量时空平衡难度将显著加大。为保障不同时间尺度的电力供需平衡和新能源高水平消纳，关键在于提升新型电力系统灵活调节能力。

新发展阶段系统调节面临新挑战

超短周期(毫秒至秒级)调节方面，新能源出力快速波动且频率电压耐受能力不足、稳定难度加大。风电、光伏采用电力电子装备接入电网，大规模接入将使电力系统转动惯量减小，降低系统抗扰动能力，导致系统故障时频率、电压波动加剧。此外，电力电子装备本身抗干扰能力也弱于常规机电设备，系统故障时风电、光伏机组易大规模脱网，引发严重连锁故障。

短周期(分钟至小时级)调节方面，新能源短时出力随机性和波动性易造成系统频率和潮流控制困难。据统计，单个新能源场站小时级最大功率波动可达装机容量的 15%~25%，2 小时最大波动可高达 40%；考虑整体区域新能源功率波动率，以广东为例，2 小时最大波动仍可达 20%~35%。高比例新能源接入电网后，常规电源不仅要跟踪负荷变化，还要平衡新能源出力波动，大大增加了系统调节难度。

日内调节方面，新能源发电特性与用电负荷日特性匹配度差，增加系统调峰压力。风电反调峰特性显著，凌晨时系统负荷较低而风电出力处于较高水平，午时或晚间系统负荷较高而风电出力处于较低水平，导致系统净负荷峰谷差增大，加剧系统调峰难度。以广东海上风电为例，单个风电场反调峰深度可达 50%，海上风电机组反调峰平均深度达 22%。此外，在部分光伏渗透率较高地区，也出现了午间腰荷时段的调峰问题。

多日、周时间尺度调节方面，新能源发电“靠天吃饭”特征明显，加大系统供需失衡风险。受气象

条件影响，新能源出力可能出现较长时间偏低的情况，如长时间阴雨天气导致光伏出力持续偏低；台风来袭时，风机会自动处于停转顺桨状态以降低叶片受损风险；极寒天气条件下，新能源设备耐受能力脆弱导致出力受限甚至停机。

多措并举提升新型电力系统灵活性

(一)供给侧

我国灵活性调节电源装机占比不足 6%，远低于欧美国家水平。提高灵活性调节电源占比是提升新型电力系统灵活性的关键。

新型储能响应速度最快可以达到毫秒级，持续放电时间在分钟至小时级，充放电转换较为灵活，适用于解决新能源短时波动性问题，提高新能源并网性能。超短周期调节方面，按照行业技术标准规定，新能源场站应满足具备 $\geq 10\%$ 额定负荷调节能力的要求，若新能源场站按装机容量的 10%配置储能，可从源头解决新能源出力快速波动问题，提升系统一次调频能力。短周期调节方面，为满足平抑新能源分钟至小时级最大波动幅度的要求，新能源场站宜按装机容量的 15%~20%配置储能。

抽水蓄能技术经济优势明显，可进行大规模能量充放，放电时间达小时及以上，适合长时间尺度电网调峰及电力平衡场景，根据库容大小，可以发挥日内调峰甚至周调节作用。大力发展抽水蓄能，有助于解决新能源间歇性问题，提升系统调峰能力、系统安全性以及特殊天气场景下电力供应保障能力。

煤电原则上具备秒级以上全时间尺度调节能力，通过煤电灵活性改造，可以进一步挖掘日内调峰能力。当前，煤电灵活性改造技术成熟、成本低、施工周期短，是短期提升系统灵活性的较优选择。南方五省区具备改造条件的煤电装机超过 1 亿千瓦，全部改造完成后可增加 1500 万千瓦以上的调峰能力，改造潜力大。

水电扩机主要通过拥有调节水库的已建水电站进行扩建，具有投资少、造价低、工期短的优点。南方区域澜沧江、金沙江、乌江、红水河等流域部分调节能力较好的水电站均具备扩机条件，积极推进水电扩机，不仅可以提高水能利用率，增强系统日内调峰能力，还有助于保障电网安全稳定运行，提高电力系统整体效率。

调峰气电具有启停速度快、运行灵活的优点，原则上同样具备全时间尺度调节能力。但受碳减排目标、气源供应和气价高等影响，气电发展空间相对有限。

(二)需求侧

电力需求响应速度可达到秒级，具有优异的调节能力，是提升新型电力系统灵活性的强有力支撑。

电力负荷是最主要的需求侧资源，可分为工业负荷、商业负荷及居民负荷。其中，工业负荷响应意愿取决于调节收益与生产成本增加间的权衡；商业负荷资源潜力较为可观且灵活易控，是提升需求侧灵活调节能力的基础资源；居民负荷空间分布过于分散、控制难度大，目前仍缺乏关键技术和设备支撑，调节潜力有待挖掘。

用户侧储能因其响应速度快、调控灵活的特点，可在促进新能源高效消纳、增强用户互动响应能力等方面发挥突出作用。此外，考虑氢能制备与存储技术的更新突破，氢储能未来有望以低成本的方式在需求侧大规模应用，并通过电-氢间的灵活转换进一步增强需求侧多能互补能力。

电动汽车可视为移动式储能装置，是调节潜力巨大的需求侧资源。

据统计，2020 年全国电动汽车保有量 400 万辆，按每辆 28 千瓦时计，电池储能容量 1.12 亿千瓦时。未来依托车网互动技术以及成熟的电动汽车储能商业模式，可充分调动电动汽车储能特性。

虚拟电厂通过协同控制的方式聚合电力负荷、用户侧储能、电动汽车以及用户侧电源等需求侧资源，以满足内部用能需求、响应外部系统变化，使电力系统的需求侧由传统的“消费者”向“产消者”过渡，将是新型电力系统需求侧资源整合的重要平台。

我国需求响应尚处于试点阶段，目前已在广东、江苏、上海等地试点推广，2021 年广东开展市场化需求响应交易结算试运行，日最大响应容量达到 100.7 万千瓦。总体而言，需求响应实施的范围

和规模仍较小，需求侧可调节潜力亟待开发挖掘。近中期，按照需求响应规模达到最大用电负荷的5%左右考虑，南方五省区需求响应能力将超过1500万千瓦。

(三)电网侧

电网作为资源优化配置的支撑平台，是提升新型电力系统灵活性的重要补充。通过建设跨省区电力互联通道，提高存量输电通道利用率，可进一步发挥跨省区电网互济能力，扩大平衡区域范围，实现时间和空间上的扩展和互补，一定程度上可减少因系统灵活性不足导致的弃能现象，同时也能有效解决新能源在多日、周时间尺度出力不稳定引起的供需失衡问题。

提升新型电力系统灵活性相关建议

大力推动存量煤电灵活性改造。煤电在未来电能供给体系中将发挥兜底保障作用，建议加大力度推动具备改造条件的煤电机组“应改尽改”，同时加快完善辅助服务市场建设，明确补偿机制，调动企业实施灵活性改造的积极性。

积极推广应用“新能源+储能”模式。加快建立新型储能价格形成机制，推动“新能源+储能”激励机制落地，提高新能源发电企业配置储能积极性。针对高比例新能源短时波动特性引起的系统稳定和电网安全问题，建议从源头解决，按照新能源场站装机容量15%~20%配置储能。

统筹布局建设抽水蓄能电站。抽水蓄能电站建设周期较长，建议做好中长期抽水蓄能选点规划和站址保护，优化抽水蓄能电站布局和投产时序，优先在新能源集中开发地区和负荷中心布局建设。推进大容量高水头抽水蓄能机组科技创新，开展中小型、可变速抽水蓄能技术研究。

健全完善电力需求响应政策机制。通过峰谷电价、尖峰电价、可中断负荷电价等电价政策引导需求侧资源参与系统调节。遵循公平合理的原则，建立“谁受益、谁出资”的长效激励机制，实现需求响应从临时性、紧急性的举措逐渐转变为常态化调节手段。大力发展自动需求响应、负荷聚集、节约电力测量与验证等关键技术，开展试点建设和应用示范，支撑需求响应推广应用。

黄豫 南方电网报 2021-08-15

湖北首个高校全场景绿色低碳综合能源项目启动

三峡大学综合能源示范校园建设项目29日签约，这也是湖北首个高校全场景绿色低碳综合能源项目，具有显著的环保、经济和示范效益。

该项目由三峡大学、国网综合能源华中事业部、国网湖北综合能源公司、国网宜昌供电公司联手实施，将在智慧节水、智慧节电、智慧效能平台、能源托管及数字化四个领域，推进校园绿色出行系统、屋顶光伏发电系统、微电网控制系统、智慧水务系统、校园能耗监测管理系统等项目建设。

除了传统的电网供电保障，三峡大学将在全校建筑屋顶、生态学习空间、朝阳墙体等搭建分布式光伏系统3.8兆瓦，让新能源逐步成为校园用能的重要组成。供电部门还将同步建设光储充一体化微电网充电站等设施，构建起覆盖整个校园的绿色交通网；提供“供电+能效服务”，依托校园智能微电网和能源消耗监测管理系统，实现“滴灌式”精准供给；开展“以电代油”“以电代煤”，全电化让校园远离空气污染。在水资源利用方面，该项目将充分利用校内求索溪水资源，打造校园水循环利用系统，投运太阳能+空气源热泵热水系统，让水资源物尽其用。

三峡大学位于湖北宜昌市，占地面积3000余亩，校舍总建筑面积140万平方米，共有学生及教职工近5万人，是宜昌市较大的人口集中和能源消耗区，年用电近5000万千瓦时，用水约350万吨，节能降耗减排空间较大。项目全部建成投运后，三峡大学每年可减少碳排放约1300吨，降低能耗近200万千瓦时，节约用水80万吨。

郭晓莹 李治飞 赵伟忠 中新网 2021-08-02

提质增效 “数字能源”与“双碳”目标偕行

观点热搜

近日，随着相关配套政策举措渐次落地，数字化生产、数字化运营和数字化生活正在成为我国社会的新常态。据统计，2020年中国数字经济规模达到39.2万亿元，占GDP的38.6%，增速是GDP增速的3倍以上。作为继农业经济、工业经济之后的主要经济形式，以数据为核心生产要素、以数字技术为驱动力的新的生产方式在能源领域的具体应用将助力碳达峰、碳中和愿景目标的实现。

实现深度减排，能源行业低碳转型是关键

当前，我国正处于能源低碳转型爬坡过坎的攻坚期，能源偏煤、结构偏重和效率偏低等诸多结构性矛盾依然突出。与发达国家相比，中国实现碳达峰、碳中和远景目标时间更紧、幅度更大、困难更多、任务异常艰巨，需要实现全社会经济体系、能源体系、技术体系等系统性低碳绿色变革。事实上，在推进数字产业化和产业数字化的过程中，大数据、物联网、人工智能、5G产业等新一代信息技术，加速传统能源产业与数字产业深度融合，打造具有国际竞争力的数字能源产业集群，优化能源产消、能源供需两侧，将能够直接或间接减少能源活动产生的碳排放量。

能源数字经济是降碳减排的主要路径。据官方统计数据，2020年，全国能源消费产生的二氧化碳排放占二氧化碳排放总量的85%，约占全部温室气体排放的70%，其中电力部门的碳排放占能源排放中约占40%，因此深度减排需重点关注能源行业低碳转型。在数字经济时代，云计算、区块链技术数字技术在能源的生产、消费、交易、贮存、管理等链条和环节的广泛应用能够显著削减经济活动的碳排放强度和总量。

数字技术赋能，助力“双碳”目标实现

关于数字经济通过赋能能源领域助力“双碳”目标实现，重点可以从三个方面来谈。

一是就能源的供给侧而言，数据爬虫、数字孪生技术重构了现代能源管理系统。基于信息智能系统与深度学习算法，能源厂商能够利用每天产生的海量数据，预测未来电能需求的趋势与波动情况，从而减少自身能源项目开支；生产经理通过观察能源生产过程中的实时监测和控制参数，兼顾各原材料之间的比例协调与配套，提高加工转换效率和能源输送、分配和储存效率，大幅降低传统意义上的生产环节管理成本，一个典型的例子是浙江省电力系统碳排放监测平台，企业机组和设备碳排放量的实时监控有力推动了能源生产过程的智能化和集约化；此外，物联网、云计算等数字技术支持了平台经济、共享经济在能源数字行业的推广应用，能源期货管理、环境污染托管、虚拟电厂等能源开发利用新模式如雨后春笋，这些都进一步促进了能源利用方式的重构、能源商业模式的演化、能源资源配置的优化，提高了能源供给侧管理的精细化水平和能源利用的整体效率。

二是就能源的需求侧而言，数字经济给现有的能源需求体系注入了新的活力，数字技术的应用有助于促进碳排放等气候类信息的披露，并使碳排放源锁定、碳排放检测及其他环境指标的测算成为可能，这为全国统一碳排放权交易市场的形成与碳登记结算计量等相关配套设施的作用发挥创造了契机。

大数据、数字孪生可以辅助决策者更好地理解不同城市、产业、企业在碳减排方面的成本差异，有助于政府作出科学规划和宏观调控，以最低的经济成本实现二氧化碳的需求侧管理；数字经济加速了企业技术进步从而降低能源利用强度，由于数字经济提高了生产流程的精细化和工业设备的数控化，企业的生产效能尤其是产品和工艺流程的能源利用效率得到提高，碳中和愿景下企业有动力将剩余资金持续投入低碳创新和研发之中，用以在未来将富余碳配额有偿出售。

此外，数字经济还有力地推动了经济结构向绿色低碳转型，数据生产要素以自身特点推动了一、二、三产业的深刻变革，推动交通、医疗、建筑等实现产业融合和转型，而产业结构变迁和优化升级又带来了能源需求结构的低碳转型，加快从高碳向低碳，以清洁技术与绿色生产替代化石能源与“双高”生产的转变。

三是就能源的交易环节而言，数字技术缓解了信息不对称性与时间不确定性，深度学习的算法

算力优化了能源产消、能源供需两侧的信号传递过程，降低了能源交易过程中的无效损耗。过去，信息不对称是传统能源结构扭曲与配置效率低下的重要原因，而数字经济下，平台企业雨后春笋般涌现，共享经济获得井喷式发展，能源市场主体通过多边平台实现点对点精准交易，极大地提高了能源交易效率和资源配置效率。

数字供应链、区块链技术引导能源系统向扁平化发展，如鼓励用电、用气用户自主参与调峰、错峰，分布式能源让传统的被动受能者转变为稳定的主动供能者。事实上，由于能源行业的特殊性，传统的能源交易环节大都是单向的信息流动，系统的响应速度和稳定程度都面临较大挑战。而由数字技术加持的能源系统的主要运行方式是去中心化，即从集中式的大能源网的形态转向分布式双向互动的形态。此外，区块链、金融科技、数字孪生等促进了碳足迹、绿色证券、绿色金融等相关机制、制度的建设和完善，这也会促进多主体、多元化的低碳绿色能源交易市场的建立。

能源数字经济不仅仅是用数字技术为能源系统赋能，而是将一种数字时代特有的新发展理念、新要素组织方式、新市场规则引入现有能源体系，即通过以数据为核心生产要素、以数字技术为驱动力对能源领域进行扬弃，让能源革命和数字革命深度融合，惠及社会民生，从而构建更为清洁、高效、安全和可持续发展的现代能源体系，最终为“双碳”目标下的可持续发展做出贡献。

清华大学经济学研究所 吴清扬 科技日报 2021-08-02

浙江对二氧化碳发起全面总攻

7月16日，全国碳排放权交易市场开市交易，此后6日累计成交量达483.3万吨，成交额近2.5亿元。根据生态环境部测算，全国碳交易市场首批纳入的企业的碳排放量超过40亿吨二氧化碳。

2011年10月，国家发改委发布《关于开展碳排放交易试点工作的通知》，批准了北京、天津、上海等7个省市开展碳排放权交易试点。我国碳市场由此开始建设，释放出“绿色低碳即竞争力”这一信号。

浙江大学能源工程学院王涛教授认为，在体量上，碳排放可谓人类历史上碰到的最大的废弃物处理问题。“通过技术和管理手段的创新，大气中的废碳，也能像垃圾一样得到消纳，甚至变废为宝，实现环境保护。”他说。

明晰攻坚线路，下好创新先手棋

数据显示，2019年，福建省碳排放2.4亿吨，安徽省3.1亿吨，初步考虑碳达峰年分别为2029年与2028年。同年，浙江省碳排放总量为4.16亿吨，主要来自能源领域，占比高达67.3%。

“2020年浙江省能耗强度约为0.41吨标煤/万元，碳排放强度约为0.76吨二氧化碳/万元，与发达经济体和先进省份相比总体偏高。”浙江省科技厅社发处副处长金宏伟坦言，浙江省的目标是“确保2029年达峰、力争2027年达峰”，目前来看，存在一定压力。

“十三五”以来，浙江省在大气污染防治、节能减排等领域，通过省级重点研发计划共计支持项目183项，累计投入财政科研经费5.37亿元，引导社会资金研发投入近30亿元，在碳基能源清洁利用等方面具有良好的科技创新基础。

今年6月，浙江在全国率先出台《浙江省碳达峰碳中和科技创新行动方案》（以下简称《行动方案》），提出到2025年，初步构建全省绿色低碳技术创新体系，大幅提升全省绿色低碳前沿技术原始创新能力，显著提高减污降碳关键核心技术攻关能力，抢占碳达峰、碳中和技术制高点。

记者了解到，《行动方案》聚焦可再生能源、储能、氢能、二氧化碳捕集利用与封存（CCUS）、生态碳汇等五大核心技术领域进行发力，力争到2025年取得重大科技成果10项以上。

根据《行动方案》，浙江还将围绕能源供给转型和脱碳降碳需求，重点突破火电机组提效降碳，太阳能、风力、生物质与海洋能发电，规模化储能，先进输配电等关键技术，支持“风光倍增”工程和“千万光伏”计划实施。

金宏伟表示，“十四五”是碳达峰的关键期、窗口期，浙江准备用好科技创新这一关键变量。

打通基层壁垒，县域尝试“碳普惠”

放眼国际，发电行业因煤炭消费多、二氧化碳排放大且管理制度相对健全等原因，是各国碳市场优先选择纳入的行业。本次全国碳排放权交易市场上线，同样采取循序渐进的方式，首批纳入 2000 多家电力行业的重点控排企业，约占全国碳排放总量的 40%。

然而，光伏发电行业可凭借零碳排放，在碳交易中可成为卖方。以浙江省为例，地方发展光伏产业的自然资源条件虽并非最佳，但相关技术转化率在国内位居前列。截至 2020 年底，浙江光伏发电装机容量 1517 万千瓦，光伏发电已成为浙江仅次于火力发电的第二大电力来源。

在浙江省温州市乐清市，当地分布式光伏单体项目有 6520 个，合计装机容量约 29.4 万千瓦，占温州光伏发电装机容量总量的近六成，年发电量约 1 亿千瓦时。今年 7 月以来，当地凭借区位优势，启动建设乐清市碳市场，目标是建成浙江省首个地方“碳普惠”市场。

该市场建设单位之一、国网乐清市供电公司相关负责人介绍，普通居民楼安装的光伏设备，只要通过发电量上网实现减排，设备用户就可以作为卖家进入地方碳市场，有机会通过碳交易获取额外收益。而有减排需求的企业，可根据自身情况，随时购买所需碳量。

“相比于全国碳交易市场，乐清市‘碳普惠’市场有着交易门槛低的优势，允许企业和个人自主参与碳交易。”该负责人介绍，“碳普惠”是由政府推行，为市民和小微企业的节能减碳行为赋予价值而建立的激励机制，通过将低碳行为量化为减碳量，使市民和小微企业可以换取商业优惠，经核证后的减碳量还可通过碳排放权交易变现。

据了解，乐清市“碳普惠”市场建成后，将争取 2022 年融入长三角地区“碳普惠”体系，加快推动江浙沪皖四地间的跨省自主碳交易，激励乐清地区自愿减排项目开发。

废气捕集利用，技术从储备转向应用

“开展碳交易后，碳排放会成为生产要素，被计入企业生产成本。这一改变更深层次的内涵在于激励企业改进生产技术、研发使用低碳零碳技术。”金宏伟说。

通过大规模捕集燃煤电厂烟气中的二氧化碳，可连续生产纯度 99.5% 的工业级合格液态二氧化碳产品……6 月 25 日，位于陕西省榆林市，每年 15 万吨碳捕集与封存示范项目在陕西国华锦界能源有限责任公司一次通过 168 小时试运行。

“这一由浙江大学牵头承担的国家重点研发计划项目，在技术层面确保了 100% 国产。”作为项目的技术骨干，王涛介绍，团队有 20 年的碳捕集技术积累，随着我国“双碳”目标的提出，以往作为储备的技术，正加快转向应用。

走进浙江大学热能工程研究所，王涛向记者展示了团队运用 CCUS 技术制备的混凝土砖样品。“去年 8 月，我们促成全球首个工业规模二氧化碳养护混凝土示范工程落地河南，可实现每年 1 万吨的二氧化碳温室气体封存，并生产 1 亿块轻质实心混凝土砖。”

中国石油大学（北京）彭勃教授认为，CCUS 技术的规模化部署，在实现二氧化碳减排效益的同时，还将为能源结构的调整和绿色低碳转型提供缓冲时间。

根据《行动方案》，浙江尝试突破烟气二氧化碳捕集、二氧化碳矿化及微藻利用技术，部署直接空气二氧化碳捕集等负排放技术，并积极推动火电机组十万吨级二氧化碳捕集与利用技术应用示范，力争到 2025 年，实现二氧化碳捕集率、转化利用率均大于 90%，碳捕集能耗下降 35% 以上。

“CCUS 技术等减碳技术的转化应用，目前受到二氧化碳处理量大、应用成本过高的制约，但不妨结合处理效率来看待。”王涛分析道，以一座百万千瓦级燃煤电厂为例，完成脱硫脱硝技术处理，投资费用约为 1 亿元，完成碳捕集利用可能要 20 亿元。

“但二氧化硫和二氧化碳在烟气中的浓度相差数百倍，按单位质量污染物的处理成本来算，孰高孰低，还难以评判。CCUS 技术应用成本还可通过技术迭代进行压缩。比如我们团队在榆林市的示范项目，最初试验的捕集成本为 400 元/吨，如今降至 260 元/吨。”王涛表示，相关减碳负碳技术的转化应用，需要有条件的国企、央企、龙头企业承担起社会责任。

洪恒飞 江耘 科技日报 2021-08-03

海洋如何成为“负排放”碳汇场？

蓝碳即海洋碳汇、蓝色碳汇，指海洋和沿海生态系统从大气中捕获的二氧化碳，包括储存在海水和沉积物中各种形态的碳。实际上，海洋储存了地球上约 93% 的二氧化碳，是地球上最大的碳汇体，并且每年清除 30% 以上排放到大气中的二氧化碳。未来，蓝碳将分担和缓解碳排放压力，是减排的另一条可行路径。

近年来，蓝色碳汇逐渐被认可，增加海洋碳汇、探索开展海洋生态系统碳汇试点、建立蓝碳标准体系及交易机制等被写入相关政策文件。

海洋固碳，秘密在哪儿？

1. 海洋固碳的“秘密武器”

海洋是地球上最大的碳库，据估算约为 40 万亿吨，是大气碳库的 50 倍。

那么，海洋是如何捕获大量二氧化碳的呢？

很重要的一部分答案就藏在海岸带生态系统中，比如红树林、海草床和盐沼。虽然这三类生态系统的覆盖面积不到海床的 0.5%，植物生物量只占陆地的 0.05%，但其碳储量却占海洋碳储量的 50% 以上。以红树林为例，全球红树林总面积仅占全球近海面积的 0.5%，但其埋藏在沉积物中的碳却占 10% 至 15%，称得上是蓝碳捕获“高手”。

滨海蓝碳生态系统不仅能够固碳，还能消波减浪，有效防止海岸被侵蚀，减轻灾害性天气事件影响，应对海平面上升，并且为众多海洋生物提供产卵场和栖息地。

2. 如何保护蓝碳生态系统？

这些固碳“能手”正在受到气候变化的威胁。气候变暖、海洋酸化、海平面上升、风暴潮加剧会改变甚至破坏滨海湿地生态结构，严重影响其固碳储碳能力。据研究人员粗略估计，全球 67% 的红树林、35% 的滨海盐沼和 29% 的海草床正受到破坏。

研究显示，1960 年以来，热带气旋、干旱、高温和海平面上升等造成红树林大规模死亡，削弱了生态系统生物多样性和供给服务能力。过去几十年间，全球已经发生多次海草死亡事件，热带地区的海草床正在缩小。在温度、盐度和营养盐水平上升的共同作用下，海草床的物种组成和生物量呈减少趋势。20 世纪 70 年代以来，海平面上升引发土壤侵蚀，盐沼生物多样性加速丧失。

《气候变化中的海洋与冰冻圈特别报告》指出，滨海植被覆盖范围在海平面上升和升温的背景下将继续缩小，导致碳储量减少。

作为陆地和海洋生态系统之间的过渡生态系统类型，滨海湿地生态系统受到气候变化和人类活动双重威胁。滨海蓝碳生态系统遭受破坏后，不仅失去其碳汇功能，甚至可能从碳汇变成碳源。因此，需要加大对海岸带生态系统的保护力度，以应对气候变化可能对滨海蓝碳产生的负面影响。

3. 我国蓝碳潜力几何？

海洋在实现碳中和目标中具有重要作用。增加蓝色碳汇、开发蓝色能源是实现碳中和的重要途径，研究蓝碳对全球气候变化、生物多样性保护和人类可持续发展具有重要意义。

中国有约 300 万平方公里的主张管辖海域和 1.8 万公里的大陆岸线，是世界上少数几个同时拥有海草床、红树林、盐沼这三大蓝碳生态系统的国家之一，670 万公顷的滨海湿地也为蓝碳发展提供了广阔空间。

按全球平均值估算，我国三大滨海蓝碳生态系统的年碳汇量约为 126.88 万吨至 307.74 万吨二氧化碳。其中，红树林每年可埋藏 27.16 万吨二氧化碳，海草床每年可埋藏 3.2 万吨至 5.7 万吨二氧化碳，滨海盐沼每年可埋藏 96.52 万吨至 274.88 万吨二氧化碳，均具有巨大的固碳储碳潜能。

近年来，我国各部门针对海岸带生态系统采取了多项保护措施。例如，我国在滨海湿地建立了数十个红树林保护区、数个海草床保护区和盐沼湿地保护区。虽然这些措施是以保护生物多样性为目的，但蓝碳生态系统的恢复有助于增汇减排，助力我国实现碳达峰碳中和目标。

蓝色碳汇未来可期

1.海洋碳汇的几种途径

根据我国碳中和目标要求，在不减产的情况下实现减排增汇，平均水深 4000 米、覆盖地球 70% 面积的海洋成为探索“负排放”的重点领域。

目前，我们已知的主要海洋碳汇机制包括溶解度泵、碳酸盐泵（CCP）和生物泵（BCP）。

溶解度泵利用大气中二氧化碳分压高于海洋，使得二氧化碳溶于海水中，在高密度海水的重力作用下，将二氧化碳“拖拽”到深海中。看似完美，但是二氧化碳溶于海水的过程中容易造成海洋酸化，破坏海洋环境和海洋生物多样性，属于“杀敌一千自损八百”型。另外，该过程难以调控，因而不是科学界研发的对象。

碳酸盐泵是通过碳酸盐沉积将二氧化碳储存于海底，因其化学过程中释放出等量二氧化碳，所以也称之为反泵，属于“好心帮倒忙”型选手。但是，科学家有可能采取措施，调控边界条件，使这个“反泵”变为“正泵”。

生物碳泵是通过有机物生产、消费、传递等生物学过程，形成颗粒有机碳，在重力作用下由海洋表层向深海乃至海底迁移和埋藏的过程。过程中，从浮游植物光合作用开始，沿食物链从初级生产者逐级向高营养级传递有机碳，并产生颗粒有机碳沉降，将一部分碳长期封存到海洋中。

科学界对生物泵固碳与储碳评价极高，认为若无生物泵，大气中二氧化碳含量将比现在高出 200ppmv。

生物泵虽好，但是埋藏碳效率太低。据估算，通过生物泵迁移和埋藏至海底的二氧化碳量接近海洋初级生产力的 1%，绝大多数颗粒有机碳在沉降中被“撂倒”。如何高效利用，成为科学家为之努力的目标。

2.微型生物碳泵，蜡封的“肉丸子”

经过多年的系统研究和科学试验，我国科学家逐步认识到海洋生态系统中微生物对海洋碳库形成的重要作用。中国科学院院士焦念志提出了一个新的海洋储碳机制——微型生物碳泵，引领了该领域的国际前沿发展趋势。

海洋中 95% 的有机碳是溶解态的，这其中的 95% 又是惰性有机溶解碳，可在海洋中保存 5000 年左右。

微型生物碳泵是利用海洋中微生物、浮游生物等生理生态活动吸收活性有机碳，然后将活性有机碳转化为惰性有机碳，储存在海水中。因惰性有机碳不容易被降解，因而可以积累形成巨大的碳库。

据估算，海洋中惰性有机碳的量和大气碳汇相当。因此，海洋储碳潜力巨大，对于调节气候变化有重要作用。

理论上说，海洋表层各种浮游生物、微生物吸收大气中的二氧化碳后成为颗粒有机碳，然后在重力等作用下沉降到海底，达到固碳的目标。但实际情况是，在沉降至几千米的海底过程中，颗粒有机碳被降解得很厉害，可以说是呈指数型衰减。其结果就像是一个大型漏斗，上面看着数量很多，但是最终到达海底的数量少得可怜。

这个过程也可以理解为，各种海洋生物、微生物像是一颗颗美味的肉丸子，吸收二氧化碳形成颗粒有机碳后，在沉降海底的漫漫征程中，因其味道鲜美，一路被海洋微生物、细菌“啃食”，到了海底就剩下点肉末了。

这不是我们想要的结果。但是，如果颗粒有机碳在沉降过程中不断和惰性有机碳分子碰撞结合，将有利于保护颗粒有机碳。这就相当于给颗粒有机碳这个美味的肉丸上包裹上了一层蜡，口感不佳，细菌对其失去兴趣，因而得以沉至海底，长期保存下来。

这与海底石油形成的原理类似，科学界正在通过试验验证其相似性，为海洋碳封存打通“最后一公里”。

10 年前，焦念志提出的微生物碳泵概念还鲜为人知，在若干大型生态系统模拟实验验证后，得到国内外科学界的认可。随后，该理论被写入 IPCC 报告。美国科学家称，尽管这个巨大的惰性有机

碳库形成原因仍然是个谜，但是，它对调节气候变化的作用是巨大的。而且，在地球历史进程中，曾经的惰性有机碳库比现在至少大 500 倍。

如今，科学家还在开展研究，如何调控碳酸盐泵、生物泵和微生物泵三者反应的边界条件，以求实现三泵协同增汇。届时，可能实现历史上曾经出现过的大规模储碳现象。

实际上，在地球历史上确实有多次因微生物的推波助澜而导致大规模碳酸盐沉积的实例，以厌氧、有氧微生物作为反应介质，帮助碳沉降。在英国，英吉利海峡比奇角是一片高 100 多米、长 5 公里的白色悬崖，丹福白崖（The White Cliffs of Dover），是由碳酸盐沉积的景观，就是在非常小（20 微米，即 0.02 毫米）的微型生物作用下沉积而成。

3.如何统筹陆海，减排增汇？

早在 10 年前，焦念志还提出减少陆地施肥、增加近海碳汇的方案。

美国科学家对各种环境、近海湖泊大洋中无机氮与有机碳的关系进行研究，其结果表明，如果环境中有多余营养盐，则有机碳难以保存。这与实验室微观观测结果相同。

国家统计局数据显示，过去 50 年，我国化肥使用量增加近 30 倍，全球化肥使用量增加了 30%。过量氮磷等化学肥料在雨水的冲刷下，进入河流最终流向海洋，使得近海富营养化。陆源过量营养输入+海源激发效应，使得高生产力的河口成为释放二氧化碳的源。

入海口营养物质丰富，成为各类细菌滋生的温床，细菌将有机碳分解，释放二氧化碳，将陆源有机碳激活成为二氧化碳。

焦念志建议，实施微生物驱动的，无机-有机-生命-非生命综合储碳示范工程，实施海陆统筹，减排增汇-量化生态补偿机制，推动国内大循环。

目前，焦念志院士发起的海洋负排放国际大科学计划（ONCE），得到了国际同行的积极响应，已有来自 15 个国家的科学家签约加入。焦念志呼吁，中国应全面进行海洋负排放科学规划，及时就相关研究与研发成果予以发布，尽快建立相关的方法与技术体系，通过 ONCE 推出中国领衔制订的海洋碳汇（负排放）有关标准体系，为构建人类命运共同体提供中国方案。

中国气象报 2021-08-05

全国首个可再生能源“碳中和”智慧园区 较真每一单位能源排放

随着全国碳排放权交易市场启动，“碳达峰”“碳中和”成了“热门话题”。按照计划，我国将于 2030 年实现碳达峰，2060 年达到碳中和。在这曲咏“碳”调中，北京经开区走在了前面，今年 1 月全国首个可再生能源“碳中和”智慧园区在金风科技亦庄智慧园区“诞生”。半年多来，“碳中和”亦庄经验已经在全国多座城市实现复制。

风电、光伏齐刷刷上岗

“今日负荷：办公用电 2608kwh，占比 47.72%；生产用电 2063kwh，占比 37.76%；商业用电 40kwh，占比 0.72%……今日能源分布：天诚楼 2560.19kwh，研发楼 26.6kwh，智慧楼 21kwh……”这些数字，每天都滚动出现在金风科技亦庄智慧园区集控中心的数据大屏上。看着这些数据，金风科技智慧园区项目负责人杨德志说：“这套微网系统就是园区的‘智慧大脑’，我们利用物联网、云计算、大数据、GIS 等前沿技术实现了园区用能的智慧管理，哪个位置耗能高了在这里一目了然，发现问题之后，我们就可以有针对性地处理问题。”

在园区内，“碳中和”到底是如何实现的？作为国内首个兆瓦级分布式风机接入的可实现并离网双模式运行的示范项目，以及 IEC 国际电工委员会微电网标准试验基地，无处不在的智慧能源理念，是这座“碳中和”智慧园区最显著的差异化优势。一方面，园区通过部署可再生能源发电设备，实现电力的自发自用，对降低园区碳排放意义重大。另一方面，各类节能措施能够进一步提高园区能效，也为实现园区的“碳中和”提供了重要支撑。

在能源供给方面，金风科技不仅使用风机发出的绿色能源，还通过铺设光伏，进行多能互补。

各种能源在智能微网的协调下，支持园区稳定运行，可靠、智能地满足园区用能需求，并实现了园区可再生能源发电占比超 50%。据介绍，园区内有两台总容量 4.8MW（2.5MW+2.3MW）的风发电机组和总容量超过 1MW（490kW 多晶硅+5kW 单晶硅+5kW 碲化镉薄膜）的光伏发电设备，实现清洁能源的就地采集和消纳；一台 600kW 和两台 65kW 的微燃机，使用天然气发电，使园区实现了冷热电三联供，系统产生的能量就地消纳，冷、热水可直接用于楼宇供热和冷却系统；包括全钒液流储能、锂电池以及超级电容器等在内的储能装置，用于系统的削峰填谷，平滑功率波动，提升园区供电质量；选用 500kW 柴油发电机，用于模拟海岛型微电网的项目运行。

竟然建有小型污水处理厂

为了打通智慧园区最后一公里，园区还引入了智慧水务处理系统，该系统每天可处理污水 200 方。园区水务部门工作人员告诉记者：“经过这套系统处理后的水已经达到了饮用级别。”

“哪个位置的哪项能源可以再节约一点？这是我们每天都在思考的。”杨德志告诉记者，即便园区已经实现了“碳中和”，但在这里，每一栋楼所消耗的每一单位能源都要一点一点地计算。“为了实现‘碳中和’，这套智慧系统我们已经实践了 10 年，并且已经在江苏丰大、福建福清等地进行复制，还有一些项目在陆陆续续开展中，我们希望将‘碳中和’的经验向全国进行推广，助力地球回归生态平衡。”

还要追踪每位员工碳足迹

下一步，该园区将进一步升级智慧能源管理系统，追踪每一名员工的碳足迹，将减碳进行到底。杨德志说：“一般来讲，生产一件衬衣对应的碳排放是 4.1g，我们就通过这样的方式进行精准追踪和计算，为每一个人践行低碳生活提供实现路径。”

卢金曦 亦城时报 2021-08-10

能耗超低 建筑变“绿”

“超级节能，冬暖夏凉！”走进位于北京大兴区半壁店村的“零舍”，400 平方米的建筑，夹心保温红砖砌墙、彩色薄膜光伏铺顶，天友集团首席建筑师、天津大学建筑学院教授任军自豪地介绍，这个由农房改造而来的示范项目，建筑综合节能率和可再生能源利用率分别达到 75%、60%，“之所以取名‘零舍’，体现了我们从近零能耗迈向零能耗的决心。”

住房和城乡建设部标准定额司相关负责人告诉记者，超低能耗建筑通过适应气候特征和场地条件，充分利用自然通风、天然采光以及围护结构保温隔热等技术措施，采用高效能源设备，最大程度降低建筑供暖、空调与照明能耗。在超低能耗建筑基础上，通过增加可再生能源建筑应用等技术措施，可实现近零能耗、零能耗。

超低能耗建筑究竟什么样？应用超低能耗建筑对于实现碳达峰、碳中和目标有何积极意义？记者进行了采访。

保温强、气密好、用能少，超低能耗建筑绿色宜居

超低能耗建筑的技术路径可以概括为“被动优先、主动优化”，即通过建筑被动式技术、主动式高性能能源系统及可再生能源系统应用，最大程度减少化石能源消耗。

——被动优先，降低建筑冷热需求。

在河北高碑店市，规划建筑面积约 120 万平方米的列车新城项目正加紧建设，其中首批次 26 栋住宅、1 所幼儿园已竣工交付。

在传统建筑中，受墙体门窗等隔热保温性能不良、气密性不佳等影响，室温受气温影响很大，尤其在冬夏两季，往往要借助暖气、空调来调节室温。但在列车新城，无需传统暖气、空调，屋内温度常年维持在 20 至 26 摄氏度、相对湿度保持在 30%至 60%。

“秘诀之一就是为建筑穿上‘棉衣’，大幅减少室内冷热能量的损失。”龙湖集团北京公司工程负责人王长明介绍，建筑外墙保温层由普通住宅的 7 至 8 厘米，增厚到 15 至 25 厘米，并采用石墨聚苯

板等性能优异的保温材料；窗户型材厚度约为普通住宅的 2 倍，采用的“三玻两腔”玻璃内部填充惰性气体，四周有暖边条保护，保证气密性。项目投入使用后，每年能节约燃气约 216 万立方米、节约电量约 319 万千瓦时。

被动式技术的另一个秘诀，是巧妙应用自然采光和遮阳技术，减少用能负荷。在列车新城项目周边的超低能耗建筑主题馆，南立面由 133 片灰色机翼遮阳百叶和木索幕墙系统组成，可跟随太阳高度和室内外温度自动调节，夏季向下倾斜以有效屏蔽太阳辐射，冬季向上倾斜以最大限度获取热量。

——主动优化，应用高性能能源系统及可再生能源。

除了被动适应气候和场地条件，超低能耗建筑还能通过提升能源系统使用能效，并利用可再生能源对建筑能耗进行平衡和替代，从而达到近零能耗。

在“零舍”项目，阳光透过彩色薄膜光伏顶落在屋内墙面上，仿若波光粼粼。任军告诉记者，“零舍”安装了 200 片太阳能光伏瓦以及 14 片彩色薄膜光伏采光顶，年发电量超过 7000 千瓦时，能够满足屋内除新风一体机外所有电器设备的用电需求，此外太阳能热水系统还能为建筑提供热水。

能源系统和设备效率的提升，同样是建筑能耗降低的重要环节。在中国建筑科学研究院内的一栋近零能耗示范建筑，全年暖通空调和照明设计电耗目标值为每平方米 25 千瓦时、较同类建筑降低 80%，实际运行值则更低、为每平方米 21.6 千瓦时。“以北京市同类项目为基准进行比较，这一项目每平方米可节电 78 千瓦时，每年减少二氧化碳排放 225 吨。”中国建筑科学研究院研究员张时聪说。

超低能耗建筑前景广阔，对实现碳达峰、碳中和目标具有积极意义

努力打好实现碳达峰、碳中和这场硬仗，建筑领域责任重大。据测算，2018 年全国建筑运行过程碳排放量约占当年全国碳排放量的 22%。

据了解，以现行的节能设计标准为基准，超低能耗建筑的建筑能耗水平要降低 50%以上。当前我国在建及建成的超低能耗建筑项目约 1000 万平方米，这相当于 1400 个标准足球场，其中约 60% 分布在北京、河北、山东和河南。“虽然每年新建超低能耗建筑的面积占比还很小，但增长非常迅速。”任军说。

超低能耗建筑的快速推广，离不开相应政策的支持。近年来，我国陆续颁布支持超低能耗建筑建设的有关政策。住建部等七部门去年联合印发的《绿色建筑创建行动方案》提出，鼓励各地因地制宜提高政府投资公益性建筑和大型公共建筑绿色等级，推动超低能耗建筑、近零能耗建筑发展，推广可再生能源应用和再生水利用。

各地也纷纷推出资金奖励、容积率奖励、保障土地供应等具体措施，激励示范项目建设。比如在河北，自 2014 年开始，省财政每年安排建筑节能专项资金对超低能耗建筑项目进行补助，截至 2020 年 4 月已累计补助 1.2 亿元；江苏提出，大力发展超低能耗、近零能耗、零能耗建筑，推动政府投资项目率先示范，持续开展绿色建筑示范区建设；河南提出，对装配式低能耗、超低能耗建筑增加的外墙保温部分，不计入容积率核算的建筑面积。

尽管前景广阔，也有专家提醒，超低能耗建筑在我国发展必须因地制宜，根据不同气候区的特点采用适宜的技术策略。

任军分析，我国有不同气候区，在夏热冬暖气候区，外围护体系的保温就不是超低能耗的主要技术，而应主要通过通风和遮阳技术降低空调能耗；在夏热冬冷的长江流域，建筑则需要平衡采暖和空调的不同能耗需求。

推广超低能耗建筑，须多方共同发力

超低能耗建筑优势多，但也带来了一定的增量成本。张时聪介绍，目前超低能耗建筑增量成本约为每平方米 800 至 1000 元，投资回收期约为 7 至 10 年，“相信随着超低能耗建筑规模发展、产业化程度不断提高，增量成本将进一步下降，性价比会不断提升。”

在实现碳达峰、碳中和目标的背景下，应如何最大程度发挥超低能耗建筑的作用？专家提出，应从逐步提高建筑节能标准、加快发展配套关键产品、培养复合型相关人才、加大政策支持力度等

方面共同发力。

在任军看来，其中尤其要注重发展国产化的超低能耗关键部品和设备产业，包括高性能门窗、遮阳系统、保温材料等。对此，河北提出，将重点培育防水隔气膜、防水透气膜、玻璃间隔条等企业；鼓励开展新型保温材料、高效节能门窗、高效热回收新风系统等配套产品、技术、装备的研发和应用。

中国建筑科学研究院专业总工程师徐伟建议，在未来城镇化发展的重点区域，尽快开展不同气候区、不同建筑类型的超低能耗建筑规模化推广示范工作，加快引导产业发展。同时可以因地制宜将绿色节能技术与老旧小区、农房改造相结合，既能节约能源消耗，又能助力美好生活。

住建部标准定额司相关负责人表示，下一步拟通过制定强制性标准，不断提高建筑节能标准水平，在适宜的气候区全面推动超低能耗建筑发展，为城乡建设领域尽早实现碳达峰、碳中和作出贡献。

丁怡婷 人民日报 2021-08-11

美科学家研发新型岩盐阳极 可使锂离子电池充电更快更安全

现在，制约电动汽车（EV）普及的一大关键因素就是“充电时间”，根据充电方式和剩余电量的不同，电动汽车可能需要几个小时或一整夜才能充满电。这迫使司机要么不能远距离出行，要么需要在长途旅行中及时找到公共充电站并等待较长时间。

为什么电池充满电需要这么长的时间？主要原因是电池设备及其充电器的设计使得锂电池只能以较慢的受控速率充电。这是一种安全功能，有助于防止火灾甚至爆炸，因为锂电池内部会出现微小的、坚硬的枝晶结构，当快速充电时会引发电池内部短路。

为了解决对更实用锂离子电池的需求，来自加州大学圣地亚哥分校（UC San Diego）的研究人员跟橡树岭国家实验室（ORNL）的科学家合作，对一种新型材料进行中子散射实验，而这种材料可以用来制造更安全、更快的充电电池。

研究人员制作了锂钒氧化物（ $\text{Li}_3\text{V}_2\text{O}_5$ ）的样品，这是一种类似于食盐的“无序岩盐”，但其原子排列具有一定程度的随机性。样品被放置在一个强大的中子束中，该中子束能够在施加电压后观察材料内部离子的活动。该研究成果已于近期被发表在了知名科学期刊《自然》（Nature）杂志上。

这项研究的论文第一作者 Haodong Liu 表示，“两种最常用的锂离子电池阳极材料，一是石墨，它可以提供高能量密度，但在某些情况下会引发火灾，二是钛酸锂，它可以快速充电，不太可能引发火灾，但储能容量较低。”

“我们开发的无序岩盐材料结合了两种追求特性——它更安全、充电更快，并且具有更高的能量密度。”他补充说。

据称，这种材料在诸如电动汽车以及其他电动工具等许多电池应用中表现出了理想的性能，例如能量存储和放电速度。

在测试中，岩盐阳极材料能够在短短 20 秒内提供超过 40% 的能量容量。快速充放电之所以成为可能，是因为岩盐材料可以在其晶体结构内的空穴中循环两个锂离子。

“ORNL 使用的中子衍射技术使我们能够理解当我们对材料施加电压时离子的行为，”Liu 说：“中子可以很容易地跟踪岩盐阳极内的锂离子和氧原子，使用 ORNL 散裂中子源（SNS）的 VULCAN 仪器提供了我们所需的高中子通量和分辨率。”

VULCAN 是为中子研究变形、相变、残余应力、织构和工程材料的微观结构而设计。装载框架、熔炉、电池循环器和其他用于现场试验、稳态或时间解析测量的辅助设备都跟该仪器集成在一起。

“VULCAN 是世界上研究工程材料的顶级中子散射仪器，”ORNL 的中子散射科学家 Ke An 说，“它的开放式设计允许测试大样本，甚至是正常运转的机械设备，如运行中的内燃机，并观察它们的内部特性。该仪器为电池材料合成过程中的储能研究及其在工作电池中的行为提供了重要的科学信

息。”

研究人员表示，岩盐阳极可以循环超过 10000 次，容量衰减可以忽略不计。这种持久性对于消费者应用程序很重要。加州大学圣地亚哥分校保留了其对数据和实验过程中产生的任何知识产权的权利。

为了将他们的发现商业化，该大学随后跟其研究人员合作成立了一家名为 Tyfast 的公司，该公司计划首先瞄准电动公交车和电动工具市场。

黄君芝 科创板日报 2021-08-05

综合能源服务国际经验分析

随着能源体制变革、技术发展、系统形态升级，能源服务形态呈现出新的特点。综合能源服务能够满足用户多元化需求、拓展企业盈利空间、提升社会整体能效，吸引了各方高度关注。开展综合能源服务已成为众多能源电力企业的重要业务发展方向。国网能源研究院能源互联网研究所紧抓能源变革趋势，聚焦于综合能源服务的定义内涵、政策机制、行业生态、发展战略、业态模式、技术经济等方面，进行系统深入的研究。本专栏围绕综合能源服务的国际经验、市场研判、发展模式等，结合相关成果和研究思考与读者进行交流分享。

文章导读：综合能源服务是近年来我国能源界的热词，受到产学研政各界关注。为支撑我国综合能源服务更快、更好发展，本文梳理了国外综合能源服务发展情况，重点从目标客户、业务种类、商业模式等方面分析了国外经验，以为国内综合能源服务发展提供借鉴参考。

发展综合能源服务能够提升客户粘性、拓展盈利空间、增强发展动能，成为国外大型能源电力企业适应能源体制变革、技术创新、系统形态升级的普遍选择。本文梳理了国外综合能源服务发展情况，重点从目标客户、业务种类、商业模式等方面分析了国外经验。

一、国外发展概况

从国外综合能源服务发展历程来看，先后出现了能源组合供应式服务、新技术/新模式融合式服务、系统集成式服务等三种业务形态（见图 1）。能源组合供应式服务是将不同种类的能源组合并向用户供应。早在 1909 年，电力和天然气的组合供应就已出现。新技术/新模式融合式服务是将新技术或新商业模式与能源生产消费相融合，使其更加绿色、高效、便捷。自 20 世纪 70 年代，以分布式能源技术和节能技术、合同能源管理为代表的新技术、新模式融合式服务逐步涌现。系统集成式服务是基于能源系统的综合集成优化，为用户提供能源整体解决方案。进入 21 世纪，综合能源系统研究在多国兴起，构建区域综合能源系统并提供集成式服务成为新趋势。

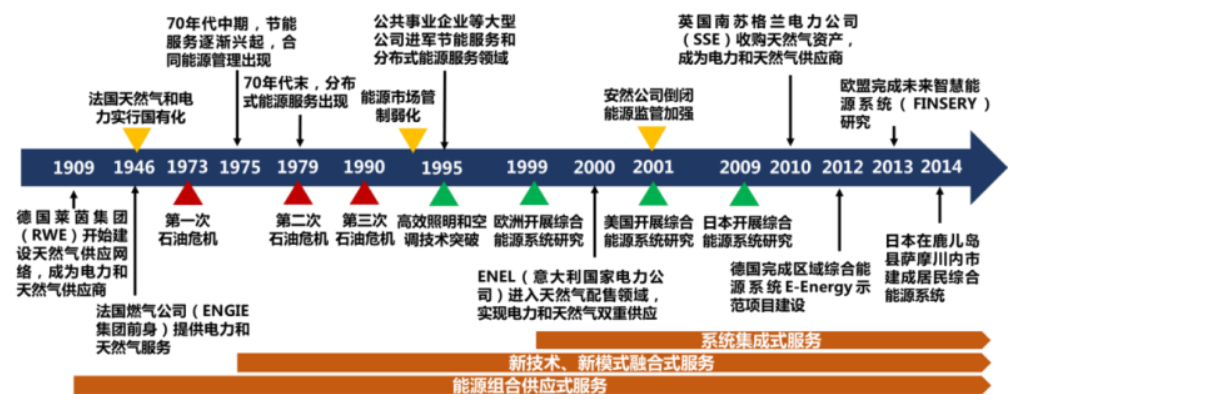


图 1 国外综合能源服务发展历程

近年来，国外大型能源电力企业加快布局综合能源服务市场。2017 年世界 500 强上榜的 16 家国外电力企业已全部开展综合能源服务业务。其中法国 Engie 集团在能效服务、分布式能源、储能、电动汽车充电、微电网等领域进行了广泛布局，2016 年综合能源服务收入占总收入的比重已达到 30%。

二、主要经验

1.目标客户

国外大型能源电力企业以工商业用户为主并积极布局居民用户。工商业用户用能量大、利润丰厚，是综合能源服务争夺的重点。居民综合能源服务的盈利性相对较弱，但欧洲、澳洲、美国、日本的能源电力企业仍积极布局，主要原因来自两方面。

一是为了减缓居民客户流失，保持海量用户带来的社会影响力。欧盟的传统电力企业近年来通过开展综合能源服务，使居民用户年均流失从 1.7 个百分点下降至 0.4 个百分点。反观日本，其综合能源服务发展较欧洲滞后，截至 2018 年 2 月，已有 680 万用户更换零售商，占客户总数的 11%，并呈逐年增加之势。

二是看好海量多元化需求构建的“长尾市场”和进入智慧家庭领域“蓝海”的契机。美国 Opower 公司专注家庭能源数据分析与能源管理，抢占家庭能源服务“入口”，客户规模从 2010 年的 100 万上升至 2016 年的 6000 万，年均增长 98%。英国传统电力企业 Centrica 集团从 2013 年起为居民提供家庭能源中控系统，至 2016 年底已安装 52.7 万套，年均增长 70%。日本东京电力公司提供基于智能电表的家庭成员行为跟踪与监护、门窗锁智能遥控等服务，其系统与 Google Home、Amazon Echo 等智能家居设备兼容，已融入智慧家庭生态。

2.业务种类

从近期来看，国外大型能源电力企业重点开展用户设备代维、分布式光伏、需求侧响应等业务，积极布局储能、基于电能的冷热供应、能源区块链、基于数据的能源管理平台服务等业务。世界 500 强的国外电力企业中，主要开展的综合能源服务业务包括 15 种。其中超过一半的企业开展了设备代维、分布式光伏、需求侧响应等业务。

(1) 储能服务。储能服务市场仍处于发展初期，市场集中度正逐步提升。市场参与者以工业企业和公用事业企业为主，电动车企业、油气企业、光伏企业也纷纷加入市场竞争。国外能源电力企业多与储能硬件制造商进行战略合作，专注于储能系统的软件开发和为工商业用户提供建设运营服务（详见表 1）。

表 1 国外能源电力企业的储能服务开展情况

| 企业 | 储能服务开展情况 |
|--|---|
| 法国 Engie 集团 储能子公司 | 建成 12MW/23MWh 储能项目，在建规模为 21MW/42MWh。储能电池来源于比亚迪和三星 SDI 公司，软件系统为自身开发的 GridSynergy 软件。 |
| 意大利国家电力公 司(ENEL) ENERNOC 子公 司 | 建成 3MW/16MWh 储能项目。储能电池来自 LG、三星 SDI、特斯拉等公司，软件采用自身的 OEN.OS 系统。 |

(2) 基于电能的冷热供应服务。热泵以电能驱动，转换为热量的能效比可达 3 以上，是电力企业进入供暖（制冷）领域的重要方式。日本东京电力、关西电力公司积极利用水源/空气源/地源热泵开展冷热集中供应服务，目前已有超过 20 个成功案例。相比分散式制冷供热，该服务可节能 10%-20%，并节约人力成本和建筑空间。关西电力旗下的 Kenes 株式会社利用空气源热泵及水源热泵向大阪市本庄东地区的六座写字楼和一座超市共 68890 平米区域提供集中供暖制冷服务，是日本关西地区第一个 100%电力集中制冷及供暖工程。该项目配备了最大制冷、制热能力为 38494MJ/h、24723MJ/h 的热泵、6300m³ 的水蓄冷槽和 2500kVA 的应急发电机。

(3) 基于区块链技术的分布式能源管理与交易服务。区块链是掌控海量分布式能源，支撑其互动互济、协同优化的重要技术。能源领域的区块链研究在 2017 年出现爆发式增长，截至 2018 年 1 月，国外已有 135 家公司涉足该领域，较 2016 年增长近 10 倍。能源区块链技术目前多应用于分布

式发电交易、电动汽车充电交易、分布式能源管理领域，未来有望进一步扩展至碳交易、电动汽车分时租赁、能源资产安全化管控等领域（详见表2）。

表2 国外能源区块链发展情况

| 企业 | 能源区块链发展情况 |
|---|--|
| 日本东京电力公司和 Innogy 公司 | 2017年7月向德国从事分布式发电交易的区块链公司 Conjoule 投资450万欧元。目前，该公司正在欧洲选取一些市场测试其解决方案，以推进其交易平台实现商业化。 |
| 德国莱茵集团（RWE）和清洁能源技术公司 Oxygen Initiative | 2016年启动分享与充电（Share&Charge）计划，通过区块链交易平台接入了自身运营的1000多个充电站和其他公共充电站。 |
| 欧洲输电商 TenneT 联合家庭储能公司 Sonnen 和风电交易商 Vandebron | 2017年开展分布式能源管理服务，支撑 TenneT 公司在德国和荷兰电网的供需平衡。 |

（4）基于数据的能源管理平台服务。近年来，国外能源电力企业积极挖掘能源数据并发展各类专业平台，以围绕用户需求打造一体化能源管理平台。通过投资并购能源电力数据分析、专业平台建设领域的中小企业，整合用能监控、需求响应、电动汽车、储能等多领域专业平台，构建一体化服务的趋势已经显现。

表3 国外大型能源电力企业在数据和平台方面的行动

| 企业 | 在数据和平台方面的行动 | 目的 |
|--------------------------|---|----------------------------------|
| 意大利国家电力公司（ENEL） | 2017年收购世界最大的需求响应提供商 EnerNOC，获取能源管控平台开发能力；收购 eMotorWerks 利用其 JuiceNet 平台整合电动汽车充电服务；收购 Demand Energy，利用其 DEN.OS 平台拓展储能和微电网服务。 | 整合各专业平台，实现对电动汽车、储能、灵活性能源需求的智能管控。 |
| 法国 Engie 集团 | 2014年收购 ECOVA 提升数据分析和挖掘能力；2016年收购能源数字化管理公司 C3 Resources，之后发布用能优化平台 Blu.e。 | 基于数据挖掘，以平台为交互界面，提供一体化服务。 |
| 德国意昂集团（E.ON） | 2014年后已投资多家能源管理软件公司，开发出需求响应和虚拟电厂管理平台。 | 通过平台将用户侧各类灵活性资源有效整合利用。 |
| 美国南方公司（Southern Company） | 2016年收购 PowerSecure 获取 IDG 能源管理平台。该平台能够管控分布式电源、需求响应等一系列资源，实现优化利用。 | 帮助用户实现区域多类能源设备的综合优化利用。 |

3.商业模式创新

综合能源服务商业模式创新集中于欧美地区，可供借鉴的模式包括：

（1）重资产项目“建设-出售-运营”（BSO）模式。该模式指能源电力企业等开发主体完成项目建设后，将项目公司的全部或部分股权出售给机构投资者，并与机构投资者签订长期运维合同。在BSO模式基础上，若资产所有者和用户能够签订长期电力购买协议（PPA），则能够稳定未来收入现

金流,降低风险,提升资产价值(见图2)。该模式于2015年2月在欧洲被首次使用,意昂集团(E.ON)向意大利基础设施投资基金(F2i SGR)出售价值1.14亿美元的49MW光伏资产。截至2016年底,欧洲主要能源电力企业通过此模式获利已超10亿美元。随着我国能源领域资产证券化水平提升,该模式有望迎来发展契机。

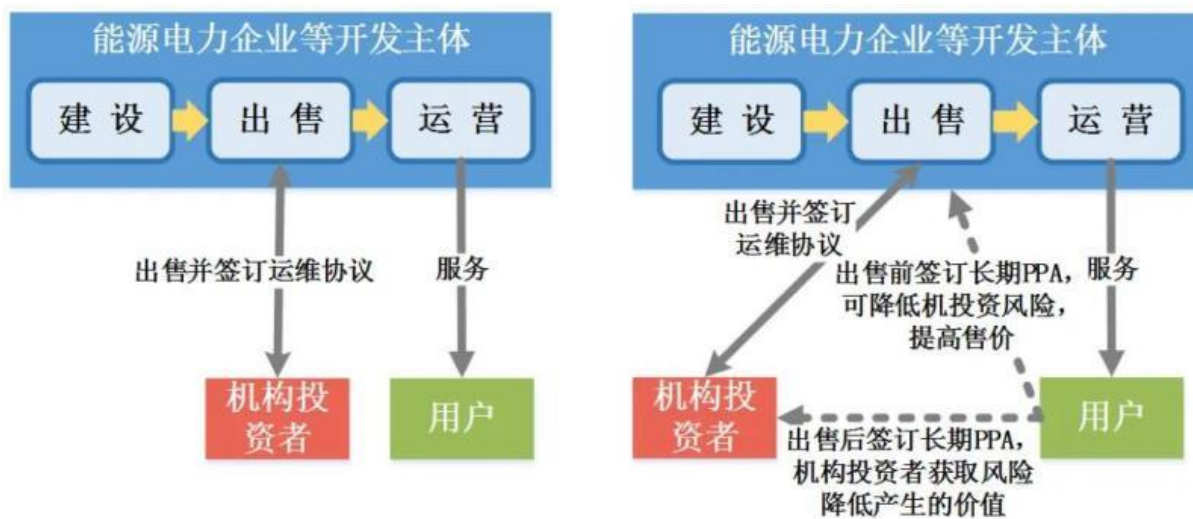


图2 BSO标准模式和演化模式

(2) 储能租赁模式。工商业用户、配电运营商等对储能需求强烈,为解决高额的初始投资问题,欧美部分储能厂商和电力企业开始推行储能租赁服务。德国储能厂商 Yunicos 公司打造了一系列不同容量的集装箱式储能系统用以出租,能够快速运输、安装和拆卸。目前租赁合同期最短为2-4年,明年将进一步增加月租形式。用户购买储能服务只需支付租金和系统部署、拆卸费用,财务灵活性大大提升。

(3) 通过风险投资(VC)、私募股权投资(PE)进行前瞻性布局模式。2013年以来,综合能源服务领域的风险投资、私募股权投资显著增多。其中对能源管理、储能、电动汽车及充电投资次数最多,分别占25%、17%、16%(见图3)。法国 Engie 集团是目前进行风险投资最多的公司,广泛投资电动汽车、储能、数据分析等领域的优质初创企业,使其能够紧密追踪技术发展并具有先发优势。

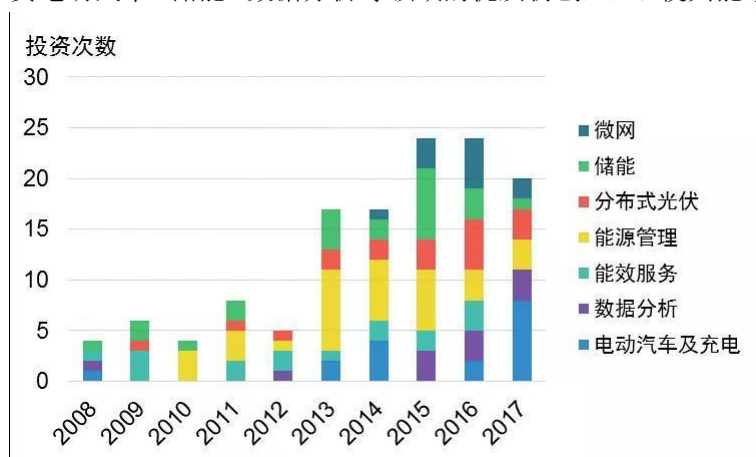


图3 国外大型能源电力企业综合能源服务 VC、PE 投资情况

三、相关启示

从国际经验来看,开展综合能源服务已成为能源电力企业的重要发展方向,日益深化的能源生产和消费革命为综合能源服务创新提供了更多可能。我国企业发展综合能源服务,应当以园区、工业企业、大型公共建筑等为重点,将为客户提供能源整体解决方案作为长期方向,加强技术装备和

商业模式创新，并构建与市场竞争相适应的业务运作模式和激励机制。

陈昕 代红才 汤芳 国网能源研究院 中国电力 2021-08-05

污水处理行业碳减排路径在哪？

近日，由中国环境保护产业协会主办、中国环境保护产业协会城镇污水治理分会承办的第四届城镇水环境综合治理高端论坛在京召开。

本次论坛以“碳中和背景下碳减排技术创新与发展”为主题，与会专家针对我国目前治水“标准高、能耗高、消耗高”的问题展开深入交流，并提出我国低碳治水的行业发展新方向和新路径。

污水处理行业的碳排放有哪些？

直接碳排放主要来自生物反应过程中 CH_4 、 N_2O 和 CO_2 的逸散，间接碳排放主要是生产过程中电力、药剂等消耗

碳达峰碳中和影响着各行各业的神经，污水处理行业也不例外。论坛上，有专家指出，污水处理行业碳排放量占全社会碳排放总量的 1%~2%。那么，污水处理厂的碳排放有哪些？



中国人民大学低碳水环境技术研究中心主任王洪臣表示，在污水处理系统运行过程中，甲烷 (CH_4)、一氧化二氮 (N_2O)、电耗三个载体直接或间接产生的碳排放量大体相当。其中， CH_4 排放主要发生在化粪池、管道淤积、污水直接排放等情景， N_2O 排放主要发生在污水好氧处理过程和受纳水体，而电耗、物耗等产生的间接碳排放取决于污水处理厂的管理水平。

郑州新区污水处理厂厂长张艳介绍说，他们的污水处理厂碳排放主要分为直接碳排放和间接碳排放，而直接碳排放主要来自生物反应过程中 CH_4 、 N_2O 和 CO_2 的逸散，间接碳排放主要是生产过程中电力消耗、药剂消耗等。

“直接碳排放主要受工艺选型影响，污水处理厂运行过程中控制更多的是间接碳排放部分。”张

艳告诉记者，他们对间接碳排放环节进行分析后发现，碳排放量排在前三位的工艺环节分别是曝气系统、提升系统和回流（推流）系统，这三个系统是污水处理厂实现碳减排的关键环节。

北京城市排水集团有限责任公司（以下简称北京排水集团）副总经理张荣兵则指出，“十三五”时期，北京排水集团的间接碳排放 99%来源于电力消耗，而电力消耗主要集中在污水处理、污泥处理和再生水供应板块，占北京排水集团碳排放总量的 96.4%。

实现碳减排的路径有哪些？

目前主要有资源回收利用、采用低碳工艺、提高设备运行能效和实施低碳运营管理 4 种路径

“污水处理行业实现碳减排的路径，主要有资源回收利用、采用低碳工艺、提高设备运行能效和实施低碳运营管理 4 种。”北京市市政工程设计研究总院有限公司总经理张韵告诉记者。

而从技术角度来看，王洪臣则认为，污水处理厂要想实现碳减排，大概有 3 条技术路径：一是减少污水处理系统厌氧环境，如逐步取消化粪池、减少管道淤积等；二是将 N₂O 纳入生物处理控制体系；三是提高精细化管理水平，降低能源和物料消耗。

作为头部企业，北京排水集团的碳减排路径能否为行业开出一剂“良方”？张荣兵介绍说，北京排水集团率先在污水处理行业出台《北京排水集团碳中和规划和实施方案》，可以用“三个方面九大措施”进行概括：

在降碳方面，通过厂网一体流域化管理，实现系统性降碳；建立基于污染物特征变化的多种调控策略，实现精细化运营管理；工艺和设备协同管理，提高系统的稳定性、可靠性和能源利用效率；实施好氧颗粒污泥项目改造，研发应用厌氧氨氧化技术。

在替碳方面，利用沼气热电联产技术，替代外部电能消耗；建设分布式光伏发电项目，提高绿色能源利用量，打造资源化再生水厂；开发水源热泵技术，可在冬季为用户供热，夏季为用户制冷。

在固碳方面，大力推广高品质再生水回用；大力推进污泥资源化利用。

如何做到污水处理低碳运行？

提高能源资源利用效率、智慧化运行管理等

本次论坛的一大亮点，就是发布了首批城镇污水处理低碳运行案例。此次成功入围的案例共有 10 个，分别是郑州新区污水处理厂、睢县第三污水处理厂、清河第二再生水厂、白龙港污水处理厂、小红门再生水厂、大连夏家河污水处理厂、灤东污水处理厂、海泊河污水处理厂、巢湖市岗岭污水处理厂和宁海县城北污水处理厂。

“入选的城镇污水处理低碳运行案例，在提高能源资源利用效率、清洁能源开发利用、节能降耗工艺设备应用、智慧化运行管理等方面均各有特色，吨水处理电耗、药剂消耗等低碳运行指标优异，具有代表性和示范意义。”中国环境保护产业协会副会长郑江向记者介绍说。

以郑州新区污水处理厂为例，张艳介绍说，污水处理厂自立项以来，就将绿色低碳引入设计运营全过程。在设计理念方面，坚持以绿色节能为导向，选择低碳工艺和高效节能设备；在运行调控方面，以节能降耗为目标，通过对运行数据的分析，选择最佳控制参数，同时引入全流程分析理念，实现精准调控。

张艳表示，郑州新区污水处理厂二期项目重点将从四个方面实现减排目标：以智能化控制为平台，深挖节能潜力；以清洁能源利用为途径，减少化石能源使用；以科技创新为引领，实现技术突破；以管理手段为抓手，严控系统碳排放。

此外，大会还发布了《城镇排水与污水处理行业职业技能鉴定丛书》和《企业社会责任报告》，提出“联手筑建低碳治水灯塔，共同塑造绿色美好未来——携手行业同仁走低碳发展之路”的低碳治水倡议，推动形成城镇污水治理领域低碳发展行业共识。

雷英杰 中国环境 2021-08-05

预计 2021 年至 2024 年期间美国将新增部署约 10.9GW 电池储能系统

据外媒报道，美国能源信息署(EIA)日前发布一份调查报告。报告指出，美国 2020 年部署的电池储能系统装机容量达到 1,650MW。但该机构预计，到 2024 年，美国部署的装机容量有望达到这一数字的近 10 倍。

这些统计数据来自美国能源信息署(EIA)最新版电力月度报告的调查结果，美国政府利用这个机会描绘了美国能源行业处于快速上升轨道的愿景。美国的第一个电池储能系统于 2003 年部署，从那时起直到 2012 年累计部署的电池储能系统装机容量才达到 100MW。

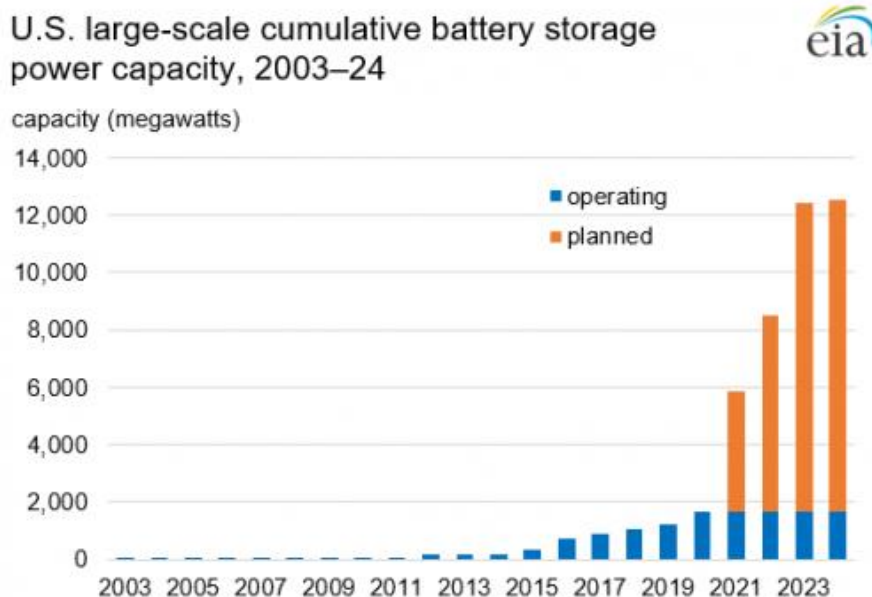
LS Power 公司在加州部署的 Gateway 250MW/250MWh 电池储能项目是截至 2020 年底美国规模最大的电池储能项目，但此后已被在该州部署的 300MW/1,200MWh 莫斯兰汀电池储能项目所超越，该项目于今年早些时候开通运营

美国电池储能系统部署进程在 2015 年显著加快，当年部署了 153MW，与前一年相比增长了 90%。而美国 2019 年部署的电池储能系统的装机容量为 1,222MW，而 2020 年则同比增长了 35%，但与未来的储能部署相比，这种规模看起来仍然很小。

根据美国能源信息署(EIA)的数据，2021 年至 2024 年期间，预计美国将新增部署约 10.9GW 电池储能系统，这意味着届时美国可能累计部署 12GW 以上电池储能系统。

电池储能系统可以执行多种应用，从快速响应辅助服务（如频率调节、调峰和价格套利）到存储可再生能源电力以及平衡电网供需。然而，美国电池储能系统的部署近期快速增长的最大原因是与太阳能发电设施配套的电池储能系统部署量大幅增长。

其中一个原因是，与太阳能发电设施配套部署的电池储能项目有资格获得投资税收抵免，而独立部署的电池储能项目目前还不能获得这样优惠。劳伦斯伯克利国家实验室的一个研究团队最近研究了决定独立部署的电池储能系统或混合部署的电池储能系统在任何位置或电网互连点中提供最大效益的不同因素。

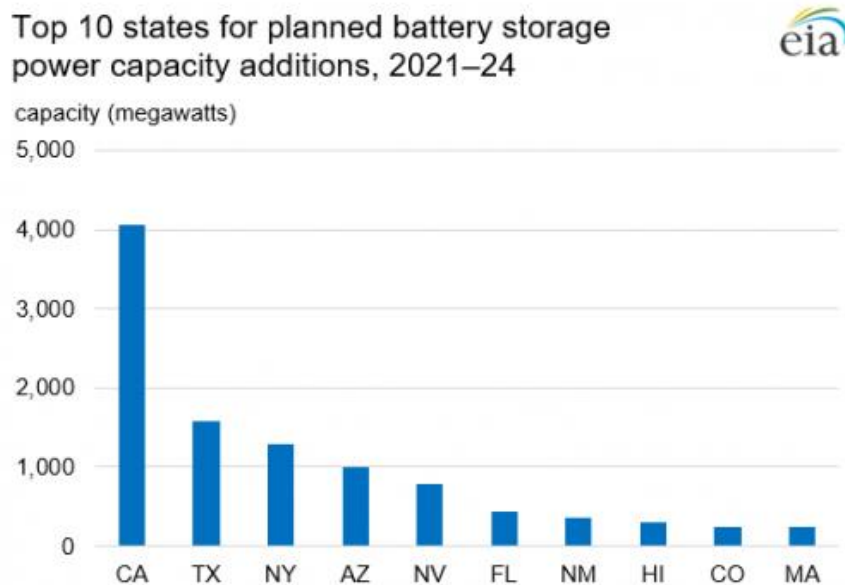


储能部署仍然主要集中在具有支持性政策和强大的可再生能源市场的美国几个州

美国能源信息署(EIA)在这份报告中并没有提到电池储能系统总储能容量 (MWh)。而根据其 2019 年报告的数据，当年部署的电池储能系统的装机容量为 1,222MW，总储能容量为 1,688MWh。

报告指出，持续放电时间相对较长的锂离子电池储能系统（最长可达 4 小时）部署增长意味着美国部署的电池储能系统的储能容量将出现快速增长。美国主要区域市场（例如加利福尼亚州）部署的持续放电时间为 4 小时的电池储能系统越来越普遍。

加利福尼亚州在 2020 年底以部署 506MW 电池储能系统在美国储能市场处于领先地位，而且预计今年将部署更多电池储能系统。加利福尼亚州、德克萨斯州、伊利诺伊州、马萨诸塞州和夏威夷州这五个州部署的电池储能系统的装机容量占到美国总装机容量的 70% 以上。美国能源信息署(EIA) 表示，这些州的共同点是都制定了有利于储能部署的法规，无论是通过命令要求还是提供激励措施。



预计从现在到 2024 年底，总装机容量为 10.9GW 电池储能系统将分别部署在美国 22 个州，而加利福尼亚州、德克萨斯州、亚利桑那州和纽约州将部署其中的 70%。加州仍将在美国储能市场再次领先，计划部署的电池储能系统的装机容量超过 4GW。

刘伯洵 中国储能网 2021-08-06

迪拜耗资 11 亿美元建设世界上最大的垃圾焚烧发电站

阿拉伯联合酋长国正在建设世界上最大的垃圾焚烧发电厂之一，以应对其不断增长的垃圾负荷。迪拜正在建设一个耗资 11 亿美元的设施，该设施将燃烧垃圾发电。一个较小的工厂——阿联酋第一家商业规模的工厂——将于 2021 年在沙迦酋长国开始运营。一旦阿布扎比的另外两个项目完成，阿联酋可能会焚烧目前产生的近三分之二的家庭垃圾。

废物转化为能源会产生排放，这就是为什么它通常被认为适合在提取所有可回收材料后仅处理垃圾的最终残余物。这些项目可能会使阿联酋更难消除碳排放，这是它考虑到 2050 年的目标。但是这个海湾国家几乎没有办法阻止其沙漠城市郊区的塑料、纸张和有机废物堆积得更高。它有许多垃圾分类设施和一些回收建筑材料、轮胎和电子产品的设施，但很少有能够将生活垃圾转化为新产品的设施。

回收工厂也需要大量投资，但没有生产能源的好处。将垃圾运送到其他国家变得越来越困难。那些曾经进口垃圾的国家，包括中国，不再想进口，而土耳其等其他国家则面临环保主义者要求停止进口的压力。工程公司 Stantec 的英国业务总监约翰·奥德(John Ord) 表示，中国最近禁止进口废物“确实改变了经济驱动力”。“突然之间，我们有很多浪费需要处理。”

阿联酋焚烧大部分垃圾的决定不同寻常——世界上只有大约 11% 的垃圾被焚烧。虽然支持者认为该过程可以防止垃圾填埋场堆积并产生能量，但它会将吸热的温室气体释放到大气中。它也阻碍了回收利用。“这可能会成为一个喂养野兽的问题，”奥德说。“它实际上可能不利于回收投资，因为你需要这些废物来满足承包商的要求。”

对于沙迦来说，开放工厂意味着它可以堵塞其垃圾场。管理沙迦垃圾的公司 Beeah 表示，它将创造绿色空间，并在顶部安装一个 120 兆瓦的太阳能发电设施，并从垃圾中生产氢气为垃圾车提供燃料。

Beeah 首席执行官 Khaled Al Huraimel 表示，他希望在该地区建造更多的垃圾焚烧发电设施，包括在邻国沙特阿拉伯。

能源电力新观察 2021-08-15

绝缘纯水首次在实验室转成金属

在正常条件下，纯水几乎是完美的绝缘体，水只有在极端压力下才会产生金属特性，譬如说在某些行星的深处。但据物理学家组织网近日消息称，一项国际合作研究使用完全不同的方法生产了“金属水”。这是科学家们“绕过”高压首次在实验室里让原本绝缘的纯水转变成金属。该研究现已发表在近期《自然》杂志上。

只要有足够大的压力条件，很多物质，包括水在内，都可以转化成导体，从而呈现特殊的金属性质。这是因为在高压下，原子或分子被挤压并共用电子，这些自由移动的电子，就让绝缘材料拥有了导电性。当然，这一条件意味着非常高的压力，对于纯水而言，需在 4800 万个大气压下才有可能转化为导体，这种极端压力往往仅存在于大质量行星的内部。

现在，来自世界各地 11 个研究机构组成的国际团队，“绕开”了高压条件，在德国柏林名为“BESSY II”的实验设施中完成了这项工作。研究团队突破的关键是将水与碱金属配对。碱金属其实很容易从其原子的外壳中释放电子，不过，碱金属和水之间的化学反应非常之剧烈。因此在实验中，研究人员颠倒了惯例混合方式，改为将一小点水滴在一滴碱金属上，在一个真空室内，室温下以液体形式存在的钠钾合金从一个喷嘴滴下，然后水蒸气再通过管道进入真空室，在金属液滴的外部形成一个极薄的外层。最后，电子和金属阳离子从钠钾合金中流入水中，形成导电的“金属水”。

这项研究成果避开了极端压力的条件限制，使在地球上的实验室内制备“金属水”成为可能，突破了人类对水的认知。

研究人员罗伯特·塞德尔表示，他们甚至可以用肉眼看到“金属水”的相变——“银色的钠钾液滴覆盖着金色的光芒”，令人“印象深刻”。研究人员帕弗尔·朱威尔斯则表示，观察到“金属水”是他学术生涯的高光时刻。

总编辑圈点

想象一下这个画面。一群国际团队，利用德国柏林的实验设施，一步一步操作，环环相扣，过程也必须严丝合缝。一切就像一场严谨又华丽的魔术。然后，电子和金属阳离子流入水中。金色的光芒，覆盖着银色的钠钾液，这是人类制造出的美景——金属水。这次，他们没有走“高压”路线，用精巧的设计，避免了爆炸，让纯水具备了金属特性——水中的带电粒子的行为就像金属块中的自由电子一样。制备出金属水，就像创造出了一种新的物质，这种美丽令人振奋和激动。

张梦然 科技日报 2021-08-10

瞄准千亿级别蓝海市场，这家移动储能公司想让人们随时随地能充电

移动储能就像个大型充电宝，不同的是，充电宝一般只给手机充电，移动储能产品却可以在户外给大型家电充电。

当下，新能源汽车产品牵动了人们的目光，碳中和概念也是个不小的热点，而移动储能，这个略有些拗口和陌生的名字，正处于这两个热词的交汇点上。

顾名思义，移动储能就像个大型充电宝，不同的是，充电宝一般只给手机充电，移动储能产品却可以在户外给大型家电充电。

6月10日，深圳市正浩创新科技股份有限公司（以下简称“EcoFlow 正浩”）宣布完成超1亿美元的B轮融资，由红杉资本中国基金领投，高瓴创投、中金公司联合跟投。这也意味着，该公司成为移动储能行业的新独角兽。

EcoFlow 正浩创始人王雷是香港大学研究新能源方向的博士，曾创立大疆电池研发部，负责全线产品的电池研发工作，并领导突破了无人机续航时间上的瓶颈。

自2017年创立EcoFlow 正浩品牌以来，王雷认为，自己的底色依然是一个工程师，是一个专注于“搞电池的人”。

不同于解决发电侧的大型储能问题，他瞄准的是“中小容量”储能的市场，即个人和家庭用户用电侧的需求，并且将公司定位为一家To C企业，像一些小工商作业团体也被当成C端用户来对待。

王雷及其团队首先选择攻克快充技术。2019年，EcoFlow 正浩推出第一款DELTA产品，其快充功率达到当时各厂商同级别产品充电功率的10-20倍，能够1小时充满80%，1.6小时完成充电。这款产品在日本知名众筹网站Makuake销售2.8亿日元，创造了这家网站历史第一的销售记录。

据王雷介绍，目前其产品的充电速度是同类产品的5倍左右。“我们刚推出快充技术的时候，还有竞品说用户不需要，但我们不这么看。从2017年开始，我们花了将近三年时间去开发，别人抄袭会比原创快一些，但也需要时间。”

环保理念在产品研发中也占有重要位置，其可以利用太阳能充电，设计上也使用了免喷漆外观设计。

EcoFlow 正浩还研发了BMS电池管理系统，可防止过充过放，确保电池的复用次数，使后续应用中的碳排放相比传统燃油发电机大量减少，因而“中和”了锂电池生产过程中的碳排放。

为了平衡用户在不同场景下用电需求量（容量）、产品体积重量（便携性）与电芯成本（价格）的矛盾，EcoFlow 正浩推出了两个系列的产品：睿RIVER系列（容量288-720Wh）与德DELTA系列（容量882-2016Wh）。王雷透露，两个定位不同的系列产品销售额几乎旗鼓相当。今年天猫618户外电源品类的销售成绩显示，睿RIVER Pro销量TOP1，德DELTA则是销售额的TOP1。2020年整体销售额相比2019年增加了15倍。

相比同类产品，其售价并不低，即使是最便宜的一款RIVER 600（电容量288Wh），天猫商城售价也在1999元。但王雷告诉界面新闻，去年一款RIVER产品首发发售时，有将近20%的复购率。他认为这能够说明产品满足了用户在不同场景下，比如家庭应急和户外便携的不同需求。

试水中国之前，EcoFlow 正浩选择先进入海外市场。在户外自驾露营需求较高的北美市场，2019年DELTA在众筹网站Kickstarter 48天销售额达280万美金，当时在全球同类项目中排名第85位，亚洲前五。在因地震频繁而家庭储能需求更多的日本市场，也曾多次刷新知名众筹网站Makuake销售记录。截至目前，其在海外的众筹累积销售额超1亿人民币。

据EcoFlow 正浩方面介绍，欧洲、日韩是其近期发力的重点市场，将于日后布局东南亚、非洲。相比之下，中国市场因为基础设施良好相对少一些家庭储能的场景，目前的需求更偏向户外娱乐，因此用户在产品上也更需要便携性。除此之外，其产品也用于医院应急、学校应急、市政施工、电力测绘、地理勘测等场景。

关于移动储能行业的未来发展，王雷希望能够在同行的共同努力下实现技术“平台化”。他举例，快充技术就是一个平台式的技术，如果人们都认为这是一个重要的技术突破方向，就能带来整个行业的变革式发展。

他相信这个行业正在为未来蓄力，比如新能源汽车对用电需求的刺激，以及国家对碳中和的引导，都会带来人们对移动储能的更大需求。而今新能源行业发展正旺，移动储能也可以与电动汽车、智能家居生态融为一体，比如支持其他产品在电动汽车的充电桩上充电，这也是EcoFlow 正浩新品即将发布的一个功能。

王雷认为，人类天然有着亲近自然的基因和属性，一些科技成果也应该能在户外场景充分享受，而不是受到能源供应问题的掣肘，这是移动储能行业发展的原动力。据其团队估算，未来移动储能

行业在替代传统燃油发电机后，会是千亿级别的市场。

然而，当下“宅文化”盛行，中国户外运动仍然非大众爱好。王雷承认，用户在缺乏认知时，会偏向保守地用价格来决策，但其实未必是自己真实的需求。因此，除了在各种线上渠道的信息铺设以外，更多要在线下邀请用户上手体验产品，而这确实需要实需要一个过程。

金依宁 界面新闻 2021-08-02

新型储能“十四五”规模骤增 核心技术坚持自主可控

“新型储能技术多样、高效便捷、功能多元、应用灵活。随着新型储能快速发展，顶层规划和统筹协调缺失的问题逐步凸显。”7月28日，在国家能源局召开的例行新闻发布会上，能源节约和科技装备司二级巡视员刘亚芳在回答中国经济导报记者提问时表示，《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》）指出，要开展专项规划，对储能发展需求、布局和配置原则等开展系统性研究。强调电源、电网、用户均应紧密结合能源结构、电力供需、用能需求配置储能。新型储能规划要与能源、电力、能源技术创新等规划衔接；地方规划要与国家规划充分衔接。

根据不完全统计，截至2020年底，我国已投运储能项目累计装机规模为3560万千瓦，占全球18.6%，同比增长9.8%。其中，抽水蓄能项目的累计装机占比89.3%，电化学储能占比9.2%，累计装机规模近328万千瓦。储能技术创新和产业发展，将有力促进一系列基础学科发展，加快有关装备制造领域研发创新，催生新产业、新业态，带动投资和就业，支撑构建国内国际双循环格局。

在当天的新闻发布会上，刘亚芳就近日国家发展改革委、国家能源局联合印发的《指导意见》作了解读。她强调，《指导意见》总体要求部分的基本原则，贯穿以技术革新为驱动、政策环境为保障、市场机制为依托、保障安全为底线的科学发展思路，明确统筹规划、多元发展，创新引领、规模带动，政策驱动、市场主导，规范管理、保障安全四大发展原则。

《指导意见》聚焦四大方向，明确了14项主要任务和工作要点。其中包括推动技术进步，壮大储能产业体系。刘亚芳表示，推动技术进步方面要“逐层推进，明确举措”。技术研发要坚持核心技术自主可控和路线多元化，统筹开展关键短板技术攻关；加强产学研用融合，推动创新资源培育和优化配置；加大各类示范力度，促进成果转化落地；着力全产业链培育和壮大，推动产业化基地建设。

《指导意见》明确了我国新型储能发展的主要目标：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，核心技术装备自主可控水平大幅提升，在高安全、低成本、高可靠、长寿命等方面取得长足进步，标准体系基本完善，产业体系日趋完备，市场环境和商业模式基本成熟，装机规模达3000万千瓦以上。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。

如何理解《指导意见》所确定的目标？对于中国经济导报记者的这一问题，刘亚芳说：“预计到2025年，新型储能装机规模达3000万千瓦以上，接近当前新型储能装机规模的10倍，充分展望了发展前景和市场规模。”她强调，《指导意见》不单纯强调规模发展，而是从技术进步、标准完善、产业发展、市场培育、商业模式等方面提出了多维度发展要求，注重新型储能的高质量发展。在以下四个重点工作方向上要坚持高质量发展目标：一是统筹引导发展规模和布局，充分发挥储能提升能源电力系统调节能力、综合效率和安全保障能力的作用，避免无序建设和利用不足问题；二是强化技术创新，攻克短板技术，并以技术进步推动成本下降和规模化发展，提升本体安全性和可靠性；三是完善政策配套和市场环境，充分体现储能的系统价值，通过市场机制实现盈利，培育成熟的商业模式；四是健全标准体系和行业管理，提升建设运行质量水平，强化安全风险防范。

据悉，为了保障《指导意见》工作落地，国家能源局后续还将加快编制出台“十四五”新型储能发展规划和新型储能项目管理规范，完善顶层规划和统筹协调工作，多措并举推动新型储能高质量规模化发展。

王晓涛 中国经济导报 2021-08-03

新能源场站自发配置储能或成为主要趋势

日前，在广泛征求意见后，《国家发展改革委 国家能源局关于加快推动新型储能发展的指导意见》（以下简称《意见》）正式发布，这是继 2017 年五部委联合发布的《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》后第二份针对储能发展制定的专项文件。《意见》明确，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。

当前电力系统中，新型储能已具备一定规模，应用领域不断拓展，成为电力系统规划、运行不可或缺的元素。《意见》对新型储能的发展和应用进行了顶层设计。在后期执行和推动目标落实时，各有关方面需着力解决新型储能发展过程中的基础性、共性问题，抓住“新能源+储能”这一关键，推动新型储能高质量发展。

明确新型储能发展基础性问题

储能的种类庞杂，国际电工委员会（IEC）对储能的定义是：通过设备或者物理介质将能量存储起来，并在需要时释放出来。电能属于二次能源，国内外尚未对电力系统储能作出明确定义。从功能上看，可将电力系统储能理解为：通过一种介质或者设备把电能存储起来，在电力系统需要能量或功率支撑时，以电能的形式释放到电力系统的循环过程。通常，储热、储氢、蓄冷等最终以热、氢、冷形式释放能量的手段更适合归为电力负荷，不属于电力系统储能。电力系统中，新型储能则是除抽水蓄能外，以电力为主要输出形式的储能技术。

新型储能应用领域广阔，涵盖电力系统发输配用各个环节，具有调峰、调频、备用等功能，应用场景包括新能源并网、辅助服务、火电机组配置储能、户用储能等。美国一般采用表前和表后区分储能，表前储能主要是连接到输配电网或发电资产的储能，可独立参加电力批发市场；表后储能主要应用商业、工业或居民用户表计之后，参与电力零售交易。从我国当前电力管理体制出发，按电源侧、电网侧、用户侧对储能进行分类相对清晰，其中电源侧主要是各类电源表计之前配置的储能，电网侧主要是接入公用电网的储能，用户侧主要是用户表计之后配置的储能。合理规划新型储能应用领域，有利于分类施策、分类管理。

此外，宜明确认定电力系统储能的身份和属性。储能可充电、放电，具有电源和负荷的双重属性，对储能身份和属性的认定直接关系到储能应用。2017 年，英国发布“智能灵活能源系统发展战略”，将储能的市场身份由此前的终端负荷改为发电资源，由此结束针对储能充电和放电的双重收费。在我国，目前电源侧、用户侧储能身份界定相对明确，电网侧储能的属性仍待明确。这将直接决定该类储能应履行的责任及并网管理、调度运行、电价政策等。

完善规划加强管理，规范发展新型储能

从规划方面看，宜按各类灵活性资源必要性、安全性、经济性排序，合理确定储能发展规模，保障电力可靠供应和安全稳定运行。灵活性资源主要包括燃煤机组、燃气机组、抽水蓄能、电化学储能、电网输电通道、需方响应资源等。在规划灵活性资源时，应使其与新能源发电、传统电源协调发展，优先挖掘存量灵活性资源潜力，加快推进火电灵活性改造、需求侧响应、通道灵活运行等见效快、成本低、影响范围广的措施。在现有灵活性资源不能满足系统运行需要时，再新增电化学储能等，实现规模、结构和布局的综合优化。

从调度运行方面看，对接入公用电网的新型储能系统应实行统一调度、分级管理。可按照储能装机规模进行分级管理、分级调度，在此基础上，分场景、分目标实行储能优先调度。考虑电网整体运行效率及局部调节需求，用于保障局部尖峰供电、缓解线路设备过载、保障配电网供电可靠性的储能可由地调（县调）优先调度；用于系统调频、调峰及电网暂态控制的储能可由省调优先控制；用于省间及跨省跨区调峰、保障直流输电等功能的储能可由网调优先控制。

从电力市场建设方面看，应秉持技术中立，建立公平的储能参与电力市场准入规则。对于能够通过市场盈利的应用领域，应建立并完善市场机制，确立储能市场主体地位。我国中长期电力市场、部分现货市场、调频辅助服务市场、绝大多数调峰辅助服务市场均将储能纳为市场主体，在市场规

则设计上应体现出新型储能的特点，并“按效果付费”。

从安全管理方面看，需高度重视储能消防安全，将储能设备列为特定消防对象。全球储能电站火灾事故统计结果显示，电池电芯缺陷及电池管理系统的不可靠是导致火灾事故的主要原因。随着电池老化、环境变化，以锂离子电池为代表的部分电化学储能系统发生火灾的风险一直存在并可能持续提升。一方面，制订并实施严格的标准和检测规范可大大降低火灾事故发生概率；另一方面，应构建电力系统储能安全管理体系，将储能设备划定为特定消防对象，确定储能灭火的标准操作程序等。

新能源场站自发配置储能或成为主要趋势

自2020年开始，河南、内蒙古、辽宁、湖南等省份均提出优先支持配置储能的新能源发电项目。随着碳达峰、碳中和目标的提出，各省份加大了对新能源场站配置储能的支持力度。多个省份从最初鼓励新能源场站配置储能到明确要求新能源场站配置储能。山东、海南、贵州、宁夏等省份在2021年风电、光伏发电项目竞争性配置办法规定中明确要求新能源场站配置一定容量的储能设施，新疆、广西、江西等省份优先支持承诺配置储能设施的新能源电站开发。从长远来看，即使储能成本没有大范围下降，新能源场站自发配置储能或购买储能服务也可能成为主要趋势。

配置储能可降低新能源发电的系统成本，减少辅助服务费用分摊。近年来，随着新能源接入电网的比例提升，新能源系统成本逐渐被关注。新能源系统成本一般包括备用电源配置成本、平衡成本、电网成本等。初步研究显示，电力系统中，新能源发电量占总发电量比例超过15%后，系统成本会进入快速增长阶段。今年，风电、光伏发电上网电价不再享受财政补贴，为提高上网电价竞争力，可通过配置储能提升新能源发电的可调度性，降低系统成本，减少辅助服务费用。

配置储能是新能源履行系统责任的重要技术路径。构建新能源为主体的新型电力系统，需要新能源承担作为主力电源的系统责任。2019年修订颁布的强制性国家标准《电力系统安全稳定导则》提出新能源场站应提高调节能力，必要时配置燃气电站、抽水蓄能电站、储能电站等灵活调节资源。部分省份已要求新能源机组具备一次调频等常规机组具备的能力。配置储能后，新能源可以履行系统责任，机组不用预留发电容量。

配置储能可提升新能源参与现货市场的盈利水平。由于新能源发电具有随机性，难以实时跟随现货市场价格波动调整发电出力，实现利益最大化。配置储能后，新能源电站可灵活参与市场并提升履约能力，在现货价格较低或者未能出清情况下，由新能源机组给配置的储能充电；在现货价格较高时，由储能放电以获得收益。

电力系统新型储能应用由成本、技术、市场、管理等多项因素综合决定，是一个不断探索、调整、完善的过程。契合电力系统运行需求、找准功能定位，新型储能将在以新能源为主体的新型电力系统中扮演越来越重要的角色。

时智勇 王彩霞 国家电网报 2021-08-03

推动新型储能高质量发展 支撑新型电力系统建设

日前，在广泛征求意见后，《国家发展改革委 国家能源局关于加快推动新型储能发展的指导意见》（以下简称《意见》）正式发布，这是继2017年五部委联合发布的《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》后第二份针对储能发展制定的专项文件。《意见》明确，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。

当前电力系统中，新型储能已具备一定规模，应用领域不断拓展，成为电力系统规划、运行不可或缺的元素。《意见》对新型储能的发展和应用进行了顶层设计。在后期执行和推动目标落实时，各有关方面需着力解决新型储能发展过程中的基础性、共性问题，抓住“新能源+储能”这一关键，推动新型储能高质量发展。

明确新型储能发展基础性问题

储能种类庞杂，国际电工委员会（IEC）对储能的定义是：通过设备或者物理介质将能量存储起来，并在需要时释放出来。电能属于二次能源，国内外尚未对电力系统储能作出明确定义。从功能上看，可将电力系统储能理解为：通过一种介质或者设备把电能存储起来，在电力系统需要能量或功率支撑时，以电能的形式释放到电力系统的循环过程。通常，储热、储氢、蓄冷等最终以热、氢、冷形式释放能量的手段更适合归为电力负荷，不属于电力系统储能。电力系统中，新型储能则是除抽水蓄能外，以电力为主要输出形式的储能技术。

新型储能应用领域广阔，涵盖电力系统发输配用各个环节，具有调峰、调频、备用等功能，应用场景包括新能源并网、辅助服务、火电机组配置储能、户用储能等。美国一般采用表前和表后区分储能，表前储能主要是连接到输配电网或发电资产的储能，可独立参加电力批发市场；表后储能主要应用在商业、工业或居民用户表计之后，参与电力零售交易。从我国当前电力管理体制出发，按电源侧、电网侧、用户侧对储能进行分类相对清晰，其中电源侧主要是各类电源表计之前配置的储能，电网侧主要是接入公用电网的储能，用户侧主要是用户表计之后配置的储能。合理划分新型储能应用领域，有利于分类施策、分类管理。

此外，宜明确认定电力系统储能的身份和属性。储能可充电、放电，具有电源和负荷的双重属性，对储能身份和属性的认定直接关系到储能应用。2017年，英国发布“智能灵活能源系统发展战略”，将储能的市场身份由此前的终端负荷改为发电资源，由此结束针对储能充电和放电的双重收费。在我国，目前电源侧、用户侧储能身份界定相对明确，电网侧储能的属性仍待明确。这将直接决定该类储能应履行的责任及并网管理、调度运行、电价政策等。

完善规划加强管理，规范发展新型储能

从规划方面看，宜按各类灵活性资源必要性、安全性、经济性排序，合理确定储能发展规模，保障电力可靠供应和安全稳定运行。灵活性资源主要包括燃煤机组、燃气机组、抽水蓄能、电化学储能、电网输电通道、需方响应资源等。在规划灵活性资源时，应使其与新能源发电、传统电源协调发展，优先挖掘存量灵活性资源潜力，加快推进火电灵活性改造、需求侧响应、通道灵活运行等见效快、成本低、影响范围广的措施。在现有灵活性资源不能满足系统运行需要时，再新增电化学储能等，实现规模、结构和布局的综合优化。

从调度运行方面看，对接入公用电网的新型储能系统应实行统一调度、分级管理。可按照储能装机规模进行分级管理、分级调度，在此基础上，分场景、分目标实行储能优先调度。考虑电网整体运行效率及局部调节需求，用于保障局部尖峰供电、缓解线路设备过载、保障配电网供电可靠性的储能可由地调（县调）优先调度；用于系统调频、调峰及电网暂态控制的储能可由省调优先控制；用于省间及跨省跨区调峰、保障直流输电等功能的储能可由网调优先控制。

从电力市场建设方面看，应秉持技术中立，建立公平的储能参与电力市场准入规则。对于能够通过市场盈利的应用领域，应建立并完善市场机制，确立储能市场主体地位。我国中长期电力市场、部分现货市场、调频辅助服务市场、绝大多数调峰辅助服务市场均将储能纳为市场主体，在市场规则设计上应体现出新型储能的特点，并“按效果付费”。

从安全管理方面看，需高度重视储能消防安全，将储能设备列为特定消防对象。全球储能电站火灾事故统计结果显示，电池电芯缺陷及电池管理系统的不可靠是导致火灾事故的主要原因。随着电池老化、环境变化，以锂离子电池为代表的部分电化学储能系统发生火灾的风险一直存在并可能持续提升。一方面，制订并实施严格的标准和检测规范可大大降低火灾事故发生概率；另一方面，应构建电力系统储能安全管理体系，将储能设备划定为特定消防对象，确定储能灭火的标准操作程序等。

新能源场站自发配置储能或成为主要趋势

自2020年开始，河南、内蒙古、辽宁、湖南等省份均提出优先支持配置储能的新能源发电项目。随着碳达峰、碳中和目标的提出，各省份加大了对新能源场站配置储能的支持力度。多个省份从最初鼓励新能源场站配置储能到明确要求新能源场站配置储能。山东、海南、贵州、宁夏等省份在2021

年风电、光伏发电项目竞争性配置办法规定中明确要求新能源场站配置一定容量的储能设施，新疆、广西、江西等省份优先支持承诺配置储能设施的新能源电站开发。从长远来看，即使储能成本没有大范围下降，新能源场站自发配置储能或购买储能服务也可能成为主要趋势。

配置储能可降低新能源发电的系统成本，减少辅助服务费用分摊。近年来，随着新能源接入电网的比例提升，新能源系统成本逐渐被关注。新能源系统成本一般包括备用电源配置成本、平衡成本、电网成本等。初步研究显示，电力系统中，新能源发电量占总发电量比例超过 15%后，系统成本会进入快速增长阶段。今年，风电、光伏发电上网电价不再享受财政补贴，为提高上网电价竞争力，可通过配置储能提升新能源发电的可调度性，降低系统成本，减少辅助服务费用。

配置储能是新能源履行系统责任的重要技术路径。构建新能源为主体的新型电力系统，需要新能源承担作为主力电源的系统责任。2019 年修订颁布的强制性国家标准《电力系统安全稳定导则》提出新能源场站应提高调节能力，必要时配置燃气电站、抽水蓄能电站、储能电站等灵活调节资源。部分省份已要求新能源机组具备一次调频等常规机组具备的能力。配置储能后，新能源可以履行系统责任，机组不用预留发电容量。

配置储能可提升新能源参与现货市场的盈利水平。由于新能源发电具有随机性，难以实时跟随现货市场价格波动调整发电出力，实现利益最大化。配置储能后，新能源电站可灵活参与市场并提升履约能力，在现货价格较低或者未能出清情况下，由新能源机组给配置的储能充电；在现货价格较高时，由储能放电以获得收益。

电力系统新型储能应用由成本、技术、市场、管理等多项因素综合决定，是一个不断探索、调整、完善的过程。契合电力系统运行需求、找准功能定位，新型储能将在以新能源为主体的新型电力系统中扮演越来越重要的角色。

时智勇 王彩霞 国家电网报 2021-08-03

氢燃料发电设施和锂离子电池储能系统哪个更具成本效益？

根据麻省理工学院的一项研究，氢燃料发电设施将与锂离子电池储能系统在季节性储能应用方面展开市场竞争，其成本竞争力将取决于它们可能取代的天然气发电厂热效率。

麻省理工学院的科学家在技术和经济方面进行了分析，以评估氢燃料发电设施与锂离子电池储能系统在替代天然气发电厂发挥作用之间的潜在竞争，并发现锂离子电池储能系统在成本方面可能是最有效的解决方案，尽管在某些情况下氢燃料发电设施是一种更加可行的替代方案。

他们在发表的一篇名为《按季节平衡加州电力系统的技术经济分析：氢气与锂离子电池》论文指出，采用氢气为燃料的燃气轮机(HFGT)目前能够以 1,320 美元/kW 成本运营，将会取代天然气发电厂，可以满足季节性平衡电网的需求。论文中假设氢气燃气轮机(HFGT)的维护成本与天然气发电厂的维护成本相同，每年约为 13 美元/kW，而氢气的运输成本估计为 0.6 美元/kg 到 2 美元/kg。

此外，根据麻省理工学院的科学家的计算，目前绿氢的生产成本在 3 美元/kg 到 10 美元/kg，具体取决于生产条件，而灰氢或蓝氢的生产成本分别为 1 美元/kg 和 1.50 美元/kg。他们在文章中指出，“假设质子交换膜(PEM)电解槽的利用率为 40%，输入电力成本为 10 美元/MWh，绿氢的生产成本为 5 美元/kg，绿氢目前的成本显然比灰氢或蓝氢更昂贵，但随着市场需求的增加，预计到 2050 年，绿氢生产成本将下降 70%。”

至于锂离子电池储能系统的成本，100MW/400MWh 电池储能系统的建造成本可能降到 236.5 美元/MWh。

麻省理工学院的研究团队在这两种能源能够满足 2019 年加州天然气发电设施实现的发电量的情况下，比较了氢气燃气轮机(HFGT)和大型锂离子电池储能系统的平准化能源成本(LCOE)。并假设部署的这两类项目工作寿命均为 15 年，贴现率都为 10%。报告进一步解释说，“我们将氢气燃气轮机(HFGT)的年燃料消耗量计算在购买氢气运行设施相关的总成本之内，而锂离子电池储能系统的年

燃料消耗量等于储能系统中存储电力的总成本。”

分析表明，氢气燃气轮机(HFGT)的竞争力主要取决于它们应该替换的天然气发电厂热效率。而热效率代表着发电厂的效率。研究人员声称，当热效率更高时，氢气燃气轮机(HFGT)比锂离子电池储能系统更具竞争力。此外，他们发现由二氧化碳捕获产生的蓝氢驱动的氢燃气轮机(HFGT)可能是天然气发电厂更具成本竞争力的替代品。研究人员在论文指出：“我们发现当今市场的电价不足以证明对这项技术的投资是合理的。但是，我们注意到随着可变可再生能源发电量在市场中的份额不断增长，市场内可能出现更极端的电价模式。”

刘伯洵 中国储能网 2021-08-06

“图灵膜”为锌电池开发提供新路径

记者从中国科学院大连化学物理研究所获悉，该所研究员李先锋团队在锌基电池的膜材料研究方面取得新进展。该团队通过膜材料的结构设计，实现了高面容量、高电流密度条件下锌均匀沉积过程，并对膜结构调控锌沉积过程的机理进行了详细地研究和探讨。相关研究成果发表在《美国化学会志》上。

可再生能源的快速发展，推动了以锌化学为基础的高能量密度储能器件的开发和研究。锌二次电池具有成本低、安全性高、能量密度高等优势，且与水性电解质具有良好的相容性，在储能领域特别是用户侧储能领域具有较好的应用前景。

“然而，锌在沉积过程中容易产生锌枝晶，且在高面容量、高电流密度条件下这种现象更明显，严重影响了电池的循环寿命。”李先锋研究员说，经过多次实验，该团队研发出一种具有表面有序波动条纹的新型聚合物膜——图灵膜，可以实现高面容量、高电流密度下的锌均匀沉积。

李先锋研究员介绍，在图灵膜的设计中，膜表面条纹的波峰和波谷可以通过控制微区载流子通量，从而有效调节锌酸根（ $Zn(OH)_4^{2-}$ ）的分布，并提供更多的锌沉积空间。同时，膜形成过程中，表面配位的铜离子与 $Zn(OH)_4^{2-}$ 相互作用，进一步诱导了锌的均匀沉积。

据悉，在较高电流密度下，采用图灵膜组装的碱性锌铁液流电池可以在超高面容量条件下稳定工作，这为高稳定锌基二次电池的开发提供了新思路。

郝晓明 科技日报 2021-08-06

我国在建及建成的超低能耗建筑项目达约 1000 万平方米

“超级节能，冬暖夏凉！”走进位于北京大兴区半壁店村的“零舍”，400 平方米的建筑，夹心保温红砖砌墙、彩色薄膜光伏铺顶，天友集团首席建筑师、天津大学建筑学院教授任军自豪地介绍，这个由农房改造而来的示范项目，建筑综合节能率和可再生能源利用率分别达到 75%、60%，“之所以取名‘零舍’，体现了我们从近零能耗迈向零能耗的决心。”

住房和城乡建设部标准定额司相关负责人告诉记者，超低能耗建筑通过适应气候特征和场地条件，充分利用自然通风、天然采光以及围护结构保温隔热等技术措施，采用高效能源设备，最大程度降低建筑供暖、空调与照明能耗。在超低能耗建筑基础上，通过增加可再生能源建筑应用等技术措施，可实现近零能耗、零能耗。

超低能耗建筑究竟什么样？应用超低能耗建筑对于实现碳达峰、碳中和目标有何积极意义？记者进行了采访。

保温强、气密好、用能少，超低能耗建筑绿色宜居

超低能耗建筑的技术路径可以概括为“被动优先、主动优化”，即通过建筑被动式技术、主动式高性能能源系统及可再生能源系统应用，最大程度减少化石能源消耗。

——被动优先，降低建筑冷热需求。

在河北高碑店市，规划建筑面积约 120 万平方米的列车新城项目正加紧建设，其中首批次 26 栋住宅、1 所幼儿园已竣工交付。

在传统建筑中，受墙体门窗等隔热保温性能不良、气密性不佳等影响，室温受气温影响很大，尤其在冬夏两季，往往要借助暖气、空调等来调节室温。但在列车新城，无需传统暖气、空调，屋内温度常年维持在 20 至 26 摄氏度、相对湿度保持在 30%至 60%。

“秘诀之一就是为建筑穿上‘棉衣’，大幅减少室内冷热能量的损失。”龙湖集团北京公司工程负责人王长明介绍，建筑外墙保温层由普通住宅的 7 至 8 厘米，增厚到 15 至 25 厘米，并采用石墨聚苯板等性能优异的保温材料；窗户型材厚度约为普通住宅的 2 倍，采用的“三玻两腔”玻璃内部填充惰性气体，四周有暖边条保护，保证气密性。项目投入使用后，每年能节约燃气约 216 万立方米、节约电量约 319 万千瓦时。

被动式技术的另一个秘诀，是巧妙应用自然采光和遮阳技术，减少用能负荷。在列车新城项目周边的超低能耗建筑主题馆，南立面由 133 片灰色机翼遮阳百叶和木索幕墙系统组成，可跟随太阳高度和室内外温度自动调节，夏季向下倾斜以有效屏蔽太阳辐射，冬季向上倾斜以最大限度获取热量。

——主动优化，应用高性能能源系统及可再生能源。

除了被动适应气候和场地条件，超低能耗建筑还能通过提升能源系统使用能效，并利用可再生能源对建筑能耗进行平衡和替代，从而达到近零能耗。

在“零舍”项目，阳光透过彩色薄膜光伏顶落在屋内墙面上，仿若波光粼粼。任军告诉记者，“零舍”安装了 200 片太阳能光伏瓦以及 14 片彩色薄膜光伏采光顶，年发电量超过 7000 千瓦时，能够满足屋内除新风一体机外所有电器设备的用电需求，此外太阳能热水系统还能为建筑提供热水。

能源系统和设备效率的提升，同样是建筑能耗降低的重要环节。在中国建筑科学研究院内的一栋近零能耗示范建筑，全年暖通空调和照明设计电耗目标值为每平方米 25 千瓦时、较同类建筑降低 80%，实际运行值则更低、为每平方米 21.6 千瓦时。“以北京市同类项目为基准进行比较，这一项目每平方米可节电 78 千瓦时，每年减少二氧化碳排放 225 吨。”中国建筑科学研究院研究员张时聪说。

超低能耗建筑前景广阔，对实现碳达峰、碳中和目标具有积极意义

努力打好实现碳达峰、碳中和这场硬仗，建筑领域责任重大。据测算，2018 年全国建筑运行过程碳排放量约占当年全国碳排放量的 22%。

据了解，以现行的节能设计标准为基准，超低能耗建筑的建筑能耗水平要降低 50%以上。当前我国在建及建成的超低能耗建筑项目约 1000 万平方米，这相当于 1400 个标准足球场，其中约 60% 分布在北京、河北、山东和河南。“虽然每年新建超低能耗建筑的面积占比还很小，但增长非常迅速。”任军说。

超低能耗建筑的快速推广，离不开相应政策的支持。近年来，我国陆续颁布支持超低能耗建筑建设的有关政策。住建部等七部门去年联合印发的《绿色建筑创建行动方案》提出，鼓励各地因地制宜提高政府投资公益性建筑和大型公共建筑绿色等级，推动超低能耗建筑、近零能耗建筑发展，推广可再生能源应用和再生水利用。

各地也纷纷推出资金奖励、容积率奖励、保障土地供应等具体措施，激励示范项目建设。比如在河北，自 2014 年开始，省财政每年安排建筑节能专项资金对超低能耗建筑项目进行补助，截至 2020 年 4 月已累计补助 1.2 亿元；江苏提出，大力发展超低能耗、近零能耗、零能耗建筑，推动政府投资项目率先示范，持续开展绿色建筑示范区建设；河南提出，对装配式低能耗、超低能耗建筑增加的外墙保温部分，不计入容积率核算的建筑面积。

尽管前景广阔，也有专家提醒，超低能耗建筑在我国发展必须因地制宜，根据不同气候区的特点采用适宜的技术策略。

任军分析，我国有不同气候区，在夏热冬暖气候区，外围护体系的保温就不是超低能耗的主要技术，而应主要通过通风和遮阳技术降低空调能耗；在夏热冬冷的长江流域，建筑则需要平衡采暖

和空调的不同能耗需求。

推广超低能耗建筑，须多方共同发力

超低能耗建筑优势多，但也带来了一定的增量成本。张时聪介绍，目前超低能耗建筑增量成本约为每平方米 800 至 1000 元，投资回收期约为 7 至 10 年，“相信随着超低能耗建筑规模发展、产业化程度不断提高，增量成本将进一步下降，性价比会不断提升。”

在实现碳达峰、碳中和目标的背景下，应如何最大程度发挥超低能耗建筑的作用？专家提出，应从逐步提高建筑节能标准、加快发展配套关键产品、培养复合型相关人才、加大政策支持力度等方面共同发力。

在任军看来，其中尤其要注重发展国产化的超低能耗关键部品和设备产业，包括高性能门窗、遮阳系统、保温材料等。对此，河北提出，将重点培育防水隔气膜、防水透气膜、玻璃间隔条等企业；鼓励开展新型保温材料、高效节能门窗、高效热回收新风系统等配套产品、技术、装备的研发和应用。

中国建筑科学研究院专业总工程师徐伟建议，在未来城镇化发展的重点区域，尽快开展不同气候区、不同建筑类型的超低能耗建筑规模化推广示范工作，加快引导产业发展。同时可以因地制宜将绿色节能技术与老旧小区、农房改造相结合，既能节约能源消耗，又能助力美好生活。

住建部标准定额司相关负责人表示，下一步拟通过制定强制性标准，不断提高建筑节能标准水平，在适宜的气候区全面推动超低能耗建筑发展，为城乡建设领域尽早实现碳达峰、碳中和作出贡献。

丁怡婷 人民网—人民日报 2021-08-11

湖北 8 个林业碳汇项目年均减排 76.8 万吨

湖北省目前已开发中国核证自愿减排（CCER）林业碳汇项目 8 个，共计 94.36 万亩，预计年均减排 76.8 万吨。

湖北省森林面积 1.16 亿亩，森林蓄积量 4.15 亿立方米，森林生态系统每年吸收二氧化碳超过 4800 万吨。2014-2019 年，湖北省中国核证自愿减排项目共抵消二氧化碳 352 万吨，产生收益约 6794 万元，其中贫困地区产生收益约 5000 万元。咸宁市通山县竹子造林碳汇项目是我国首个可进入国内碳市场交易的中国核证自愿减排竹子造林碳汇项目，成为湖北碳市场积极探索“工业补偿农业、城镇补偿农村、排碳补偿固碳”生态补偿机制的缩影。

湖北还针对林业、农村能源系统进行了 4 次约 300 人的项目开发培训，开发林业碳汇项目 8 个、农村沼气项目 55 个。

赵辉 王永生 中国绿色时报 2021-08-02

“智慧低碳多能互补”海洋牧场 乡村振兴示范区在山东威海建成

7 月 29 日，随着最后一批空气源热泵安装到位，山东威海爱伦湾海洋牧场实现清洁用能全覆盖。国网山东省电力公司首个基于海洋产业的“智慧低碳多能互补”海洋牧场乡村振兴示范区建成。

年初，结合威海市资源禀赋、产业结构和能源消费特点，国网山东电力与威海市政府共同在爱伦湾海洋牧场打造山东省首个基于海洋产业的“智慧低碳多能互补”海洋牧场乡村振兴示范区，重点针对海洋生物繁育、海产品深加工等产业实施电能替代，助力海洋牧场降本增效、转型发展。

“我们运用综合能源技术，应用分布式光伏电站、高效热泵、分布式储能等多种装置及技术，提升了海洋牧场的能效。”海洋牧场相关负责人刘乘麟介绍。以鱿鱼烘干为例，示范区建设前，企业采用天然气锅炉烘干的成本为每千克 9.5 元；示范区建成后，采用空气源热泵替代天然气锅炉，烘干成本下降至每千克 5.3 元。

建设过程中，威海供电公司派出技术人员，帮助企业、养殖户等对微藻培养大棚、鲍鱼育苗车间、海带育苗车间等实施多能互补综合改造，协助安装了空气源热泵、照度传感器、温湿度传感器、空气质量传感器及水质传感器等设施。企业和养殖户实现了夏季、冬季棚内温度的合理控制及海洋生物全年连续繁育。

爱伦湾海洋牧场位于荣成市，占地 8.55 万亩。“智慧低碳多能互补”海洋牧场乡村振兴示范区建成后，应用各类多能互补设施，示范区每年可减少人工成本 30 万元，降低生产用能成本 25%，年减排二氧化碳 100 吨。

牟金磊 国家电网报 2021-08-07

发展生活垃圾焚烧发电推进节能减排的相关探讨

现如今，在我国工业化进程快速推进的背景下，环境问题越来越突出。“垃圾围城”已成为一线城市在发展所面临的主要问题，大部分城市的固体废弃物是非常难以处置的，影响了人们的生活质量。在此背景下，各大城市要想解决垃圾排放等问题，需要发展生活垃圾焚烧发电行业，实现对垃圾的有效处理，加强对资源地合理利用，进而实现节能减排的目的。

随着我国城市化发展程度不断提高，垃圾处理问题已经成为制约我国全面建成小康社会的主要因素之一。垃圾焚烧发电属于一种清洁化效果非常好的方式，由于其本身还具有减量化程度高和垃圾处理能力强等优势，所以其已经在新型城镇化建设中得到了有效应用，在一定程度上解决了垃圾处理问题，实现了对周围环境的保护。

一、发展生活垃圾焚烧发电的实际情况

新时期，国家的重点区域城市群为了协调发展，促进城市化建设进程，加强了对垃圾处理工作的重视。但是，在具体工作中还存在一定的问题，尤其是在人们消费水平不断提高的背景下，垃圾产生量也在日益增加，大部分城市都已经被垃圾所包围[1]。

在十九大报告中已经指出了“加快生态文明体制改革，建设美丽中国”的重要性，并且将垃圾的处理问题也列入了“突出环境问题”中。因此，各大城市在对此问题进行处理时，需要在可持续发展的角度出发，重点加强对固体废弃物和垃圾的处置，然后在此基础上形成能够节约资源以及保护环境的空间格局和产业结构。在此过程中，还要注意生产的方式，保证垃圾处理的减量化和资源化。发展生活垃圾焚烧发电在此背景下的优势越来越明显，可以说其已经成为垃圾处理未来发展的主要方向。

在对当前我国垃圾焚烧发电产业的发展情况进行分析时，发现自从 1985 年我国在深圳就建造垃圾焚烧发电厂，到目前已经经历了 30 多年的发展和探索，直到最近几年才形成了比较稳定的产业格局。在 2016 年底，全国已经的投产生活垃圾焚烧发电项目有 273 个，其中的网装机容量合计有 543 万千瓦，年垃圾处理量已经超过了 8000 万吨。通过对上述数据信息的分析，足以说明了发展生活垃圾焚烧发电行业的重要性。

二、发展生活垃圾焚烧发电推进节能减排的措施

（一）开发新的垃圾焚烧装置

现如今，在我国科学技术水平不断提高的背景下，以前的垃圾焚烧装置和相关设备已经不能满足节能减排的要求了，需要努力研制以及开发经济实用型的垃圾焚烧装置，实现对垃圾的有效处理[2]。

但是在对相关设备进行研发中会涉及比较高的投资，我国当前能够生产的焚烧炉本身的自动化程度不高，并且其运行稳定性和安全性也比较较差，所以其并不能进行大规模集中的生活垃圾焚烧，影响了发电效果。因此，在此背景下，需要在我国的实际国情出发，选择合适的设备和技术，降低运行成本，积极发展环保产业，从而更好地改善我国当前垃圾地污染现状。

（二）因地制宜，推进发电热电联产

为了解决生活垃圾处理问题，国家的能源局在《关于开展“百个城镇”生物质热电联产县域清洁供热示范项目的通知》中，已经提出了 136 个生物质热电联产的示范项目，主要引导各地政府部门结合实际的情况，做好环保和社会稳定风险评估等工作。

特别是在大中城市和人口密集的县城等，要结合当地的热负荷，因地制宜，不断推进新建垃圾发电项目热电联产措施的实施，还可以对已有项目实行供热进行改造，然后采取不同的经济措施，进一步促进生活垃圾焚烧发电行业的发展，实现工业园区的清洁供暖，减少资源浪费情况的发生，进而保障垃圾焚烧发电分布式热电联产措施实施的有效性[3]。

（三）加强垃圾分类工作，实现对垃圾焚烧发电技术的精细化管理

首先，在发展生活垃圾焚烧发电行业前，需要结合实际的生活垃圾处理情况，建立完善的分类垃圾处理系统，然后在此基础上实现对收集储运系统的优化，不断推广密闭化收运，并且还要实现干、湿分类收集的转运。在此过程中，要改善垃圾渗滤液处理情况，强化焚烧设备的飞灰处理处置和恶臭处理等综合能力。

此外，当地的政府需要适当对垃圾的焚烧发电项目进行补贴，积极鼓励各大企业发展垃圾焚烧发电项目，优化处理流程。在此过程中，还建议政府部门和环卫、电力等部门，要结合实际的处理情况，在宏观效益的角度出发，给予焚烧厂垃圾补贴费以及其他方面的优惠，为相关项目的实施提供条件。

做好对垃圾焚烧发电技术的精细化管理工作也是保证我国生态环境的主要措施。这就要求相关的技术人员要加强对现有垃圾焚烧设备的研发，加强工程建设和运营管理的力度，实现对相关技术的创新和管理。此外，还要对生产和处理等过程中进行精细化管理，然后通过对垃圾焚烧技术应用，让垃圾焚烧的流程更加标准化，从而实现节能减排的目的。

（四）加大宣传与监管力度

除了要做好上述基础工作外，还要开展相关的宣传活动，让人们和企业等都认识到发展生活垃圾焚烧发电行业的重要性，强化他们的节能意识，加大对垃圾发电厂等邻避设施的监督力度，避免对人们的身体健康，或者是环境质量等带来影响。在此背景下，各地政府需要积极发挥自己本身的引导作用，完善垃圾焚烧设施，将其纳入城市规划。同时，还要积极开展宣传教育活动，保证公众的知情权和参与权，通过对相关活动的开展缓解公众的“邻避心理”[4]。

此外，还要加强对垃圾焚烧电厂整体运行过程的监管，向周边所生活的居民设立共享的区域，并且还要因地制宜配套绿化和休闲等设施，实施优惠供热和供电等服务，可以安排群众就近就业，强化他们的环境保护意识，规范他们的垃圾处理行为，在此基础上将“邻避效应”变为“邻利效益”，从而实现对我国资源地充分应用。

结束语

由此可见，要想在新时代下，进一步促进我国的城市化建设进程，加强对环境的保护，需要解决生活垃圾问题，积极发展生活垃圾焚烧发电，在满足人们用电需求的同时，对生活垃圾进行节能化处理，从而实现节能减排的目的。

梁亮 中国电业 2021-08-05

单位 GDP 能耗降低 13.5% 加快形成能源节约型社会

我国是能源消费大国，节能潜力巨大。2012 年以来我国单位国内生产总值(GDP)能耗累计降低 24.6%，相当于减少能源消费 12.7 亿吨标准煤。2012 年至 2019 年，我国以能源消费年均 2.8% 的增长支撑了国民经济年均 7% 的增长，能源利用效率显著提高。

“十四五”规划纲要将“单位 GDP 能源消耗降低 13.5%”作为经济社会发展主要约束性指标之一。在实现碳达峰碳中和目标背景下，怎么理解这一指标的意义？如何保障顺利实现？记者采访了相关部门和专家。

推动转型升级，有利于提升能耗较低行业比重

我国是一个人口众多、资源相对不足的国家，人均能源资源拥有量较低。“以更大力度实施节能降耗，不断完善能耗双控制度，不仅有助于缓解能源供应保障压力，以较低的能源消费增速支撑较快的经济社会发展，也可避免透支未来的战略资源、环境空间和发展潜力。”国家能源局有关负责人说。

该负责人介绍，经初步研究预测，为实现“单位 GDP 能源消耗降低 13.5%”的目标，“十四五”时期，我国将以年均 2% 左右的能源消费增长支撑 5% 左右的 GDP 增速，经济社会发展对能源消耗的依赖程度进一步降低。

降低单位 GDP 能耗，也是推进能源清洁低碳转型、倒逼产业结构调整的现实需要。

国家能源局有关负责人告诉记者，初步测算，“十四五”期间，单位 GDP 能耗降幅每扩大 1 个百分点，每年可减少能源消费 0.5 亿吨标准煤以上，相应减少二氧化碳排放 1 亿吨以上；经济增量部分对应的能耗强度仅为目前的 1/3 左右，将以更大力度减少高耗能高排放项目。

另一方面，当前我国经济结构中第二产业比重、高耗能产业比重相对较高。“单位 GDP 能耗下降目标将推动第二产业比重下降和第三产业比重上升。”国网能源研究院副总经济师单葆国分析，这一目标将推动钢铁、有色、建材、化工等传统高耗能行业加快转型升级，还有利于提升高技术制造业和装备制造业等能耗较低行业的比重。

能源利用效率较快提升，但利用方式还比较粗放

过去 40 年，我国单位 GDP 能耗年均降幅超过 4%、累计降幅近 84%，节能降耗成效显著，能源利用效率提升较快。但从国际比较来看，我国单位 GDP 能耗仍是世界平均水平的 1.5 倍。

“我国工业上先进节能技术的普及率平均不到 30%，而且还有不少亚临界机组。投入资金进行技术改造，可以有效提高能效。”中国能源研究会学术顾问周大地说。单葆国介绍，据初步测算，未来随着技术节能、结构节能、管理节能的持续推进，2030 年我国单位 GDP 能耗有望较 2020 年下降 30% 左右。

尽管潜力巨大，也要看到完成“单位 GDP 能源消耗降低 13.5%”的目标，仍然面临一定的困难和挑战。

国家能源局有关负责人分析，首先，我国正处于工业化、城镇化快速发展阶段，居民生活、交通等领域用能持续增长，能源消费将保持刚性增长态势；其次，节能潜力挖掘难度增大，成本低、见效快的节能技术和工程已普遍应用实施，一些最新技术投资大、应用少，企业节能潜力收窄；此外，我国经济结构中第二产业比重较高，高耗能产业比重较高，再加上用能结构依然以煤炭为主，而煤炭的终端利用效率又较低，能源利用方式还比较粗放。

降低单位 GDP 能耗的过程中，毫无疑问，要重点控制化石能源消费、加快发展非化石能源。“十四五”规划纲要也提出，“非化石能源占能源消费总量比重提高到 20% 左右”。

在单葆国看来，这是一个由增量替代到存量替代的长期过程，化石能源还不太可能马上退出，需要科学合理地用好化石能源，实现化石能源与非化石能源之间的有序衔接，“要统筹好发展与安全的关系，坚守能源安全底线，能源供应不能出现大的缺口；也要统筹好存量与增量的关系，不能‘急刹车’‘急转弯’，在增量上要符合技术路线需求，存量上要加大清洁低碳改造利用。”

多措并举推动节能降耗，提升重点领域能效水平

如今，玻璃行业正从过去的高耗能向节能环保迈进。在中建材蚌埠玻璃工业设计研究院，一批批薄如 A4 纸的 0.12 毫米超薄电子触控玻璃运往各地。“熔窑是玻璃工厂的主要耗能设备，我们在生产过程中采用全氧、富氧等燃烧技术加快燃烧速度，并且利用红外高辐射节能涂料加强保温效果，每平方米玻璃能节约近 1/3 天然气。”中建材蚌埠玻璃工业设计研究院副院长、总工程师张冲介绍。

工业、建筑、交通等领域是节能减排的重点行业领域，其中工业领域能耗占全社会能耗的 60% 左右。为确保如期完成目标，国家能源局有关负责人说，“十四五”期间，重点开展的工作之一就是要在重点行业领域推动开展节能改造，提高能效标准，鼓励清洁高效用能。

与此同时，还要提升终端用能电气化水平。“电能的终端利用效率在所有能源中最高，可以达到90%以上。在终端用能环节推动电能替代化石能源，有助于促进单位GDP能耗降低。”单葆国介绍，相关研究表明，1990—2020年，我国终端电气化水平每增加1个百分点，单位GDP能耗下降约2.8%。

电动汽车在路上飞驰、岸电桩在航道遍布、取暖“煤改电”在农村推广……电能替代广度深度正在不断拓宽。当前，我国电气化进程总体处于中期中级阶段，2020年电能占终端能源消费比重为27%。单葆国分析，在能源清洁低碳转型的大背景下，我国电气化水平将加速提升。预计到2030年，我国电气化水平将达到38%左右。

完成单位GDP能耗降低目标，也离不开能耗总量和强度双控制度的强化和完善。国家能源局有关负责人表示，“十四五”期间，将加强产业布局和能耗双控政策衔接，推动地方实行用能预算管理，严格节能审查，坚决遏制“两高”项目盲目发展，优先保障居民生活、现代服务业、高技术产业和先进制造业等用能需求。

控制能源消费总量和能耗强度会不会影响经济发展？

周大地认为：“发展经济，应当根据能源资源禀赋，通过改善产业结构和贸易结构来实现。加速淘汰高耗能、高排放落后产能，原来的能源消耗总量可以支撑更大经济规模，经济发展质量和效益也可以提高。”

国家能源局有关负责人表示，“十四五”期间，将合理控制能源消费总量并适当增加管理弹性，差别化分解各地区能耗“双控”目标，强化目标责任落实；同时，完善用能权有偿使用和交易制度，加快建设全国用能权交易市场，推动能源要素优化配置。

丁怡婷 人民日报 2021-08-10

首个“近零能耗”样板楼亮相副中心



炎炎夏日不用费电吹空调，严寒冬日无须外界供暖气，国内能源行业首个“近零能耗”建筑今年10月底将在北京城市副中心正式投入使用。

“近零能耗”建筑位于潞苑北大街河东五号调峰热源厂，是栋地上三层、地下两层，总面积 5200 平方米的灰色小楼。一栋小楼，就集纳了地源热泵、空气源热泵、光伏发电、储能罐、全智能感应“室外窗帘”等 10 余项高科技节能新技术，成为名副其实的“节能样板楼”。这栋楼的全名叫“北京城市副中心智慧能源服务保障中心”，是一处集客服、应急抢修、调度于一体的供能指挥服务中心。

5 个储能罐储存地热能空气能太阳能

“近零能耗”小楼已完成主体结构建设和外立面装修，露出真容。看似与其他楼一般无二的小灰楼，在楼前的深坑内，却并排深埋着一个个橙色的巨大金属储能罐。

原来，这栋楼里分别安装了地源热泵、空气源热泵，屋顶和幕墙上还覆盖有光伏发电板。热泵从地下“捕捉”地热能，从空气中“吸收”空气能；光伏发电板则能够通过太阳能发电，这些从大自然“捕捉”“吸收”到的能量，被分别储存在储能罐中。

“地下一共埋了 5 个储能罐，储备的能量既能在冬天转化成暖气为整栋楼供热，又能在夏天转化成冷气为整栋楼降温，还能储备‘绿电’为整栋楼供电。正常情况下，5 个储能罐中储备的能量，基本能够满足整栋楼的暖气供热和空调供冷需求。”北京城市副中心智慧能源服务保障中心近零能耗示范项目办公室主任张谷成首先揭开了小楼应用“绿能”的秘密。

通州区城管委工作人员王节表示，该建筑相比于传统建筑，使用的能源中有大约 60%是可再生能源。

给房子“披棉袄”，薄墙更保温

这栋“近零能耗”小楼，无论春夏秋冬，始终能够保持 20 摄氏度左右“四季如春”的室温。

“窗户、窗帘、墙体，设计的时候都有秘诀，就像是给房子披上了件棉袄，达到被动节能的良好效果。”张谷成介绍说。

楼内的每扇窗户，厚度都是普通家用铝合金窗的 3 倍。原来，无论是窗框还是玻璃，都经过了特别设计。窗框内填充有特殊隔热材料，三层玻璃之间则充满稀有气体“氩气”，玻璃表面还镀上了一层特殊的隔热膜。有了层层防护，一扇窗户的隔热能力，堪比一堵实心砖墙，能够最大限度避免外界的冷热空气与室内交换造成能量流失。

大楼东西和南面的每扇窗外，还外挂了能感知外界天气的“智能窗帘”，可以根据室外的温度、光照，自动开合，并自动调整每一片窗帘叶片的遮光角度。

墙体增加了“双重保温”新技术，墙更薄，保温性能反而更好。记者看到，墙体在普通外保温层中，特别内置了一层“真空绝热板”。有了“双保险”后，10 厘米的“薄墙”，保温性能比过去 30 厘米的“厚墙”还要好。

小楼投用后，预计每天将有 120 名客服、应急抢修、调度人员在楼内办公，密不透风的建筑会不会让人感到憋闷？如何保证室内空气新鲜？近零排放示范项目能源系统负责人程开带记者参观了楼内正在安装的两套新风系统，他表示：“新风系统 24 小时运转，除湿、净化空气，确保楼内的空气质量永远都是‘优’。”

王节介绍说，有了这一系列被动节能的新技术，整栋楼的综合能耗能够降低超过 70%。

大楼运行靠智慧“大脑”自动调能

阳光太晒，何时拉窗帘？光照不足，何时开灯？储能罐何时开始蓄能？所有这些指令，全部无需人来操心，靠大楼聪明的“大脑”，就能实时自动调节。张谷成介绍说，大楼安装了智能控制系统，可以自动感知识别外界温度、光照、能源等情况，根据需求自动调整整栋楼的能源使用，实现高比例可再生能源、低碳排放的目标。

王节表示，“智慧能源服务保障中心”已获得绿色建筑三星设计标识和国家近零能耗认证，同时也是国内能源行业首个“近零能耗”项目，目前已完成总工程量的 70%，今年 10 月底将在副中心正式投入使用。下一步，“近零能耗”建筑中采用的新技术，还有望走进居民小区、办公楼宇。

链接

“近零能耗”建筑

国家《近零能耗建筑技术标准》按照节能水平逐步提升，建筑由耗能到产能，将建筑分为超低能耗建筑、近零能耗建筑及零能耗建筑。通过在建筑设计中一系列节能技术的应用，让房子能耗更低、碳排放更少、居住体验感更佳。

张楠 北京日报 2021-08-11

Form Energy 公司推出铁-空气电池储能系统

据外媒报道，电池初创厂商 Form Energy 公司日前公开了一项长时储能技术背后的电池技术，该公司声称该技术可以解决整合可再生能源发电设施的挑战，并在成本效益方面竞争中胜过化石燃料发电设施。

该公司承诺采用这种电池将使具有成本效益的“多日储能”成为可能。Form Energy 公司自从在 2020 年 5 月与明尼苏达州公用事业厂商 Great River Energy 公司签订一份部署 1MW 电池储能系统试点项目的合同以来，业界人士期待该公司披露这一技术。

这种技术可以存储太阳能和风力发电机的可变电力输出，并在需要时释放存储的能量，并将取代化石燃料发电设施。然而，该公司一直对其技术保密，直到该公司还宣布已完成 2 亿美元的 D 轮融资才对外公布其采用的电池技术。Form Energy 公司还获得了由钢铁和矿业厂商 Arcelor Mittal 公司的 2500 万美元投资。

Form Energy 公司首席执行官 Mateo Jaramillo 说，“清洁能源的部署得到了大力支持。可再生能源成本的降低增加了其日益增长的吸引力；陆上风力发电和公用事业规模的太阳能发电的电力成本现在比传统能源发电设施成本还要低。如果我们想真正实现清洁能源未来，我们必须部署适当的解决方案，可以在多日内储存间歇性可再生能源低成本的电力。”

在 2021 年 4 月接受行业媒体的采访中，Jaramillo 一直在谈论该公司发展及其目标，但并没有讨论或透露电池化学成分。

Form Energy 公司日前披露其电池储能系统采用的是铁-空气化学电池。该公司声称，采用这种电池的储能系统持续放电时间长达 100 个小时，其成本与现有化石燃料发电厂相当，并且可能比锂离子电池储能系统低 10 倍以上。其目标是在靠近部署所在地的地方生产铁-空气化学电池，并使用在当地采购的铁矿石。

根据该公司提供的情况说明书，铁-空气化学电池的基本原理基于铁的可逆氧化（生锈）。当铁-空气化学电放电时，空气中的氧气会使铁生锈。然后当它被充电时，铁锈通过电流的应用被转化回铁。这个过程排放的唯一物质是氧气。

Jaramillo 说，“铁-空气化学电池储能系统具有模块化和安全的特性，并且可以部署在电网中的任何地方。我们的电池储能技术与其他储能技术的不同之处在于储能成本非常低。”

他补充说，虽然该电池储能技术旨在以比锂离子电池储能系统低得多的成本储存能量，但可充电的铁空气电池有望成为锂离子电池储能系统的一种补充技术，而不是其竞争对手。他表示，这两种电池储能系统可以组合在一起创建低成本、高度可靠的可再生能源发电系统。

他说，“我们的技术并不能替代锂离子电池。事实上，只是在需要的时间和地点提供存储可再生能源电力的能力。”

Form Energy 公司专家团队在几个月前撰写了一篇博客文章，其内容是关于美国和其他地方在极端天气事件中（例如德克萨斯州的冬季风暴导致的停电）需要部署这种类型的储能解决方案，以及采用各种其他清洁能源技术。Jaramillo 日前重申，持续不断的极端天气让人们比以往任何时候都更清楚地认识到，需要部署能够储存多日的电力具有成本效益的储能技术。

他说，“我们推出的铁-空气电池储能系统能够在需要的时间和地点提供存储的电力，即使在极端天气导致电网中断多日的情况下。铁-空气电池具有极低的成本、安全性、耐用性和全球可扩展性，是平衡可再生能源发电多日变化的最佳解决方案。”

许多厂商试图通过液流电池储能系统解决可再生能源的间歇性问题，液流电池具有提供坚固耐用、寿命长、非降解的优点，并且持续放电时间为 6~12 小时。Jaramillo 表示，该公司推出的铁-空气电池是一种固体电解质的静态电池，而不是使用电解液的液流电池。

Form Energy 公司为总部位于明尼苏达州剑桥市的 Great River Energy 公司部署的铁-空气电池储能系统的试点项目预计将于 2023 年底开通运营。Jaramillo 表示，该公司致力更广泛地部署电池。该公司最新获得的 2 亿美元投资是建立在 2020 年 11 月完成的 7000 万美元 C 轮融资和 2019 年 4000 万美元 B 轮融资的基础上。

Jaramillo 表示，Arcelor Mittal 公司通过钢铁生产商 XCarb 公司的创新基金参与项目具有重要战略意义。

Form Energy 公司和 Arcelor Mittal 公司一直在合作开发为铁-空气电池，该项目将能够利用 Arcelor Mittal 公司的全球供应链帮助扩大材料的生产。Jaramillo 表示，全球对多日储能系统的需求是达成这一合作伙伴关系的关键驱动因素。

刘伯洵 中国储能网 2021-08-05

储能为何备受关注？

工商储能项目在国内风生水起，但用户侧储能在国内发展并不顺利，原因在于国内电网覆盖完善，且设备成本高，很难通过光伏-并网方式获得“补贴”。

地处青藏高原的共和县，地势海拔高、空气稀薄，常年降雨量不足 300 毫米。

如此严酷的自然环境下，即便是最耐旱的植被也很难生存，更不用说牲畜或是人类。

然而这里却是我国太阳能最丰富的地区之一，地表平均太阳辐射量每年每平米 6400MJ，折合 23040KWh，换句话说，如果将一平米光照全部转换成电，可满足一个人 5 年的用电量。

为利用这项天然资源，2018 年，国资委带头、总投资 320000 万元，在共和县建设一座光伏-储能一体示范性基地。

编号为 F 开头的 18 个光伏子方阵仰面向南，将 19.9 兆瓦功率的电流，通过变电站升至 330kv 高压电，并入青海电网，供附近百余公里范围的居民、工厂使用。

这套光储基地在建设完成的第一年，发电总量达到 3962 万度，按照当年度电价，相当于近 1600 万元的产值。

然而，在没有储能系统帮助的情况下，可再生能源发电机组的输出最多只是“看天吃饭”。

共和县这台光充储站早有准备。白天产生的电量一部分并入电网，另一部分关于储存在化学电池，在云朵遮掩、夜间无光照且需要电时释放出来，消纳昼夜间峰谷差、平滑负荷。

碳中和，重点在于构建以新能源为主体的新型电力系统，在源网荷基础上，增加储能环节，以弥补新能源看天吃饭的不可预测性，使电网稳定运行。

储能如何在其中发挥作用？为何它能成为今天资本市场的重点关注对象？首先，储能的市场驱动源于三大侧：发电、电网、用户。时下，发电侧储能备受瞩目，用户侧储能方兴未艾，电网侧储能早已坐上冷板凳。

截至 2020 年 7 月，新能源已成为国家电网的第二大电源，新能源装机 3.65 亿千瓦，占比 22.9%，发电量 3390 亿千瓦时，占比 10.9%。

与此同时，部分省市对新能源依赖程度攀升，青海等 5 个省区装机占比超过 40%，在 21 个省区已成为第一、二大电源。

尽管新能源普遍成本低、环保，但风能、光能等新能源的波动性极大，随之降低电网抗扰动能力，容易出现连锁脱网。

目前发电侧储能刚刚步入起步阶段，国内部分省份发布文件明确了储能参与调峰服务价格，从经济角度鼓励配置储能设备。

截至 2021 年 6 月，我国已有 25 省份发布文件明确提出新能源配储能。其中新疆、青海、陕西西安三地区同时公布了地方性补贴政策。

“将低价的电存储起来，在高价时并入电网，从中获得峰谷差价利润。目前北京、江苏、上海、湖南等省会的峰谷价差已达到 0.6 元/kWh。文章开头提到到青海共和县储能项目，差价也在 0.4 元以上。

工商储能项目在国内风生水起，但用户侧储能在国内发展并不顺利，原因在于国内电网覆盖完善，且设备成本高，很难通过光伏-并网方式获得“补贴”。

这方面，海外用户更愿对储能设备敞开心扉。

2021 年 2 月，受极侧严寒天气影响，美国得克萨斯州大范围停电，由于大部分居民采用电热供暖，电力中断意味着他们不得不在家中忍受寒冷。而形成鲜明反差的是，在这场自然灾害中，少部分早期安装了 TeslaPowerwall 的居民，表示自己家“几乎没有断过电”，顺利度过了严寒。

目前，海外用户侧储能商业模式较国内市场更为成熟，例如美国在 21 世纪初便建立了电网侧独立储能电站容量电价机制，推动储能参与电力市场，而且在特殊情况中的优势不言而喻，深受中产以上家庭青睐。

对于家庭储能产品完善的中国公司，海外市场或许更具诱惑力。

另外，充储一体的思路对于新能源补能系统的建设有极大的参考意义。

当下，新能源汽车渗透率迅速增长，30kW、100kW 等大功率快充及时慢慢普及，与之而来的对电网的高负载考验。

2020 年，我国新能源汽车保有量 492 万辆，占汽车总量的 1.75%，其中纯电动汽车保有量 400 万辆，占新能源汽车总量的 81.32%。当所有新能源车同时充电时，将对既有电网造成极大压力。

现有解决方案是通过电价调控，鼓励新能源车主在用电低谷时充电。但这只降低了负载问题，日益增长的充电需求对充电桩分布和数量有了更多依赖，国内多数老旧小区电网本身对大功率改造并不适合，间接激发了储能充电桩的发展。

2021 年 7 月 15 日，国家发改委、国家能源局正式印发《关于加快推动新型储能发展的指导意见》，明确到 2025 年新型储能装机规模达 30GW 以上，未来五年将实现新型储能从商业化初期向规模化转变，到 2030 年实现新型储能全面市场化发展。

就相关测算，以电化学为主体储能项目拥有最高回本速度。据中关村储能产业技术联盟数据，截至 2020 年末，中国电化学储能累计装机规模达 3.3GW，预计未来五年复合增速超 56%。

作为占储能 EPC 成本 53% 以上的锂电池，相关细分技术已充分获得资本的重押。

截止 7 月 30 日，包括赣锋锂业、天齐锂业、蓝晓科技、藏格控股在内的锂矿概念股已经在过去一年中整体上扬 250%。

有分析师认为，随着锂电技术发展，电化学储能度电成本还将进一步下调，从 2020 年 0.49/kWh，下降到 2025 年的 0.19/kWh，系统服役年限也将从 6~8 年周期，延长到 15 年。届时，储能的魔力将进一步释放。

瓦特 TechWeb 2021-08-03

质优价廉固态电解质问世 安全“锂”想电池不再遥远

记者 8 月 2 日从中国科学技术大学获悉，该校马骋教授团队设计并合成了一种同时具有成本与性能优势的锂电池固态电解质，从而打破了固态电解质材料生产成本和综合性能难以兼得的瓶颈，使得全固态电池的商业化不再只是遥不可及的“锂”想。相关成果发表在《自然·通讯》上。

传统商用锂电池采用有机液态电解质，其热失控之后的起火、爆炸问题却成为一大安全隐患。而固态电池中的固态电解质，可以杜绝液态电解质带来的易燃、易爆与漏液等问题。但固态电解质的原材料成本非常高，成为其商业化制造的巨大挑战。

为此，马骋团队设计并合成了一种新型氯化物固态电解质——氯化锆锂，其在离子电导率、可变形性、与高电压正极的相容性等方面，很好地继承了氯化物固态电解质相对于其他固态电解质的优势，由其组成的全固态电池的循环性能，甚至远远超过基于硫化物和氧化物固态电解质的同类电池。

更重要的是，这一材料成功将 50 微米厚度时的原材料成本降低至 1.38 美元/平方米，远低于 10 美元/平方米这一确保全固态电池市场竞争力的阈值，而此前最廉价的氯化物固态电解质相对应的成本为 23.05 美元/平方米，远远超过这一阈值。除此之外，氯化锆锂在湿度高达 5% 时仍能保持稳定，因此其合成和储存对条件的要求并不苛刻，从而进一步降低了生产成本。

这一研究成果为商业化量产全固态电池奠定了坚实基础。“全固态锂电池的商业化将对实现碳达峰、碳中和的目标有着重要意义。”马骋表示，在新能源电动汽车领域，全固态锂电池或是安全问题的最终解决方案。

吴长锋 科技日报 2021-08-04

生物质能、环保工程

日本尝试生物质燃料混煤发电

日前，日本主要电力公司之一的东北电力公司宣布，为探索燃煤电厂的减排路径，计划将黑色生物质颗粒混入燃煤电厂，测试生物质混合煤炭发电的可行性。

日本东北电力公司在其最新发布的碳中和战略中称，将在位于日本东北部、产能为 1.8 吉瓦的 Noshiro 燃煤电厂开始测试，预计将在其 1 号和 2 号两座产能为 600 兆瓦的燃煤发电机组中混入生物质颗粒，混合比例为 1% 生物质颗粒和 99% 的动力煤。该公司称，这两个燃煤发电机组将在 2024 年完全转向使用木质生物质燃料。

据市场研究机构阿格斯报道，日本东北电力公司目前已有两座生物质燃料发电厂，每年消耗生物质燃料总量预计为 9 万吨左右。与此同时，该公司正四处寻求黑色生物质颗粒供应商，并计划在其他未使用的场地中自行生产原料。

业内预测认为，在日本燃煤电厂寻求减碳的过程中，生物质颗粒的需求很可能出现快速上涨。

李丽旻 中国能源报 2021-08-11

太阳能

天合光能 670W 组件 通过“进阶版”可靠性测试

光伏组件正快速迈上超高功率时代。面对日益频繁的极端气候，光伏电站投资企业亟需看到高功率组件的表现。在 7 月 21 日举办的 600W+ 开放创新生态联盟成立一周年研讨会上，天合光能发布了《670W 至尊组件机械可靠性白皮书》，涵盖“一标五严”六项测试结果，即一项标准静态载荷测试以及不均匀雪载、极限低温载荷、冰雹冲击、多倍动态机械载荷、风洞极限风速试验等五项加严测试。

多项加严测试，验证卓越机械性能

210 高功率组件正在以天合光能为代表的企业引领下，实现速度与质量的加速升级。据天合技术工程人员介绍，组件的设计考虑了在全生命周期内抵御极端气候的能力。在载荷压力考验方面，主要考虑了暴雪、极寒以及强风等极端天气。

今年 5 月，全球权威独立第三方光伏测试机构 PVEL 发布的第七届组件可靠性记分卡项目报告显示，天合光能凭借优异的光伏组件可靠性及发电性能，再次被评为全球“最佳表现”组件制造商。

在 670W 至尊组件的加严测试中，“不均匀雪载”尽可能贴近实际，模拟强降雪在组件表面尤其是底端大量堆积造成的不均匀压力。“极限承压 7000Pa 情况下，相当于 2.8 米厚的积雪，组件功率衰减仅为 0.56%；“极限低温载荷”是在-40 摄氏度的极低温环境下，进行正 5400Pa/背 2400Pa 的静态载荷测试，结果显示 EL 无变化，功率衰减仅 0.11%，低温下的机械性能得到完美验证。”天合光能产品战略与市场部负责人张映斌博士表示，完成“通用版”可靠性验证是基本功，“进阶版”测试还有“冰雹冲击”模拟测试，最终天合光能通过了 35 毫米冰雹冲击。

不惧“风雪”，勇攀高峰

在多倍动态机械载荷、风洞极限风速试验两项测试中，670W 至尊组件同样出色完成“极限挑战”任务。

在多倍动态机械载荷测试中，相较于 IEC $\pm 1000\text{Pa}$ 、1000 个循环的标准，此次 670W 组件的多倍动态机械载荷测试标准严苛了超 20 倍。结果显示，无论是单玻横梁螺丝安装，还是双玻公用梁螺丝安装，670W 至尊组件表现出来的负载能力，均远超 IEC 标准数倍。另外，在压块安装条件下，经过 $\pm 1500\text{Pa}$ 、动态机械载荷 20 倍即 20000 个循环测试，670W 至尊组件也做到了保持外观无损、性能完好。

在风洞极限风速试验中，当风速到达 62 米/秒时，相当于 17 级超强大风的极限风速考验，670W 至尊组件能够保持形状完好。“在风洞测试中，组件正面主要是以玻璃作为主支撑体、边框作为辅助支撑体，我们主要通过对来料、制造过程质量管控以及边框力学结构的匹配性设计来保障组件的可靠性。”天合光能质量部高级总监赵梦宇解释道。

张映斌博士说，210 至尊系列组件进行了一系列设计优化，如增加边框壁厚、增大型腔、优化选材及匹配性设计等，确保具备超高结构强度，同时通过无损切割的方式，使得最小单元电池具备与整片相当的抗弯强度，抗隐裂能力显著增强。

尺寸统一有利于行业高质量发展

为了持续推动行业降本，5 月，210 系列组件正式完成尺寸标准化的倡议，在尺寸以及安装孔位置上达成一致意见，形成行业标准。河北能源工程设计有限公司副总经理董晓青表示：“这将极大地解决目前组件尺寸多样化带来的上下游成本投入增加问题。既有利于提高电站设计选型效率、安装施工标准化，还能保障组件供应的弹性，有助于辅材企业实现规模化效应，减少库存，极大提高生产效率。”

“我认为光伏组件尺寸标准化，是我国光伏发展的里程碑。假如同一个功率档位上都没有标准化，即使同一个功率档位也尺寸各异，不仅会增加上游辅材企业的库存成本，也会给下游带来组件选型与安装甚至后期运维的困扰。现在天合光能想呼吁联盟伙伴们一起努力，未来做 600W+，都积极按照标准执行，在此基础上做出更加优秀的产品出来，推动我国光伏产业的更高质量发展。”张映斌表示，引领光伏行业站到“600W+”的门槛上，天合光能并非是“独行者”，在其背后是整个生态链的齐头并进，是从研发、制造到应用各环节的协同发展。

（韩逸飞）

中国能源报 2021-08-02

跨界资本为何钟情光伏“异质结”？

前有金刚玻璃、山煤国际等在内的 10 余家跨界企业，陆续宣布投建吉瓦级异质结项目，后有“拖鞋大王”宝锋时尚和风电明星企业明阳智能入局，为何非光伏资本均“相中”异质结技术，并大手笔布局？

日前，“玻璃大王”金刚玻璃对外发布公告称，为推进异质结项目的顺利实施，决定向迈为股份购

买异质结项目生产设备，合同总价约 4.8 亿元。

2020 年以来，异质结产业化布局提速。截至目前，已有金刚玻璃、山煤国际等在内的十余家企业宣布将投建吉瓦级异质结项目，其中不乏跨界光伏的新入局者。除金刚玻璃外，“拖鞋大王”宝锋时尚和风电明星企业明阳智能的入局也格外引人注目。为何非光伏资本开始大手笔进入异质结领域？

具备迭代实力

苏州爱康光电科技有限公司副总经理柳世杰认为，异质结是目前结构最简单、制程工艺最少，良率最易控制，未来降本潜力最大的电池技术。“异质结+组件”将成为光伏电站平衡系统成本和平准化度电成本下降的有效途径之一。

“在光伏产业发展的过程中，技术提升始终是关键因素。”中国光伏行业协会荣誉理事长王勃华表示，截至目前，除户用光伏还享受国家补贴外，光伏已全面实现平价上网，产业步入发展新阶段，光伏技术迭代不断加快。从近两年的发展情况来看，N 型电池技术潜力巨大。

异质结正是 N 型电池技术的主要分支。华安证券在研报中指出，一代太阳能电池技术生命周期可以分为萌芽、扩产、爆发、迭代四个主要阶段。目前，异质结电池量产效率能够稳定超过 PERC 电池 24% 的瓶颈。“我们认为其规模化扩产条件已经成熟，加之未来降本路径清晰，异质结电池产能有望加速爆发。”

新入局者正是看准了这一新兴市场。明阳智能认为，异质结电池已经具备替代 PERC 电池的實力。根据其测算，到 2025 年，全球光伏年新增市场将达到 350 吉瓦，按组件价格较目前下降 25% 计算，届时全球市场规模将突破 5800 亿元。

金刚玻璃表示，公司异质结项目 100% 达产后，预计将实现年均销售收入 20.16 亿元，年均净利润 1.22 亿元，为公司业绩带来积极影响。2020 年，金刚玻璃仅实现营收 3.29 亿元，净利润亏损-1.31 亿元。

新秀大胆入场

N 型电池技术被产业内部看作是代替 P 型电池技术的下一代电池技术。除了异质结，N 型 TOPCon 也是能源企业布局新技术的选择之一。为此，资本分成了两个阵营。天风证券分析师李鲁靖指出，选择 TOPCon 技术的多为 PERC 存量产能较多的公司，而选择异质结的多为产业新秀。

据了解，非光伏资本和光伏资本的不同选择和两种技术路线对设备、工艺、技术人才的要求有关。行业咨询公司 SOLARZOOM 新能源智库分析师马弋崴表示，异质结技术和现阶段主流 PERC 技术在核心设备、工艺、技术人才要求上存在着较大不兼容性，故而被广大的 PERC 存量资本所排斥。新入局者则完全不存在存量 PERC 企业的顾虑。

“TOPCon 是对 PERC 的升级，可充分利用原有 PERC 电池片生产线，只是多加了一些工艺，异质结则需要投建全新生产线。”中电科电子装备集团有限公司董事长左雷一语道出了 PERC 企业的顾虑。

东吴证券提出，目前，异质结正处于扩产前期，要实现大规模爆发，就要依靠新进入者。

虽然跨界者没有后顾之忧，且资金充足，但其技术水平能否支撑异质结项目扩产需求？SOLARZOOM 认为，新进入者可以通过购买龙头设备厂商的设备快速切入异质结领域。目前，已有龙头设备厂商销售设备，相当于“交钥匙工程”，理论上不存在购买了异质结电池组件设备而无法调试成功的可能性。

有望获得“定价权”

根据德国哈梅林太阳能研究所的研究，PERC 理论效率在 24.5%，异质结为 27.5%，TOPCON 根据钝化的方式与位置不同，理论效率有较大差距，区间为 24.9%—27.1%，低于异质结。随着碳达峰、碳中和目标的提出，光伏电站对组件转换效率的要求越来越高，同时，转换效率越高的技术良率高且更省料，也促进了制造端的进步。

此外，SOLARZOOM 称，在 P 型硅片失去定价权的背景下，未来光伏制造端的定价权将转向异质结电池片环节。今年，P 型单晶硅片环节利润不断被压缩，是硅片环节成本曲线的极度扁平化、硅

片竞争格局严重恶化的必然结果，不会随着硅料价格的下跌而改善。现阶段，光伏产业制造端的定价权将转向硅料环节，并于 2022 年上半年转向异质结电池片企业。预计从 2022 年开始，异质结电池片环节将取代 2016 年至 2020 年，单晶硅片环节在制造端的优势地位。

其实，老玩家也不是全无准备。据了解，隆基股份、晶澳科技、东方日升等头部企业也有针对异质结技术的项目储备。但截至目前，大多数光伏企业布局仍停留在中试阶段。

晋能科技总经理杨立友曾向记者表示：“要实现异质结吉瓦级量产需要达到 3 个条件，电池转换效率达到 24.5%，成本在 PERC 的 105% 以内，设备投资低于每吉瓦 3 亿元。”

以金刚玻璃所签订的设备采购合同价格计算，其所签订的异质结设备每吉瓦约为 4 亿元。

“新玩家激进，老玩家保守”，非光伏资本能否抢占一席之地，有待时间检验。

■背景链接：

异质结是新一代太阳能电池技术。太阳能电池最关键的指标就是电池转换效率，由于目前占据主导地位的 PERC 电池技术转换效率无法再突破，大家开始关注研发异质结，它由非晶硅和晶体硅材料形成，实验室效率高过 PERC 电池。

本报记者 董梓童 中国能源报 2021-08-09

国家光伏、储能实证实验平台（大庆基地）科研功能全面启动

8 月 11 日，大庆新能源科技研发中心在大庆市正式揭牌成立并投入运行，标志着国家光伏、储能实证实验平台（大庆基地）科研功能全面启动，随着光伏、储能技术研讨会的圆满结束，研发中心首批“揭榜挂帅”科研课题当天同步发布。

由国家能源局批复的首个国家光伏、储能实证实验平台（大庆基地）于今年 4 月 10 日开建，以国家光伏、储能实证实验平台为主，并以此为依托同步建设新能源科技研发中心、实证实验智慧管理及展示平台和新能源科普教育基地三个配套项目，即为平台“一主三辅”项目。作为“一主三辅”的重要组成部分，大庆新能源科技研发中心将依托平台独有的实证实验基础数据，创新体制机制广泛吸引合作方共同参与科技研发。

据了解，大庆新能源科技研发中心由国家电投黄河上游水电开发有限责任公司（以下简称“黄河公司”）负责建设及运营，主要承担引智咨询、人才培养、课题研究、成果转化、科技服务、对外合作等项目，采用“揭榜挂帅”及联合攻关等方式开展开放性课题研究，聚焦新能源领域基础研究、关键技术研究、科技成果转化、政府决策咨询等内容，突破核心关键技术，引进高端研究机构，推动国家能源创新体系建设，建成高端人才培养基地。截至目前，平台已完成验收的工程一次验收合格率为 100%。

“大庆科技研发中心依托国家光伏、储能实证实验平台，合力推动产业科技研发水平，提升光伏及储能领域的科技创新能力，促进全产业链的多元化融合发展。国家光伏、储能实证实验平台运维、数据的采集、分析、传递、发布等均按照行业权威技术标准执行。建立测试边界相同，数据分析方法一致，数据采集一致的公平公正的实证实验体系，形成完善的系列数据成果，推动全产业链发展。”黄河公司党委副书记、总经理魏显贵介绍。

国家光伏、储能实证实验平台（大庆基地）项目是全球首个光伏、储能户外实证实验平台，“十四五”期间初步规划总投资约 60 亿元，布置实证实验方案约 640 种，折算规模约 105 万千瓦，包含光伏组件、逆变器、支架、储能产品 4 个产品实证实验区，以及储能系统、设备匹配 2 个系统实证实验区。每年布置不少于 100 种实证实验方案，开展不同模式对比，对当年新技术、新产品开展实证、实验、检测。

吴梦雪 中国能源网 2021-08-12

“十四五”期间 河北各级公共机构将带头安装分布式光伏系统

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%。

根据规划，“十四五”期间，以绿色低碳发展为目标，河北省将组织开展十一项绿色低碳转型新行动。

低碳引领行动。编制全省碳排放量统计台账，定期组织开展公共机构碳排放量统计工作。适时制定全省公共机构低碳引领行动方案。开展公共机构绿色低碳试点工作，组织具备条件的公共机构参与碳排放权交易试点。

绿色化改造行动。推广集中供热，加快淘汰全省特别是张家口、承德地区公共机构剩余燃煤锅炉，2025年底前全部完成淘汰任务。组织推进既有燃气锅炉低氮改造，2025年底前全部符合国家大气污染物排放标准。创建公共机构绿色数据中心。新（扩）建机房严格按照绿色数据中心标准进行建设。实施既有数据中心绿色化改造，大幅提升数据中心能效水平。公共机构的大型、超大型数据中心运行电能利用效率下降到1.3以下，中型和小型数据中心运行电能利用效率下降到1.8以下。

可再生能源替代行动。每个县（市、区）公共机构至少建成10个装机容量不低于100KW的分布式光伏发电系统，市直公共机构至少建成10个装机容量不低于100KW的分布式光伏发电系统，省直公共机构至少建成20个装机容量不低于100KW的分布式光伏发电系统。推动公共机构带头使用新能源汽车，新增及更新车辆中新能源汽车比例原则上不低于30%。

节水护水行动。加强重点用水部位节水管理，开展用水设备日常维护和巡查，杜绝跑冒滴漏现象发生；应用节水新技术、新工艺和新产品，提高节水器具使用率，新建建筑节水器具使用率实现100%。

生活垃圾分类行动。到2023年，列入全省强制分类区域内的所有公共机构实现生活垃圾分类全覆盖。组织创建一批省级公共机构生活垃圾分类示范点，争创一批国家级公共机构生活垃圾分类示范点。鼓励建设废旧物品回收设施，推动废旧电器电子产品、办公家具等废旧物品循环再利用。组织做好有害垃圾清运处置工作。推动公共机构逐步停止使用不可降解一次性塑料制品。

反食品浪费行动。开展常态化、长效化“光盘行动”等反食品浪费活动。进一步加强公务接待、会议、培训等公务活动用餐管理。

绿色办公行动。规范集约使用办公用房和土地，统筹调剂余缺。严格执行资产配备、报废、处置有关规定。加速推动无纸化办公，限制使用一次性办公用品。充分采用自然采光，实现高效照明光源使用率100%。

绿色低碳生活方式倡导行动。带头采购更多节能、低碳、节水、环保、再生等绿色产品，优先采购秸秆制品的环保板材等资源综合利用产品。积极倡导“135”绿色出行方式。推动有条件的地区积极引入特色公交、共享单车服务。

示范创建行动。以教科文卫体等系统为重点，组织创建省级节约型公共机构示范单位，争创一批国家级节约型公共机构示范单位。开展公共机构能效、水效领跑者引领行动，积极争创国家级公共机构能效领跑者和水效领跑者。

数字赋能行动。加强公共机构名录库建设，及时对重点用能单位名录库进行更新和公示，重点用能系统和部位分项计量器具配备率达到100%；强化以标准化推动数字化，完善公共机构能源资源消费统计调查制度，规范能源资源消费及碳排放数据统计，开展统计数据会审和质量抽查，持续提高数据质量。

市场机制创新驱动行动。积极探索多元化的合同能源（节水）管理模式，使合同能源（节水）管理方式成为节能（节水）改造“主渠道”。完善河北省公共机构合同能源管理办法，有重点、有层次地

组织开展一批合同能源管理项目，形成规模效应。

规划提出，2022 年底前，河北省将推动省直机关全部建成节约型机关，80%以上的县级及以上机关 2025 年底前达到创建要求。

耿杰飞 河北新闻网 2021-08-12

新模式下央企大规模入局 分布式光伏市场迎变局

近日，河北雄安新区官方网站发布消息称，雄安新区通过屋顶光伏项目完成了自身的首笔国际绿证全球交易。

国网雄安综合能源公司与澳大利亚 YNIWM 公司已于 7 月 29 日签署完成《国际可再生能源证书（I-REC）项目购买协议》，将雄安站屋顶光伏项目的 67.5 万千瓦时上网发电量形成的碳资产出售给对方，可抵消二氧化碳排放约 465 吨。

随着我国可再生能源发展进程不断加快，风电光伏项目的财政补贴也相继退坡，行业在不断提升技术水平、降低成本的同时，也在积极寻求新的发展模式。分布式项目作为业内讨论尝试多年的模式，被寄予厚望。与建筑结合紧密的“屋顶光伏”也成了近些年的行业热点。

6 月底，政策层面给出了清晰的路线。国家能源局印发了《关于报送整县（市、区）屋顶分布式光伏开发试点方案的通知》（以下简称《通知》），指出将在全国组织开展整县（市、区）屋顶分布式光伏开发试点工作。

国网能源研究院能源战略与规划研究所研究员徐波在接受 21 世纪经济报道记者采访时表示，在整县推进模式提出前，民营企业一直是分布式光伏投资、设计、建设、运营等各环节的主力，随着整县推进模式提出，央企、国企开始大规模入局，引发市场格局变革。

整县模式推进分布式光伏

我国光伏产业一直都以集中式为主，然而我国的光伏资源主要集中在地广人稀的西部地区，远离电力消费更加集中的中东部电力负荷中心。长期以来，集中式光伏项目开发在输电网建设、跨区消纳挑战等方面一直面临挑战。

在华北电力大学经济与管理学院教授袁家海看来，分布式光伏贴近负荷中心，有利于终端消纳而且与用户侧储能、充电桩、需求响应等结合有利于跨界商业模式创新，从用户侧丰富电力系统生态。

然而，分布式光伏发展的一大挑战就是难以扩大规模，传统上一直是个人或小企业的主战场。

据徐波介绍，在整县推进模式提出前，我国分布式光伏发展面临项目质量难以保障、运维管理难度大、融资难、前期手续复杂等问题。

发展过程中，项目数量多、标准化程度低的分布式光伏无序发展带来电能质量、并网消纳等问题，不但后期运维管理难度较大，在电网安全、产品技术及标准、关键材料等产业链等方面也不断提出新要求。

整县模式在一定程度上能够解开分布式光伏发展过程中的“结”。袁家海认为，整县模式推进有利于引入央企大玩家，地方政府做好资源规划，电网公司保障接纳和并网，有利于促进分布式光伏市场的发展，推动集中式与分布式并举的光伏发展新格局。

中节能太阳能科技（镇江）有限公司总经理黄国平告诉 21 世纪经济报道，《通知》印发后，有一些企业就可以以整村整县为单位承包屋顶光伏项目，并且后期以整村的方式进行运行维护，保证项目的相对集中程度。这其中，为更方便统筹协调、提高效率效能，用电量较大、具备一定屋顶面积的企业或者产业园的县，成为了光伏企业眼中开展试点项目比较理想区域。“业内不少企业都正在积极联系这些区县政府进行沟通，希望能够参与到整县推进的项目之中。”

技术层面仍面临挑战

屋顶分布式光伏虽然基于更加分散的建筑资源，但依旧对项目集中程度有所要求，企业更加青

睐工业厂房、产业园等成片建制的屋顶资源，对于户用屋顶光伏，也更倾向于一致程度、规模更大的集中性高的居民区。简言之，整县推进屋顶分布式光伏项目还是具有一定门槛的。

中国能源研究会分布式能源专委会副主任韩晓平在接受 21 世纪经济报道采访时强调，分布式光伏作为具有一定不稳定性的电源是较难维持一定区域内的电网运行的，如果要进行推进，首先要针对电网进行一定的投资改造，并且还要加强储能。进行整县推进是一件好事，但目前看来整个县域内都是分布式光伏是很难保证用电安全的，经常断电也可能引起民众的不满。因为光伏还不具备主力电源的条件，依旧需要进行大量的技术提升。

厦门大学中国能源政策研究院院长林伯强认为，这或许是因为目前整县推进试点这件事的行政色彩依旧比较浓，而市场自发程度不够，相应的政策配套和商业模式，甚至金融上的支持等都还没有到位。而屋顶分布式光伏，是对整个产业链都有一定要求的，非常类似于建造一个独立的储能电站，区别在于它规模很小。

徐波认为，首先要持续推动关键部件的国产化，突破部分原材料的技术瓶颈。同时，推动光伏建筑一体化等典型应用场景技术研发。而考虑到未来光伏组件的报废规模将持续扩大，在产业链上游就要鼓励和培育光伏组件回收产业发展，建立光伏组件回收相关技术标准，加大光伏回收关键技术研发。

如何处理好“屋顶”和“光伏”之间的关系，也是相关产业面临的重要课题。

袁家海认为，从发展模式上来看，建筑标准还需要完善，例如绿色建筑或零能耗建筑标准的推广，有利于促进屋顶分布式光伏的发展。而屋顶资源毕竟有限，需要在技术上进一步创新。未来更好的光伏技术可以有效地与建筑南立面和玻璃幕墙整合在一起，扩展建筑分布式光伏的发展空间。从政策机制上来看，分布式光伏点多面广，需要简化并网手续，设计标准化的投资与收益模式，这样才能吸引更多的社会资本进入。

“整县推进屋顶分布式光伏对光伏行业整体肯定都是利好，尤其是对于运作比较灵活的光伏开发企业而言，可以充分发挥其地方政府资源优势 and 开发运作成本效率优势。”袁家海说。

黄国平以从业者的视角来看，认为除了提高建筑和光伏的兼容度，安全问题是企业最关注的问题。“此前发生过屋顶分布式光伏产生短路后造成火灾事故的情况，虽然发生率不高，但行业内一年里还是能够看到一两次。我们想到的就是通过信息化智能化手段进行监控。”

黄国平以他所在的中节能太阳能镇江公司研发的“节能云平台”智能运维系统举例，以智能化解决方式，对整个发电过程实时采集和计算，在保证电力传输效率的同时也做出智能化的处理和判断。“通过一个 app 就可以管控、监测 N 个分布式电站。”

黄国平还提到了相比直接在屋顶加装光伏组件更进一步的建筑光伏一体化 BIPV(Building Integrated Photovoltaic)技术，也就是用光伏组件直接替代屋顶或墙体，这一技术对安全和实用性的要求更高，需要保证其密封性、不易碎裂、透光程度与建筑美学等需求。中节能研发的 PVB 双玻产品分别针对上述需求做了个性化定制设计，并且获得了国内首批光伏领域“绿色建材产品认证”。

目前这一技术实现市场化发展仍需时日，但分析机构对此甚为乐观。如据申港证券测算，2030 年我国建筑可安装屋顶 BIPV 总装机空间达 662GW 至 745GW，对应投资规模约 3 万亿元。

分布式发电如何市场化交易

在采访过程中，黄国平多次提到了市场化交易，这在整县推进屋顶分布式光伏项目的过程中十分重要，将为分布式光伏解开很多方面的限制，大幅提升投资收益。

“如果我们发了电能够市场化交易卖给附近的企业，收益将远大于卖给电网，对于分布式光伏的发展来说具备非常有利的促进作用。”黄国平介绍，目前市场化交易仅有少数试点，规模还很小。

6 月底发布的《通知》中提到，将鼓励试点积极组织屋顶光伏开展分布式发电市场化交易。在徐波看来，这的确有利于提高屋顶分布式光伏的收益，改善投资企业的经营情况，促进屋顶分布式光伏的发展。

“如果屋顶分布式光伏只是通过电网全额保障收购，在无补贴的情况下按当地煤电标杆上网电价收购，投资人的收益不高，会抑制投资积极性。”袁家海解释道，“而分布式市场化交易能顺利推进并匹配到目录电价里相对高价格的用户的话，有利于提升项目的经济性。”

但在整县推动模式下，大量分布式光伏接入电网，电网企业或将面临新建、扩容改造的巨大成本。要推动分布式发电市场化交易，徐波建议由政府主导，统筹确定分布式能源市场化交易项目的过网费、系统备用容量费和分摊交叉补贴等政策细则，确保发电方、电网企业等各利益相关方公平承担社会责任。

而在黄国平看来，财政补贴机制所能起到的支持作用，取决于是否达到了分布式光伏发展的关键环节。“比如国家已经在鼓励新建的工商业厂房建筑的屋顶要具备一定的建设光伏电站的能力。对于比较老的早期建筑，是否可以给予一定的改造加固上的补贴。”

至于可再生能源领域更常规的发电量补贴，黄国平认为促进作用并不大，市场化交易机制对于企业来说更具可持续性。

王晨 21 世纪经济报道 2021-08-12

超 14.7GW！屋顶光伏发电成澳大利亚第二大电力来源

根据澳大利亚能源委员会(AEC)最新季度太阳能报告，澳大利亚屋顶太阳能已超过 14.7GW，目前在澳大利亚发电量中排名第二。

澳大利亚是少有的、屋顶太阳能增长领先于公用事业太阳能的大型市场之一。这既因为补贴，也是由于在许多情况下住宅和农场的扩张，此外还有澳大利亚电网存在的问题。

最初，推动屋顶太阳能是很有意义的。目前，估计超过 21%的澳大利亚家庭都拥有屋顶太阳能。

AEC 的报告显示，虽然燃煤发电的容量更高，但屋顶太阳能正在继续扩大，今年二季度安装了 10.9 万套屋顶太阳能系统。

AEC 首席执行官 Sarah McNamara 表示，"由于 COVID-19 的影响，2020/21 财年对大多数行业来说都很困难，虽然如此，根据 AEC 的这份分析报告，澳大利亚的屋顶太阳能光伏产业似乎没有受到过度影响。"

"与上一财年相比，除北领地外，所有管辖区的太阳能电池组件安装数量都创下记录。

在 2020/21 财年，澳大利亚家庭安装了约 37.3 万套太阳能系统，较 2019/20 年度的 32.35 万套有所增加。装机容量也从 2500MW 跃升至逾 3000MW。”

持续的低技术成本，在家办公情况的增多，以及 COVID-19 疫情期间家庭支出转向家庭的改善，这些因素在屋顶太阳能光伏系统的增长中都发挥了关键作用，”Sarah McNamara 说道。

各州的太阳能开发情况

2021 财政年度，新南威尔士州有两个区进入了全国前五名。新南威尔士州太阳能项目的最大增幅出现在悉尼中央商务区的西北部。

维多利亚州邮编为 3029 (Hoppers Crossing、Tarneit、Truganina) 和 3064 (Donnybrook) 的地区在过去两年中一直保持着最高排名，这些郊区安装的太阳能系统的数量相当，容量约为 18.9MW。

昆士兰州在 2020 年间夺得了四个名额，布里斯班西南部邮编 4300 的地区是 2021 年唯一位列前十的地区（排名第三），安装了近 2400 个系统，有 18.1MW 容量并网。

西澳大利亚州现在有三个邮区进入前十名，每个邮区在 2021 财年安装了约 1800 个系统，容量为 12MW。

澳大利亚能源委员会代表的是在竞争性趸售和零售能源市场运营的 20 家电力和下游天然气大型企业。这些企业共同生产了澳大利亚绝大多数的电力，向超过 1000 万个家庭和企业出售天然气和电力，也是可再生能源发电的主要投资方。

PV-Tech 2021-08-15

太阳能发展遭遇环保和成本挑战

近年来,太阳能作为一种重要的可再生能源得到长足发展,全球光伏产业增长空间进一步扩大。然而,本被视为绿色环保能源的太阳能在发展过程中,竟遭遇越来越强的环保质疑。

《华尔街日报》今年6月的报道就尖锐指出了这一问题。该报以美国内华达州贝特伯恩太阳能发电项目为例,点出太阳能发展中的环保悖论。

贝特伯恩太阳能发电项目装机总量为850兆瓦,总投资额约10亿美元,是内华达州最大的光伏项目,太阳能板占地面积14平方英里,相当于7000个美式橄榄球场。

由于这个项目的上马和海量太阳能板的安装,项目地将无法作为其他任何用途,项目地周边社区对此强烈不满。一方面,社区活动人士担心太阳能发电站会破坏土地,影响生态系统;另一方面,当地有着美国西部独特的台地地貌,苍茫荒凉中透着辽阔壮美,颇有吸引力,大规模太阳能板的安装则彻底破坏了当地的自然风光。

特别值得注意的是,今年早些时候,瑞典隆德大学的卢正尧和澳大利亚西悉尼大学的本杰明·史密斯两位气候研究人员,还专门指出太阳能发电站存在产生热量、影响环境的严重问题。

研究人员指出,目前太阳能板将太阳能转化为电能的占比在15%~20%,而其他占比的太阳能则以热能的形式被释放到周围环境中。

此前有环保人士提议,用太阳能板覆盖整个撒哈拉沙漠发电,但卢正尧和史密斯通过计算机模型演算发现,由此产生的热能会改变地球气流乃至洋流,最终导致全球气温上升,而且气温上升对极地的影响更大。

就此而言,大规模建设太阳能站、人为改变区域乃至全球自然生态非但不环保,还将带来巨大的环境隐患,乃至生态灾难。

此外,太阳能产业还面临成本上升的挑战。新冠疫情发生以来,全球供应链遭受严重冲击,光伏行业也不例外。10多年来,生产太阳能面板的原材料成本基本呈下降趋势,但新冠疫情冲击似乎扭转了这个趋势,原材料成本呈筑底和逆转上升态势。

英国《金融时报》近期报道,供应链冲击和成本上升对光伏企业造成严重影响。今年初以来,主要太阳能企业股价下挫18%。有分析认为,原材料价格上涨可能导致太阳能面板安装成本提升20%。美国太阳能产业协会近期指出,当前的成本上涨可能只是开始,上涨趋势会持续。

薛世华 中国石化报 2021-08-13

海洋能、水能

流域“水风光”打捆开发恰逢其时

“在碳达峰、碳中和背景下,水电作为可再生能源的重要组成部分,应持积极开发的思路”“科学规划、开发我国水能资源,有利碳达峰”“盘活常规水电资源优势,是构建新型电力系统的需要”……记者近期在采访中频繁听到上述观点。

业内专家普遍认为,水电是与“风光”等可再生能源配合效果最好的电源品种,加快“水风光”等清洁能源打捆开发是实现“双碳”目标和攻坚新型电力系统的必备途径,各流域“水风光”打捆开发正迎来发展机遇,要以流域为整体统筹规划。

剩余水电开发潜力仍然巨大

受访的业内人士认为,虽然近几年我国水电投资骤减,“十二五”规划的开工项目仅完成一半左右,“十三五”投产规划未能如期完成。不过,鉴于我国可开发的水能资源量还不足总量的一半,“十四五”水电建设值得期待。

水利水电规划设计总院党委副书记郑声安认为，根据预测，到 2060 年，可再生能源将占我国一次能源消费的 70%，可再生能源发电量将占全口径发电量的 80%以上。“水电作为可再生能源的重要组成部分，应秉持积极开发的思路，继续开发剩余资源。”

中国工程院院士马洪琪近日在“3060”水电科普论坛上表示，实现碳达峰、碳中和的核心路径是“两增一降”，即持续增加绿色能源供给量和提升生态汇碳等能力，持续降低化石能源消费，进一步优化能源消费结构。“水电作为绿色清洁能源，在实现双碳目标中扮演独特作用。”

数据显示，我国水电技术可开发容量 6.87 亿千瓦，年发电量约 3 万亿千瓦时。2020 年水电装机 3.7 亿千瓦，发电量 1.36 万亿千瓦时，相当于替代 4.1 亿吨标煤，减排 10.5 亿吨二氧化碳，效果十分显著。目前，我国水电开发率为 49.3%，剩余水电开发潜力仍然巨大，仅雅鲁藏布江下游河段就有装机约 6000 万千瓦，年发电量 3000 亿千瓦时。

水电开发助力新型电力系统构建

业内人士认为，构建以新能源为主体的新型电力系统，解决高比例可再生能源并网难题，开发水电是最有效的路径。

据了解，雅鲁藏布江水能蕴藏量约 1.1 亿千瓦，干流总开发装机容量超过 8000 万千瓦，主要集中在下游，中游规划按照“一库十九级”开发，规划装机 525 万千瓦，年发电量 258 亿千瓦时；下游河段规划“两库十二级”，规划总装机容量 8104 万千瓦，年发电量 4052 亿千瓦时。“预估雅鲁藏布江可以支持 2.4 亿千瓦-2.5 亿千瓦‘风光’新能源安全纳入电网。”中国科学院院士陈祖煜表示，“比如怒江，水能蕴藏量约为 4600 万千瓦，干流总规划‘四库二十五级’，总装机容量 3633 万千瓦，年发电量 1806 亿千瓦时，预估可以支持 0.9 亿千瓦—1.0 亿千瓦风光新能源安全纳入电网。”

“除了积极开发水电，盘活常规水电存量资源优势尤为重要。”郑声安认为，可以结合构建以“风光”为主体的新型电力系统的需要，优化电力系统中其他电源的定位，例如对于具有较好调节能力的水电站，要调整其定位由电量支撑为主向以容量支撑为主转变。“我国主要流域具有较好调节能力的水库电站较多，要结合电力发展的新要求，开展水电融合改造潜力调查工作，推动示范项目建设。”

此外，业内人士还呼吁，“十四五”“十五五”期间，应本着快速推进的总基调，坚持应开尽开、能开快开，加快建设一批生态友好、条件成熟、指标优越的抽水蓄能电站，为新型电力系统构建和能源高质量发展提供保障。

加强“水风光”一体化开发

鉴于“风光”的随机性和间歇性，大规模上马项目对电网安全稳定、电能质量提出巨大挑战，“水风光”一体化电源基地建设是应对大比例新能源接入的一个有效途径。

“水电调节性能良好，在新能源为主的电网中，其运行方式由电量为主、调节为辅逐渐转向量调并重或调主量辅。”马洪琪认为，“以水电为基础，统筹汇集‘风光’，实现源网荷储一体化开发，可避免新能源单兵突进带来的系统风险。从这个意义上讲，水电开发对碳减排具有比本身电量更为重要的作用。”

陈祖煜表示，“水光”互补对电网贡献巨大。他举例称，青海龙羊峡“水光”互补 850 兆瓦项目投运后，水电站 GIS 设备及送出线路年利用小时由原单体水电运行设计的 4621 小时提高至 5078 小时，提高 10%，节省了光伏电站送出工程投资。“同时，‘水光’互补项目充分利用水轮发电机组的快速调节特点和水库的调节能力，补偿光伏电站的有功出力变化，向电网提供均衡、优质、稳定的电能。建议充分挖掘现有可开发大中型水电站的潜力，建设大中型‘水风光’一体化电源基地，建设小流域分布式光、水、生态农牧能源网。”

郑声安介绍，我国常规水电剩余技术可开资源主要集中在西藏部分河流，以及雅砻江、大渡河等主要河流，生态环境协调问题比较突出、区位优势和经济条件并不理想，工程技术难度相对较大，项目实施挑战较高。“因此，需要在做好环境问题协调的基础上，围绕水电基地建设，以流域为整体加强‘水风光’一体化工作，推动可再生能源规模化发展。”

马洪琪也指出，未来我国水电开发逐渐向西南高寒高海拔地区转移，技术难度更大，经济指标

更差，输电距离更长，生态环境更加脆弱，移民安置及脱贫致富要求更高。“要以水电为基础统筹推进大型绿色能源基地建设，包括雅鲁藏布江、澜沧江、金沙江、怒江、黄河上游、雅砻江等流域大型绿色能源基地，通过基地化打捆开发，建设调节能力强的龙头水库，提升大型清洁能源基地电能质量和整体经济性。”

本报记者 苏南 中国能源报 2021-08-09

“白鹤”起舞金沙间

日前，随着 15 号、2 号机组顺利投产，白鹤滩水电站 16 台百万千瓦水轮发电机组已有 4 台投产发电。这个水电站位于四川省宁南县和云南省巧家县交界的金沙江干流河段上，是实施“西电东送”的国家重大工程，被誉为当今世界在建规模最大、技术难度最高的水电工程。

金沙江上，“白鹤”起舞。2022 年 7 月全部机组投产发电后，白鹤滩水电站将与三峡、葛洲坝以及金沙江乌东德、溪洛渡、向家坝水电站，共同构成一条世界最大的清洁能源走廊，助力我国经济社会发展，减少温室气体排放。

“白鹤”腾飞，6 项关键技术指标世界第一

白鹤滩水电站总装机 1600 万千瓦，仅次于三峡水电站，左右岸共安装 16 台我国自主研发的全球单机容量最大功率水轮发电机组，首批 2 台机组已于 6 月 28 日投产发电。

白鹤滩水电站大坝地质条件极其复杂，峡谷地形不对称，以及百万千瓦水轮发电机组的研发等，都是一个个“拦路虎”。

面对挑战，建设者勇闯世界水电“无人区”，6 项关键技术指标达到世界第一，包括单机容量 100 万千瓦；地下洞室群规模；圆筒式尾水调压井规模；无压泄洪洞群规模；300 米级高拱坝抗震参数；300 米级特高拱坝中，首次全坝使用低热水泥混凝土。

百万千瓦水轮发电机组是什么概念？这样的一台机组直径 16.2 米、高达 50 米，转子重量就超过 2000 吨。

“转轮每转一圈可发电约 150 度，相当于一个普通家庭一个月的用电量。单台机组每分钟就能发电近 1.7 万度。”三峡集团白鹤滩工程建设部主任汪志林说。

混凝土硬化中水泥放热造成的“无坝不裂”，可谓全球水电人心中的“魔咒”。白鹤滩大坝坝高 289 米，混凝土用量 800 多万立方米。在不久前对大坝的一次钻孔取芯中，芯样穿过 52 个浇筑坏层、长达 25.7 米，为世界最长，这表明“无缝大坝”已经筑就。

汪志林揭示了其中奥秘：白鹤滩特高拱坝首次全面采用我国自主研发的新型低热水泥，具有温升缓慢、温升小、收缩小、综合抗裂性能高等特点。

不仅如此，埋设在坝体内的数千支温度计，还能帮助工程师实时监控混凝土的“头疼脑热”。

站在白鹤滩水电站大坝上，“高峡出平湖”，蔚为壮观。乘坐工程交通车沿着隧洞进入山体，仿佛进入一座巨大的地下城，厂房、通道、线路等各类设施在山体内部纵横交错，令人震撼。

在狭窄的金沙江上大规模建发电厂房并不现实，建设者只能拿两岸山体“做文章”。白鹤滩水电站工程枢纽部分设计总工程师陈建林介绍，地下洞室群施工克服了高地应力等困难，开挖量达到 2500 万立方米，地下工程里程数达到 217 公里。

“连珠成串”，构筑世界最大清洁能源走廊

金沙江是我国乃至世界上水力资源极为富集的河流，规划了多级梯级水电开发。“十三五”以来，金沙江国家级水电基地建设快速推进，新增水电装机创历史最高。

其中，三峡集团在金沙江下游布局建设溪洛渡、向家坝、乌东德、白鹤滩四座世界级巨型梯级水电站，总装机超过 4600 万千瓦，相当于两个三峡工程的装机规模。

在白鹤滩水电站首批机组投产前，装机规模全球第七大的乌东德水电站全部机组已于今年 6 月中旬投产发电。这两座世界级水电站的成功投产，是中国乃至世界水电发展史上的里程碑。

乌东德水电站位于云南省禄劝彝族苗族自治县和四川省会东县交界的金沙江干流河段上，也是实施“西电东送”的国家重大工程，总装机容量 1020 万千瓦。截至今年 6 月 15 日，该电站已累计发电近 245 亿度，相当于替代约 768 万吨标准煤。

顺江而下，已投产的溪洛渡水电站总装机容量达 1386 万千瓦，是金沙江“西电东输”的重要工程；向家坝水电站是金沙江下游河段的最后一梯级水电站，总装机容量 640 万千瓦，是兼顾灌溉功能的超级大坝；而作为长江上第一座大型水电站，葛洲坝水电站是中国人自己设计、制造、安装、运行管理的水利枢纽工程。

举世瞩目的三峡水电站是当前世界上规模最大的水利枢纽工程和综合效益最广泛的水电工程，总装机容量 2250 万千瓦。2020 年，三峡水电站全年累计生产 1118 亿度绿色电能，创世界单座水电站年发电量新纪录，且防洪、发电、航运、水资源利用等综合效益全面发挥。

三峡集团董事长雷鸣山说，白鹤滩水电站将与三峡、葛洲坝以及金沙江乌东德、溪洛渡、向家坝水电站“连珠成串”，构成世界最大的清洁能源走廊，不仅惠及更多沿江群众，更为我国经济高质量发展输送源源不断的绿色动力。

中国工程院院士王浩表示，伴随着乌东德、白鹤滩水电站的投产，三峡集团拥有了从金沙江延伸至长江的梯级电站群，这六大水库群实现联合统一调度，将放大单座水电站的综合效益，统筹实现防洪、补水、发电、水生态保护等多目标综合调度，充分发挥水库大坝调节和生态保障作用。

从无到有，闯出从“中国制造”到“中国创造”之路

这条世界最大清洁能源走廊的崛起之路，也是水电重大装备从“中国制造”到“中国创造”的自主创新之路。

20 多年前，在三峡工程建设过程中，科研人员就创造了 112 项世界之最，拥有 934 项发明专利，使我国在枢纽工程建设、70 万千瓦水轮发电机组国产化、工程运行和生态环境保护、工程管理等方

面取得一系列重大技术突破。白鹤滩水电站的全球单机容量最大功率百万千瓦水轮发电机组，研制、安装难度超越世界上现有机组，实现了我国高端装备制造的重大突破。

“白鹤滩水电站关键核心技术均为自主研发。”三峡集团副总经理范夏夏说。在三峡集团带动引领下，哈电集团、东方电气集团把转轮制造车间建在金沙江边，不仅研发出百万千瓦发电机组精品转轮，还有各自的“独门绝技”。

国际水电协会执行总裁艾迪·里奇认为，白鹤滩、乌东德水电站克服了世界水电工程方面最具挑战性的技术难题，标志着中国水电工程实现从设计规划、材料科学、装备制造、施工技术到智能管理等全生命周期的技术进步。

这并非朝夕之功。在 1994 年修建三峡工程之前，中国还不具备制造 35 万千瓦以上水机组的能力。

在三峡工程左岸机组的研制过程中，60 公斤级的蜗壳高强度钢板都要从国外高价进口。为摆脱进口材料“卡脖子”困境，三峡集团牵头鞍钢、宝武钢铁等兄弟单位进行科研攻关，最终让三峡工程右岸机组用上国产化钢材。

白鹤滩工程建设部党委书记何炜说，如今运用在白鹤滩水电站蜗壳制造上的国产化高强度钢已达到 80 公斤级，高等级硅钢片、高强度磁轭钢板等关键材料也已全部实现国产化。

此外，在配套设备上，从桥机、母线、大型变压器，到调速、励磁、监控系统……我国水电装备全产业链不断升级，助推百万千瓦机组登顶世界“水电珠峰”。

吉哲鹏 侯雪静 丁怡全 卢宥伊 新华社 2021-08-07

风能

风电向全生命周期“零碳排放”转型

市场研究机构伍德麦肯兹近日发布的数据显示，2020年至2050年间，全球风电装机容量将扩大五倍至3.7太瓦，预计将为全球增加超过5500万吨的二氧化碳排放量。其中，原材料开矿、部件运输、风场运维及退役后处理等环节的碳排放尤其值得关注。

风力发电作为清洁能源的主力，在全生命周期内产生的大量碳排放是否减弱了其“绿色”属性？风电行业又该如何实现全生命周期内的“零碳排放”？

制造端是主要排放源

根据伍德麦肯兹发布的数据，在风电场全生命周期中，碳排放主要来自于上游制造端，钢、铝和铜等金属原材料的开采，风机制造环节排放的二氧化碳总量占风电碳排放量的86%左右。

记者了解到，在风电行业中，钢材主要应用于塔筒、机舱罩等部件之中，而风电场中电缆、控制电线、海缆以及电机设备则是主要的铜应用场景。风电是使用原材料铜最多的清洁能源形式，此前，国际行业研究机构Energy Monitor发布数据称，以发电一兆瓦计算，海上风电用铜量可达到8000千克，陆上风电用铜量则为2900千克左右。

业内预测，随着全球陆上风电以及海上风电装机快速提升，金属消费量也将快速上涨。不仅如此，近年来，我国风电塔筒高度也在不断增加，有分析认为，高塔筒技术的发展可能带来更高的钢铁消费量。

此外，伍德麦肯兹数据还显示，风电场全生命周期中约有14%的碳排放来自于运输、吊装、运维及风电场退役后的风机设备处置等环节。此外，截至目前，全球退役风机仍无法实现100%回收，风机叶片更因其特殊材料而难以重复利用，大量叶片垃圾堆积成片的现象屡见不鲜。

多家企业宣布“碳中和”目标

巨大的原材料消费量以及制造端高耗能，是否让风电“绿色”属性大打折扣？多位业内人士告诉记者，“并不是这样”。

“风电场运营期间的碳排放基本可以忽略不计，可看作是零排放的过程。即使从全生命周期来看，利用风电替代化石能源发电带来的减排效果，一定远高于风机制造本身带来的温室气体排放量。”中国循环经济协会可再生能源专业委员会执行秘书长李丹告诉记者。

是否真的如此，应该如何界定风电行业产生的碳排放量？

北京中创碳投科技有限公司投融资与国际业务总监陈志斌在接受本报记者采访时表示：“如果从碳市场的角度来看，风电行业主要还是考虑运行阶段的碳减排量。上游制造端的电力消耗、炼钢、电解铝等高耗能产业，本身就是碳市场管控的主要领域之一，如果风电行业连带从全生命周期碳排放的角度也将此再考虑进去，就可能出现重复计算。”

“但从另外的层面来说，现在很多风电企业都提出了‘碳中和’目标，自己去做碳管理，降低全生命周期的碳足迹，这一现象是值得鼓励的。我认为，这对企业来说是一个加分项，是其社会责任的体现。”陈志斌补充说。

记者了解到，全球多家风机制造商以及我国主要的风电开发商，都陆续宣布了企业“碳中和”目标。7月21日，风机制造巨头西门子歌美飒宣布将在2040年前生产出“无废风机”，在2040年前达成全价值链净零排放目标。另一风机制造巨头维斯塔斯也于7月推出了“木制塔筒”实现减排的方案，一旦木制塔筒投入使用，该公司预计将在2030年前实现整个供应链中生产每兆瓦时电力产生的碳排放量减少45%左右的目标。我国风机制造商明阳智慧能源、远景能源等企业也公布了“碳中和”时间表。

全产业链脱碳更为重要

“如果我国碳市场将炼钢等高耗能产业纳入其中，钢铁企业减排的压力肯定也会向下游传导。碳排放成本一旦出现，就可能以产品价格上涨的方式体现出来，按照市场化的方式传导到风电行业。”李丹表示，“减碳这一过程不会只有一个环节受到影响。”

伍德麦肯兹指出，使用低碳工艺制造的“绿色”钢材和混凝土，将成为风电行业减排的重要一环，同时，在制造过程中增加可再生能源电力的使用、在运输环节使用电动汽车这些手段都可以进一步减少碳排放。另外，风机技术进步也将有助于提高风机耐用性，从而减少实地运维需求。

“从全社会的角度，都需要朝着减碳这一方向努力，其实很难在别人没有‘碳中和’的时候，自己完全实现‘碳中和’。但是可再生能源行业可以做的事情更多，在减排方面有更大的责任担当。”李丹表示。

在陈志斌看来，对于风电行业来说，有多种途径可以实现减碳目标，但当前碳达峰、碳中和目标对于风电来说更多的是市场机遇，扩大装机容量、做好稳定发电工作更重要。

本报记者 李丽旻 中国能源报 2021-08-02

我国风电和光伏发电项目分布图

由泛能源大数据与战略研究中心，中科院青岛生物能源与过程研究所/山东能源研究院汇总绘制的我国风电和光伏发电项目分布地图，大致可看出我国风电项目主要发电分布在三北、东部沿海各省及云南等地风电场分布较为密集。根据风电项目分布热力图显示，内蒙古、河北、宁夏、新疆、东北以及云南几个地方更为突出。

截至 2019 年底，我国风电项目分布情况如图：



(每个圆形图标表示 1 个风电项目)

风电项目分布热力图如下：



上面的热力图，与 CWEA 出版的《中国风电产业地图》统计数据很类似。

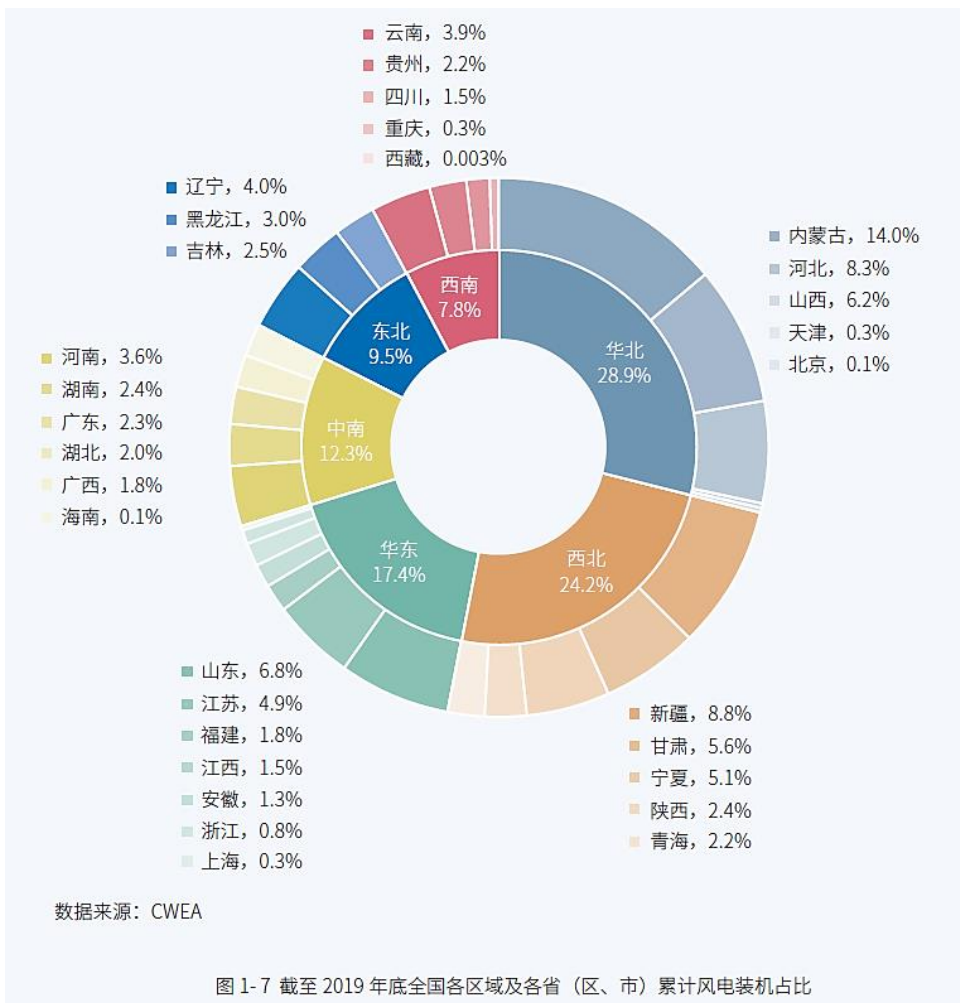


图 1-7 截至 2019 年底全国各区域及各省（区、市）累计风电装机占比

截至 2019 年底全国各省（区、市）累计风电装机占比

截至 2019 年底,全国六大区域中,华北地区累计装机容量 6828 万千瓦,占全国累计装机 28.9%,其中包括内蒙古 14.0%、河北 8.3%、山西 6.2%、天津 0.3% 等;西北地区累计装机容量 5713 万千瓦,占全国累计装机 24.2%,其中包括新疆 8.8%、甘肃 5.6%、宁夏 5.1% 等;华东地区累计装机容量 4107 万千瓦,占全国累计装机 17.4%,其中包括山东 6.8%、江苏 4.9%、福建 1.8% 等;中南地区累计装机容量 2913 万千瓦,占全国累计装机 12.3%,其中包括河南 3.6%、湖南 2.4%、广东 2.3% 等;东北地区累计装机容量 2238 万千瓦,占全国累计装机 9.5%,其中包括辽宁 4.0%、黑龙江 3.0%、吉林 2.5%;西南地区累计装机容量 1834 万千瓦,占全国累计装机 7.8%,其中包括云南 3.9%、贵州 2.2%、四川 1.5% 等。

截至 2019 年底全国各省（区、市）风电累计装机容量

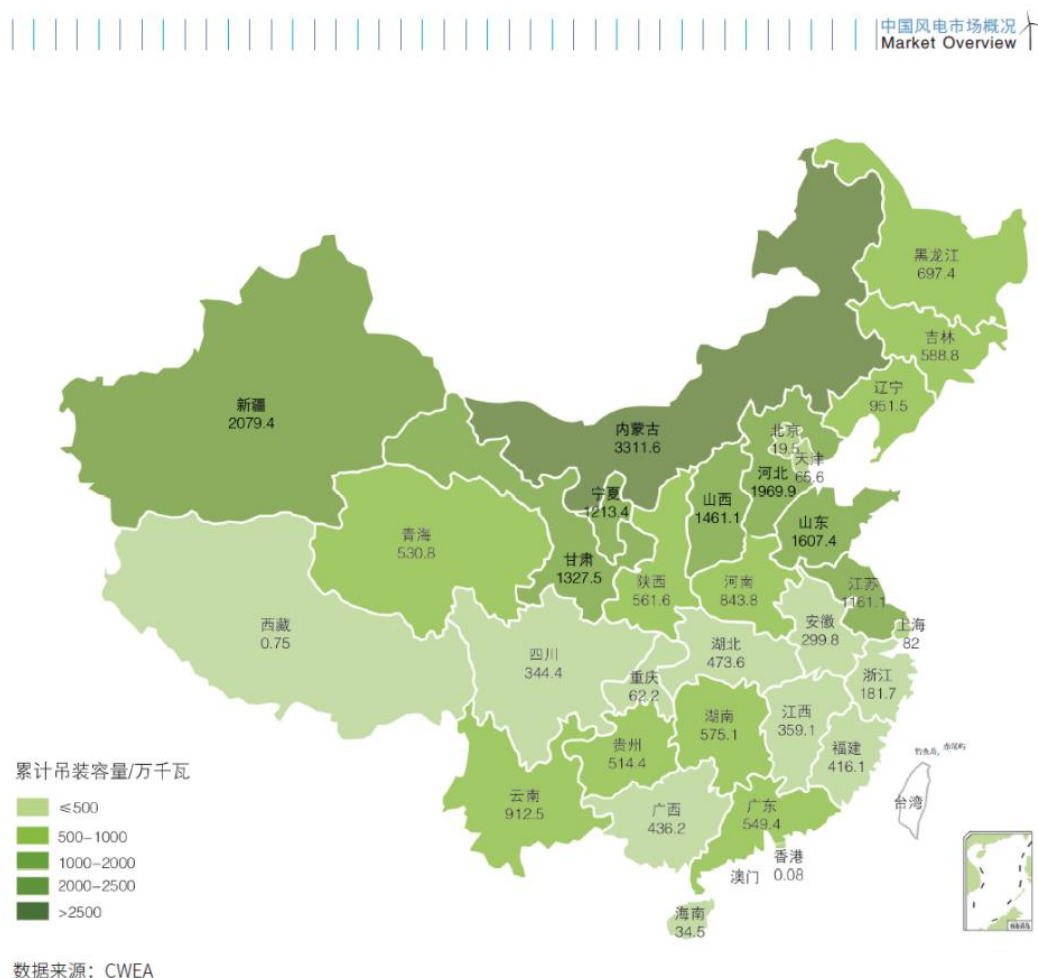
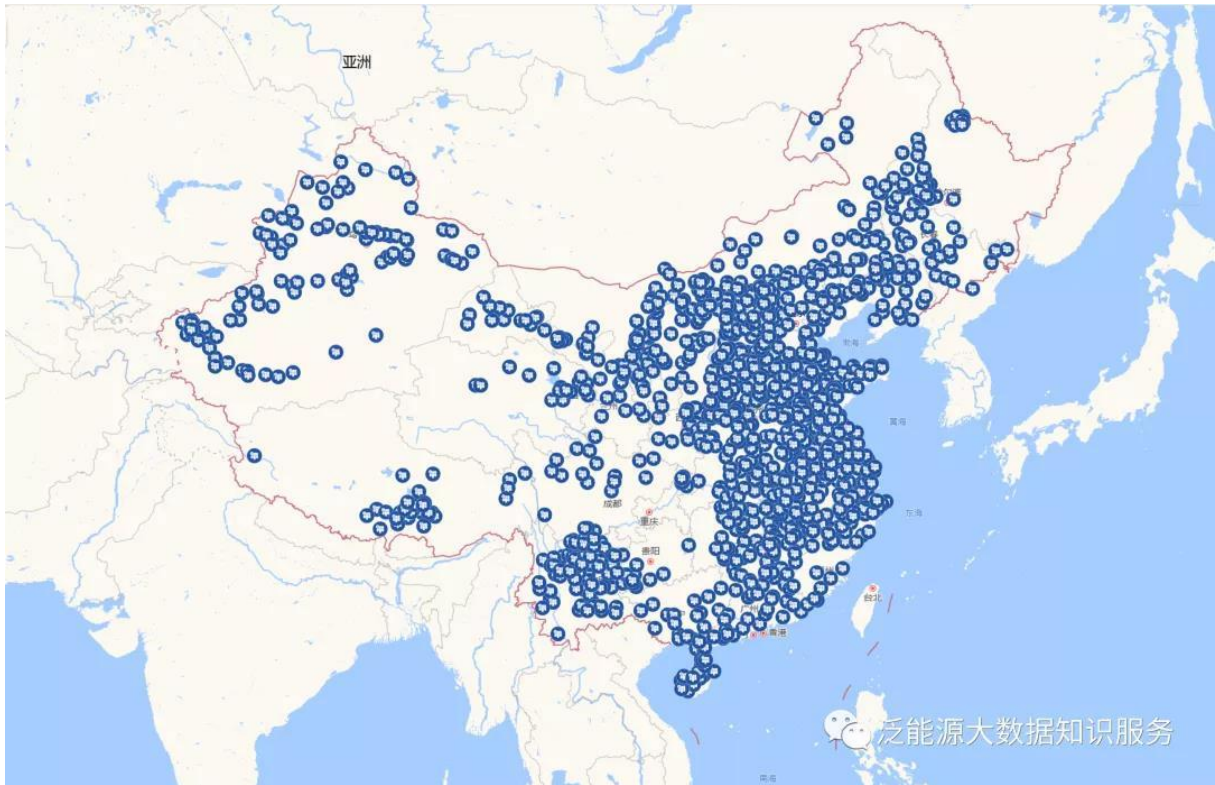


图 1-9 截至 2019 年底全国各省（区、市）风电累计装机容量 风能专委会CWEA

截至 2019 年底,我国光伏发电项目分布情况如图



(每个圆形图标表示 1 个光伏发电项目)
光伏发电项目分布热力图如下:



风能专委会 CWEA 北极星风力发电网 2021-08-03

分散式风电如何实现“规模化”开发？

贵州省能源局日前发布的《贵州省分散式风电开发建设“十四五”规划》，引起行业热议。《规划》提出甄选在风电平价条件下具备开发价值的分散式风电场址，规划建设规模为 170 万千瓦。其中，“十四五”时期重点建设规模 50 万千瓦，“十四五”时期储备风电项目规模 50 万千瓦，远期储备风电项目规模 70 万千瓦。有业内人士认为，分散式风电或成为地方政府重点发展的新能源领域。

据了解，我国分散式风电起步较早，但其发展一直低于预期，其发展过程中遇到了什么问题？未来大规模发展尚需破解哪些阻碍？

■中东南部区域将成“主战场”

近年来，国家主管部门曾出台多个文件对分散式风电给予不同程度的引导和支持。《中国风电产业地图 2019》显示，2019 年，中国分散式风电新增装机容量 30 万千瓦，同比增长 114.8%；累计装机容量达 93.5 万千瓦，同比增长 47.8%，主要分布的省区为河南、新疆、内蒙古、山西、陕西等。

随着我国风电行业发展逐渐由“三北地区”向“中东南部地区”转移，中东南部低风速区域将成为分散式风电项目建设的主战场。

“我国中东南部地区幅员辽阔，很多区域适合‘见缝插针’做些分散式风电项目。”远景能源高级副总裁田庆军告诉记者，中东南部地区是传统负荷中心，用电需求增长又快，新能源发电便于就地消纳利用，发展前景广阔。

“与集中式风电不同，分散式风电项目不需要进行大规模、远距离电力输送，可以实现就地消纳，这是它最大的优势。”田庆军进一步指出，“虽然三北地区有很多土地可供使用，并且风资源条件相对较好，但消纳和送出的问题很难解决，而这些是开发商会重点关注和考虑的问题。”

■“整县开发”可降本增效

虽然分散式风电在中东南部地区开发优势明显，但仍面临不少挑战。有业内人士指出，多数中小投资者不具备运作分散式风电项目的人力资源及专业化管理能力，对大型发电集团而言，分散式风电项目又容量小且分散，以传统的方式管理浪费人力、物力，效率低下。

“我建议分散式风电在中东南部经济发达地区考虑做整县开发，这样能够降低开发商成本，降低度电成本，提升投资收益率。”田庆军表示，“集中、整县、连片，‘一企一县’的模式开发分散式风电，不仅能够将规模做大，还能降低投资成本。”

田庆军还建议推进“隔墙售电”。“如果分散式风电能够与电网较好地协同，也能提升投资收益率，带动开发商积极性。

审批手续繁琐也是限制分散式风电发展的因素。据了解，分散式风电项目仍未形成一站式服务，安装两三台风机的审批手续与集中式风电开发审批程序基本相同。对此，田庆军指出，分散式风电可以采用备案制来节省手续，缩短开发商的开发周期，也可以尝试“以租代征”的方式。

■需摸索适合的开发方式

分散式风电何时能够迎来大规模发展？“我预判在未来两年内一定会蓬勃发展。因为实现碳中和、碳达峰目标需要大量的新能源电站，三北传统地区的送出问题会成为发展瓶颈。但随着规模化开发，限电极有可能卷土重来。”田庆军说，“中东南部的电价要比三北大部分地区高很多，在高电价、高负荷的地区，分布式这种因地制宜式的电源形式必然会爆发。”

另外，为保证分散式风电未来的良性发展，田庆军建议：“首先，为了规避此前新能源发展过程中跑马圈地、一哄而上的现象，建议分散式风电的开发在政策层面、资源层面、需求侧方面都做好前期规划；其次，要提升分散式风电产业链的质量，其开发一般在经济发达、人口相对密集的地区，对风机提出了更高的安全要求。以前集中式风电相对远离人群，质量事件造成的影响容易被忽视，未来风机与人和谐相处，对整个产业链的技术进步、产品供应链的质量提出了更高要求；最后，为了能做大分散式风电规模，建议电网能研究逐步放开分散式风电可以接入 110 千伏以上电压等级，扩大分散式风电消纳范围。”

“分散式风电项目开发给小企业、小型业主提供了更多的参与机会，但是项目质量方面可能参差不齐，需要更加严格和更具操作性的指导规则，否则会大大增加管理成本。”中国循环经济协会可再生能源专业委员会执行秘书长李丹指出，“目前分散式风电开发的模式还需要进一步探索，要多做些政策方面的尝试，摸索出可行且适合推广的开发方式。”

本报实习记者 姚美娇 中国能源报 2021-08-09

我国首个度电成本低于 0.1 元/度的风电项目出现

我国首个度电成本低于 0.1 元/度的风电项目有望出现。

近日，国投甘肃新能源与三一重能完成“国投瓜州北大桥第七风电场 B 区 200MW 工程风机及塔筒采购合同”签署。项目将布置 32 台三一重能生产的单机容量 6.25MW 的风电机组，这标志着双方将在瓜州县联手打造全国单机容量最大的陆上风电项目。

根据风场建设条件进行初步估算，该项目建设成本有望控制在 4500 元/kW 以下，年数 3400h 左右。据此测算等效小时平准化度电成本（LCOE）为 0.098 元/度，项目建成后有望成为我国首个度电成本低于 0.1 元/度的风电项目。

随着“十四五”风电和光伏全面进入平价时代，在“30·60”双碳目标的前景规划要求下，降低成本，提升竞争力，成为风电和光伏之间一场无形的较量。

两个月前，国家电投在四川甘孜州正斗一期 200MW 光伏项目上报出 0.1476 元/千瓦时最低价，创下中国光伏电站项目最低价纪录，一度引发行业内广泛讨论和争议。

这一创光伏行业历史记录的低价，比四川水电上网电价 0.2632-0.39 元/千瓦时还要低出许多，比四川脱硫煤标杆上网电价 0.4012 元/千瓦时低 0.2536 元/千瓦时。且水电一直以来是价格最低的优质电力能源，且四川水电标杆电价在全国处于最低水平。这一项目也标志着，光伏的竞争力已经超过水电。

此次，国投甘肃新能源与三一重能联手打造的国投瓜州北大桥第七风电项目，将等效小时平准化度电成本（LCOE）下降到 0.098 元/度，一举打破 0.1476 元/千瓦时的光伏最低价，成为整个新能源历史上，度电成本最低的项目。

抢装结束后，三北地区的建设成本大幅下降，以及随着技术进步，风机大型化驱动成本下降和发电量提升，某开发商主要负责人告诉「风电之音」，在当前的技术条件下，只要不限电，很多风资源好的风电项目都可以做到 0.1 元/度，能做到 0.2 元/度电的地区则更多。

这意味着，在某些地区，风电已经具备比肩甚至超越光伏的成本竞争优势。

此外，“30·60”双碳目标下，原本被迫挑大梁的风电和光伏，逐渐有了替代火电，超越水电的实力和底气。

属于新能源的时代，正在到来。

罗玲艳 风电之音 2021-08-05

广东省：积极打造世界级海上风电产业基地

8 月 3 日，广东省省长马兴瑞赴阳江市，就加快推进海上风电项目建设、大力发展绿色低碳能源进行调研，强调要深入贯彻习近平生态文明思想，坚定不移加快海上风电开发建设，促进我省海上风电产业持续健康稳定发展，确保如期实现碳达峰碳中和目标。

马兴瑞前往阳江高新区海上风电产业基地，实地考察了金风科技、明阳新能源科技、龙马重工等企业，国家海上风电装备质量监督检验中心和阳江海上风电出运码头，了解海上风电项目建设进展，研究解决项目建设过程中遇到的问题。他鼓励企业要充分发挥创新主体作用，主动对标国际先进水平，大力推进技术创新，多渠道降低生产成本，提高产品综合竞争力。他还要求阳江市加快推

进海上风电全产业链基地建设，通过项目规模化开发，带动海上风电产业集群快速发展，努力建成世界级、全球化海上风电产业城。

随后，马兴瑞主持召开全省加快海上风电建设推进会，听取省发展改革委（能源局）、阳江市和三峡集团、明阳集团、交通运输部广州打捞局等单位的情况汇报。马兴瑞强调，大力发展绿色低碳能源，尤其是发展海上风电及相关产业，既是保障我省能源供应安全的迫切需要，也是进一步优化我省能源生产与消费结构、推动实现碳达峰碳中和目标的重要举措。经过多年努力，全省海上风电开发和产业发展形成了良好势头，海上风电产业集群建设初现规模。接下来，全省各地、各有关部门要深入贯彻落实习近平总书记“四个革命、一个合作”能源发展新战略，紧紧围绕碳达峰碳中和目标，进一步加强系统谋划，切实采取强有力措施，以更大的决心和力度加快推进海上风电发展。要统筹发展和安全，坚持生命至上、安全第一，落实企业主体责任，强化风险管控和隐患排查，杜绝因抢进度冒险作业、超能力作业、违章作业，坚决防止生产安全事故发生。要加快统筹推进粤东、粤西两个千万千瓦级风电产业基地建设，做好相关规划衔接，抓紧补齐产业链短板，打造高水平战略性新兴产业集群。要不断优化工作体制机制，确保尽可能多项目全容量投产并网，尽快研究出台后续支持海上风电项目投资建设的政策措施，积极构建科学用海沟通对接机制，为海上风电发展创造良好环境，把广东打造成为全国绿色低碳发展的先行地、示范区。

广东省人民政府网 2021-08-06

这个海上风电项目和港珠澳大桥一起入选《国家重大工程档案》!

湛江外罗海上风电项目成功入选《国家重大工程档案》!



这是全国首个 EPC 模式开发建设的海上风电项目，也是广东省首个大兆瓦级海上风电项目。作为示范性海上风电项目，发挥了“灯塔效应”，并宣告了广东省进入海上风电规模化开发新时代。

《国家重大工程档案》是我国首次对改革开放以来国民经济和社会发展主要领域的重大工程进行全面梳理的建党百年献礼丛书。分为交通、能源、工业、农林水和生态、社会事业和科学基础设施 5 卷 7 册，累计纳入了 204 个重大工程项目。收录了港珠澳大桥，大兴国际机场，港珠澳大桥、京沪高铁、“天眼”FAST 球面射电望远镜等国家重大项目。

湛江外罗海上风电项目，也与上述重大工程一起，入选了该丛书。项目以良好的生产运营效益，展现了大兆瓦级海上风电项目在重大能源项目建设中的突出地位，在建设管理、施工工法、设备技术、防台保护等方面均有着深远的示范效应。

湛江风电融媒体中心 2021-08-06

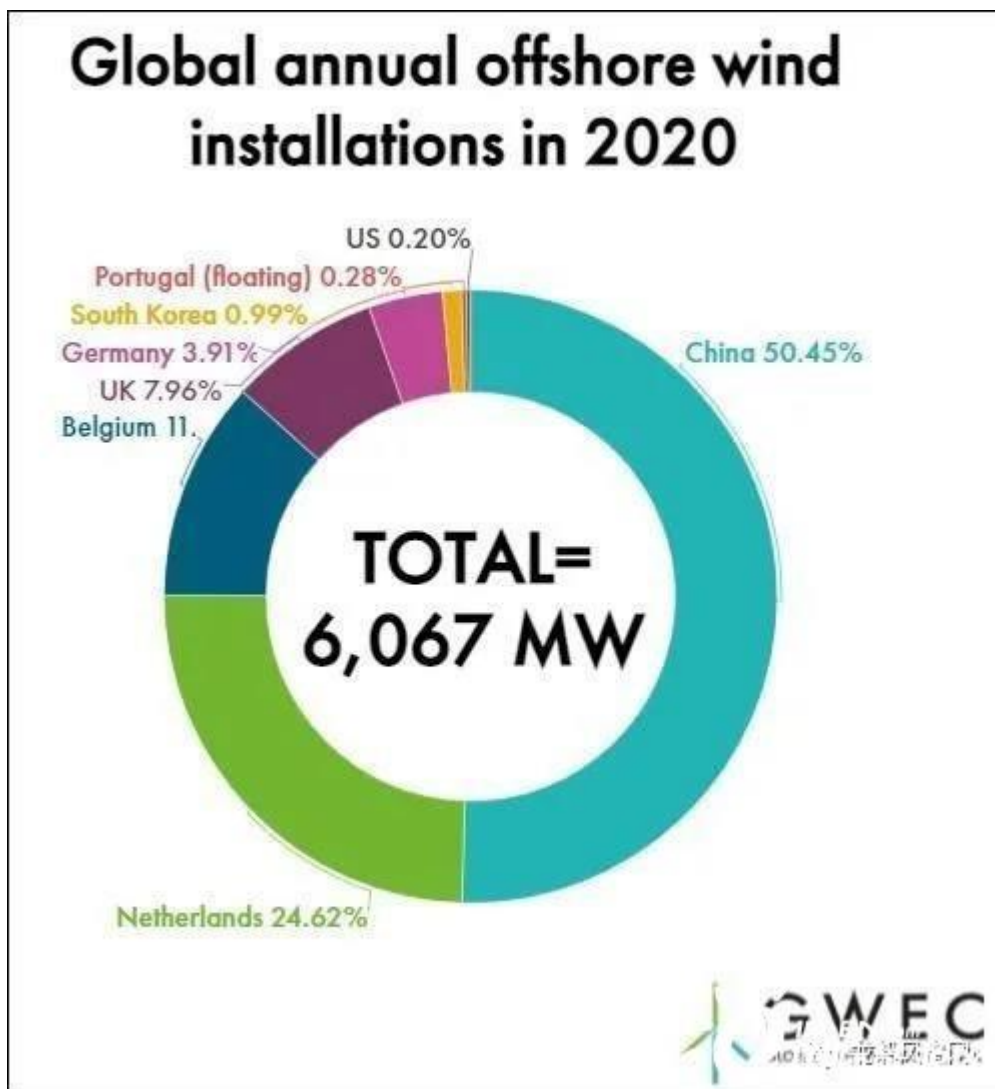
中国海上风电装机量将登顶世界，能带来什么？

我国的海上风能资源极为丰富，各沿海地区间的风能资源差异也远比陆地要小。其中，台湾海峡一带的风能资源最为丰富（6级以上），其次是广东、广西、海南（4-6级）。

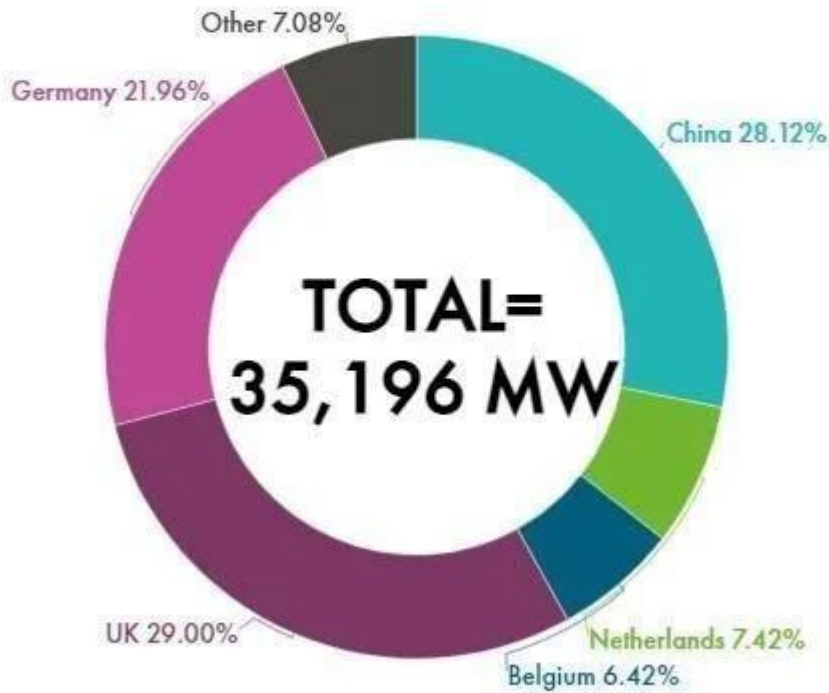
7月28日，国家能源局召开新闻发布会，称今年上半年我国风电新增并网装机1084万千瓦，其中海上风电新增装机214.6万千瓦，同比增长102.45%。部分媒体甚至已经根据上半年的增速推算，我国的海上风电累计装机已超过英国，跃居全球第一。

其实在海上风电领域，中国已经连续三年拿下了新增装机容量第一的宝座。据全球风能理事会（GWEC）统计，中国截至2020年的累计装机容量已达到9898兆瓦（下文均简写为MW），距第一名英国（10206MW）仅差308MW。

如果再考虑到中国当年新增了3060MW的海风装机而英国仅新增了483MW，中国今年的登顶确实只是时间问题。GWEC也在今年年初表示，预计中国在2021年将超过英国，成为全球最大的海上风电安装市场。



Global cumulative offshore wind installations by end of 2020



截至 2020 年的全球海上风电累计装机量（上）和当年新增装机量（下） 图表来源：GWEC

但对中国而言，在新能源的装机量上傲视世界早已不是什么新鲜事。早在 2010 年，中国的风电总装机就已经超过了美国成为世界第一；5 年后，中国又在光伏总装机上超过了德国成功登顶。如今，随着国家提出“构建以新能源为主体的新型电力系统”，对新能源电力的讨论正在从“发电”转到“用电”。

而这，正是海上风电的优势所在。

海上风电：东南沿海地区可就地消纳，稳定性可比火电

目前，我国新能源电力的消纳受时空因素的制约。

从时间上讲，新能源电力波动性较大。记者援引国家应对气候变化专家委员会委员王志轩的话称，我国风电出力主要集中在春冬两季，光伏出力主要集中在夏秋两季。随着新能源发电比例的提升，做到实时平衡难度越来越大。

以陆上风光为例，2018 年，新疆风电波动最长持续时间超过两天，低于风电装机容量 20% 的低出力最长持续时间超过 8 天；同年，陕西电网低于光伏装机容量 20% 的低出力最长持续时间超过 4 天。

相比之下，海上风电由于不受地形、城市规划影响，享受着更多的资源量。据介绍，海上风电年运行小时数最高可达 4000 小时以上，较陆上风电年发电量多出 20%~40%。业内人士也表示，海上风电即便是在风量较低地区，运行时间也可以达到 3000 多小时。

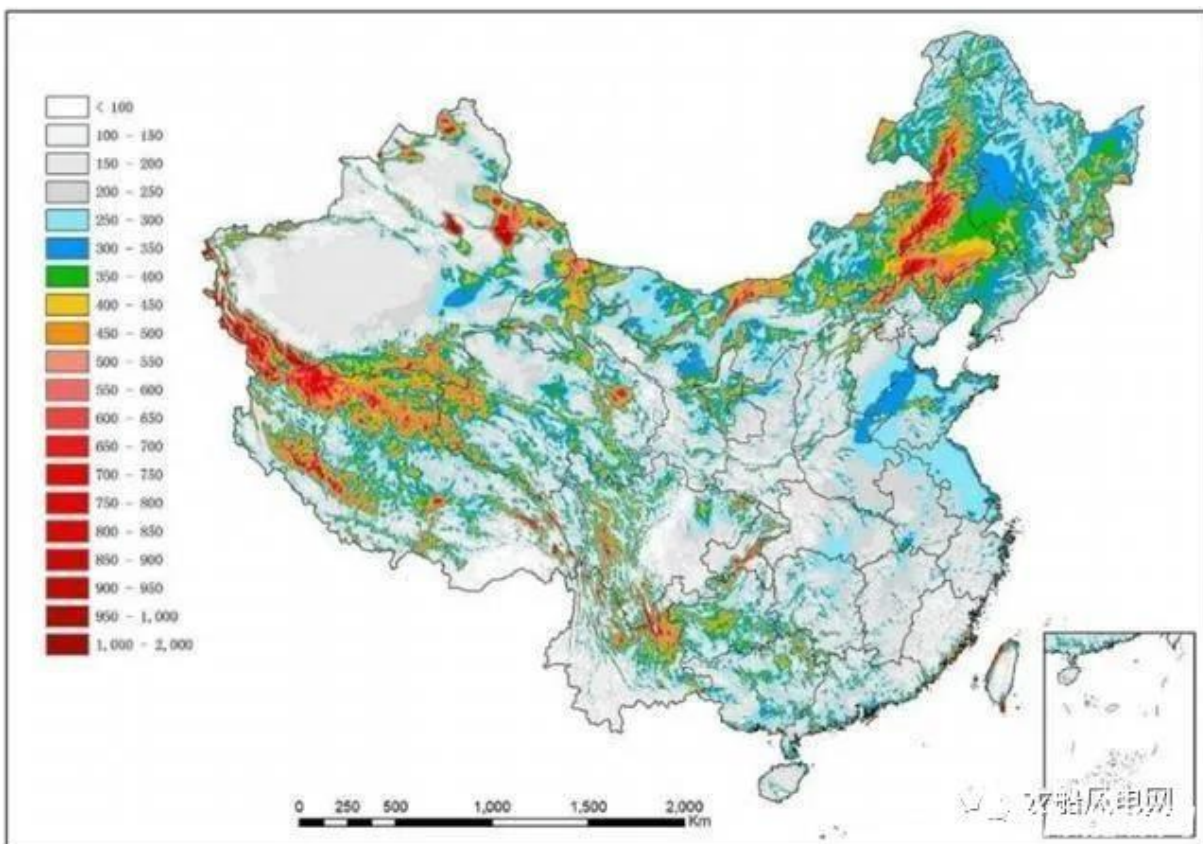
4000 小时以上的运行时间是什么概念？根据中国电力企业联合会发布的《中国电力行业年度发展报告 2021》，我国电力系统的压舱石--煤电在去年的运行时间同样是在这一区间，个别煤电大省如内蒙古的煤电利用小时数会接近 5000。

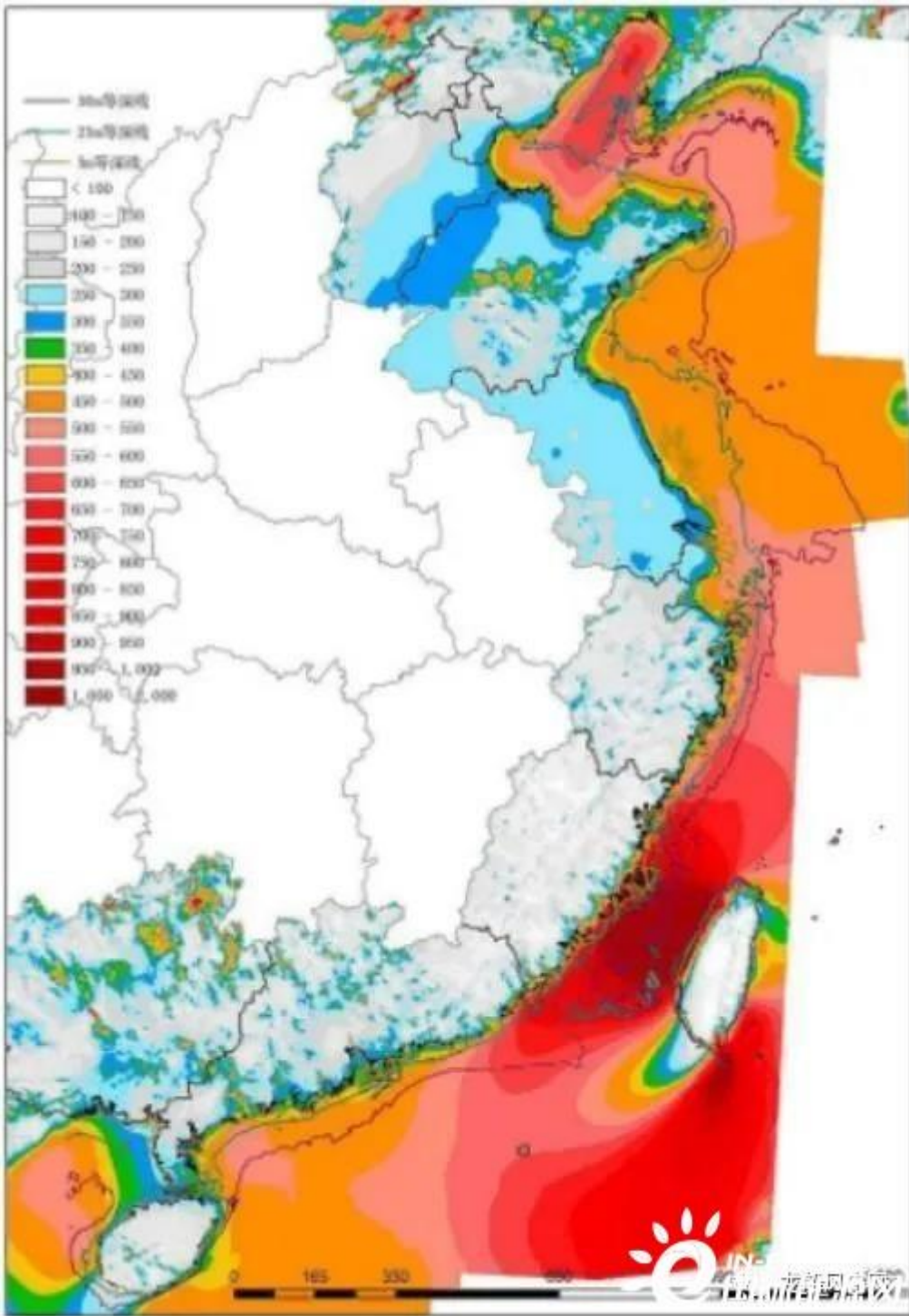
| 十四、6000 千瓦及以上电厂发电设备利用小时 | 小时 | 3756 | 3828 | -72 |
|-------------------------|----|------|------|-----|
| 水 电 | 小时 | 3825 | 3697 | 128 |
| 其中：抽水蓄能 | 小时 | 1094 | 1053 | 40 |
| 火 电 | 小时 | 4211 | 4307 | -97 |
| 核 电 | 小时 | 7450 | 7394 | 56 |
| 风 电 | 小时 | 2078 | 2083 | -5 |
| 太阳能发电 | 小时 | 1281 | 1291 | -10 |

有足够的运行时间做保障，海上风电的波动性自然也要小于陆上风电和光伏。关于这一点，海上风电龙头之一接受了记者的采访，该公司资本市场部总经理潘永乐表示，海上风电的波动性小于陆上风电，且远小于光伏，毕竟风电不会因为昼夜变化导致发电量清零，甚至晚上发的电还可能更大一些。这么一来，海上风电的电网友好性无疑更加出色，电网方面也是比较愿意接受的。

从空间上讲，我国太阳能和陆地风能最丰富的地区多在西部，而用能集中地区多在东部沿海，这就需要建设特高压等线路进行远距离输送。但海上风能不一样，东部沿海省份可以在离岸大概 30-50 公里的区域直接开发本地的海上风能，不用担心远距离输送问题。

发改委能源研究所发布的《中国风电发展路线图 2050》，我国的海上风能资源极为丰富，各沿海地区间的风能资源差异也远比陆地要小。其中，台湾海峡一带的风能资源最为丰富（6 级以上），其次是广东、广西、海南（4-6 级）。





其实，我国资源的生产区远离主要消费区这一情形不仅是对新能源而言，对水电、火电而言同样如此，而海上风电可以实现“就地消纳”。

对于“就地消纳”的优势，记者援引中国工程院院士余贻鑫的话称，“风光”发电（指光伏和陆上风电，记者注）具有强烈的间歇性、多变性和不确定性，它们不能独立向负荷地区供电。根据电力系统的运行原理，西部送端系统的风电和光伏发电需要与当地的火电、水电等出力可控机组打捆成比较平稳的功率，再输送给终端的电力用户。考虑到这些成本，就地开发与消纳一度“风光”电的全社会供电成本优势显著。

余院士还指出，“风光”就地开发与消纳可以降低中东部省份的电能对外依存度，“电从身边来”是

提高电力系统韧性、保障供电安全的根本保证。

不仅如此，相比陆上风电和光伏，海上风电还不用担心土地问题。风电龙头远景能源高级副总裁田庆军认为，海上风电是沿海经济发达地区实现碳中和的必然选择。未来“电从身边来”会成为一种趋势，长距离的“外来电”只能作为一种补充，各个省份必须重新思考如何自给自足。沿海经济发达地区用能体量大，土地资源稀缺，陆上风光资源不能有效解决“双碳”目标，海上风电是必然选择。

他说，国家电网相关负责人透露，未来电网 60% 以上的新能源上网将来自中东南部，尤其是海上集中式风电。在田庆军看来，海上风电具备成为新煤炭、新石油的战略先决条件。

明阳智能潘永乐认为，从自然禀赋上讲，海上风电解决了新能源原来面临的一个瓶颈，因此它不会仅仅承担一个救火的作用，从中长期来看，可以替代煤电承担发电主力的角色。据他介绍，目前中国在离海岸 100 公里以内的范围内可供开发的海上风能资源量有 200 万 MW，基本可以在很大程度上替代煤电。

另外，深海范围的海上风电开发也已启动。据阳江广播电台 5 月报道，由我国自主研发拥有完全知识产权的首台漂浮式海上风电机组在明阳智能阳江产业基地下线，这是全球第一台抗台风型海上漂浮式风机，单机功率 5.5MW，风轮直径达到 158 米，每年可以为 3 万户家庭提供绿色清洁能源。

潘永乐表示，漂浮式机组可以在岸上完成组装，无需海上和水下建造工程，直接整体托运到目标海域，让大规模部署海上风电成为可能，是引领我国海上风电行业走向深海的重大成果。



图片漂浮式机组安装现场

大型海上风机国产化：成本越来越低

当然，对于已经在建设新型电力系统的中国来说，不管是看似多么美好的新能源，成本始终是一道绕不过去的坎。而海上风电在这方面也有足够的底气，因为风机正变得越来越大。

大型化是海上风电降低成本的核心。

九方智投的研究报告解释称，在收入端，大容量机组意味着更大的扫风面积和更高的轮毂高度，机组切入风速更低，单位容量在同一位置的利用小时数更高。同时，在成本端，使用大容量机组可以大幅减少风电场的机组台数，从而有效降低分摊到单位容量的原材料、基础、吊装、线路和土地等投资成本，并降低后期运维和管理成本。

西部证券研报援引通用电气的测算结果称，按照中国海域水深 25 米、风速 9 米/秒、规模为 400MW 风电场的情况进行估算，与安装 6MW 机组相比，安装 12MW 机组每千瓦可降低 27.89% 的

造价成本。而从 2007-2019 年，我国海上风电的主流机型从 1.5MW 提升到 5-6MW，对应的海上风电造价从 2.67 万元/千瓦下降到 1.57 万元/千瓦，造价下降 41%。



目前，明阳智能已经研发出国内功率最大的 11MW 海上风机，东方电气也研发出了 10MW 的风机。

潘永乐介绍，国内现在已经具备了推广大型风机的条件，等到明年国家补贴取消，海上风电进入平价阶段后，厂商出于进一步降本的考虑也会主动去推广更大的风机。他还补充道，现在的新增招标都是 8-10MW 的机器。

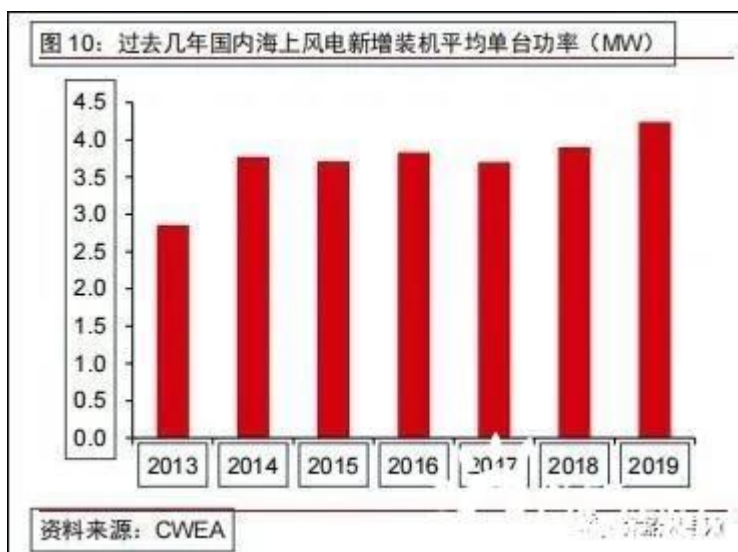
去年，陆上风电率先实现平价，已经把成本降到非常低的水平。据《上海证券报》报道，国投甘肃新能源与三一重能近日完成国投瓜州北大桥第七风电场 B 区项目采用的是 6.25MW 的风电机组，项目成本控制在 4500 元/千瓦以下，年等效小时数 3400 小时左右，据此测算等效小时平准化度电成本 (LCOE) 为 0.098 元/度，有望成为我国首个度电成本低于 0.1 元/度的风电项目。

海上风电现阶段的成本还比较高。目前，海上风电的标杆电价为 0.85 元/度，每度电享受着 0.4 元左右的补贴。不过，由于海上风电的电机可以做得比陆上风电要大得多，因此海上风电的降价空间也要更大，未来可以追平陆上风电的电价。

潘永乐向记者表示，中国海上风电还处在一个起步的阶段，正在经历从补贴到平价的过程。如果要追平陆上风电价格 (0.1 元/度左右) 的话，起码需要每年 1-2 万 MW 的装机规模做支撑，这个数字相当于去年中国新增陆地风电装机量的四分之一。

尽管中国去年新增的海上风电装机量相比这一数字还有不少差距，但这并不遥远。一方面，中国每年的新增海上风电装机量都在增长，2019 年还是 2395MW，2020 年已经到了 3060MW，而风机的大型化还在加速这一过程。

另一方面，中国现有的海上风电装机能力其实还要受安装船数量不足的制约，因为无论风机的大小，安装船一次只能装一台风机。但反过来看，就算安装船数量保持不变，只要把要安装的风机功率从 6MW 提到



8MW，一年下来的新增装机量也可以提升 50%。

除了大型化，国产化降本也在有序推进当中。潘永乐称，如果说中国风电在几年前还在追赶，那么到今年是可能实现超越的。比如我国的陆上风电基本上已经全部实现了国产化，海上风电还有个别核心零部件仍在进口，但在他看来这只是一个过程：

“因为中国的制造能力，不管在任何行业，都是这样的规律，一开始模仿学习，然后逐步追赶，最后超越。”

明年“断奶”，海上风电进入调整期？

不过，对于仍享受着国家补贴的海上风电而言，明年的“断奶”是一场大考。

2020 年 1 月 3 日，国家财政部组织召开了一次可再生能源领域的通气会，宣布 2021 年之后将取消海上风电国家补贴，大大超出了业界对海上风电平价的预计。

田庆军认为，3-5 年内中国所有海域基本都可以实现平价，到十四五末部分地区度电成本可以做到 3 毛钱；潘永乐也表示，现在舆论主要是 2-3 年实现平价，但停补后明年就要做平价了，所以他们只能以最快的速度做到平价，展现企业的核心竞争力；中国可再生能源学会风能专业委员会秘书长秦海岩甚至说道，2022-2023 年，中国海上风电将迎来最困难时期。

那么，海上风电会在迎来“断崖式”的调整期吗？

潘永乐认为，取消补贴不会对海上风电的装机增长产生太大影响，业界强调“调整期”，也有希望政府能尽快出台其他有利政策的意思在里面。

他以陆上风电为例，称今年是陆上风电的平价第一年，尽管宣布停补的时候也有过不少关于风电要进入“调整期”的焦虑，但从数据上看，今年不管是新增的招标规模还是并网数量、建设口径，都是在去年高位的基础上继续增长。

比如今年上半年陆地风电新增招标量就超过了 3 万 MW，相比去年有了很大增长，同陆上风电抢装潮的 2019 年全年规模相当；新增并网达到 1 万多 MW，比去年同期增长了 4 千多 MW。鉴于这些数据，以及他们所掌握的情况，明阳智能对于明年的海上风电装机量保持乐观。

同为绿电，海上风电制氢前景如何？

由于目前氢能以及燃料电池车的热度再次升温，以及明阳集团董事长张传卫曾在做客央视时多次提及了海上风电制氢的前景，有着临近市场无需长途运输这一优势的海上风电的制氢前景同样受到关注。

对此潘永乐表示，他们认为氢是作为一种储能形态出现的。等到未来可再生能源装机规模越来越大的时候，氢的利用一定是一种趋势，不过在现阶段还是一种前瞻性的布局。

另外对海上风电而言，它最大的优势就是有着几乎为零成本的海水，因此若要让海上风电进军制氢，还需要海水制氢等关键技术。

观察者网 2021-08-15

海上风电支撑我国能源转型发展的思考

面对能源短缺、环境污染、气候变化等人类共同的难题，一场以大力开发利用可再生能源为主题的能源革命在世界范围内兴起。推进能源生产和消费革命，构建清洁低碳、安全高效的能源体系，是实现我国“双碳”战略目标的必由之路。我国海上风电资源丰富，同时具有运行效率高、输电距离短、就地消纳方便、不占用土地、适宜大规模开发等特点，海上风电将成为我国大力发展可再生能源的必然选择。

中国工程院刘吉臻院士科研团队在中国工程院院刊《中国工程科学》2021 年第 1 期撰文指出，发展海上风电是我国能源结构转型的重要战略支撑。文章分析了我国能源发展现状、趋势和面临挑战，从风电机组、海上输电、海洋工程和运维技术等 4 个领域归纳提炼了我国海上风电发展的关键技术。针对目前我国海上风电产业发展面临的诸多瓶颈问题，从海上风电资源勘查与评估、提高能

源转型认识、宏观统筹与整体规划、科技创新、政策扶持机制等 5 个方面提出了促进我国海上风电产业健康有序发展的对策与建议，以期为我国海上风电高质量发展和政府有关部门决策提供参考。

一、前言

面对能源短缺、环境污染、气候变化等人类共同的难题，一场以大力开发利用可再生能源为主题的能源革命在世界范围内兴起。十九大报告中指出，要推进能源生产和消费革命，构建清洁低碳、安全高效的能源体系。2020 年 9 月和 12 月，习近平主席分别在第七十五届联合国大会和气候雄心峰会上宣布将提高国家自主贡献力度，提出到 2030 年，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 $1.2 \times 10^9 \text{kW}$ 以上；二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取于 2060 年前实现碳中和。这一系列措施进一步明确了新时代我国能源发展的方向。

我国能源供应和能源需求呈逆向分布，在资源上（包括新能源资源）“西富东贫、北多南少”，在需求上恰恰相反。我国海上风电资源丰富，同时具有运行效率高、输电距离短、就地消纳方便、不占用土地、适宜大规模开发等特点，海上风电将成为我国大力发展可再生能源的必然选择。“十三五”期间，我国海上风电虽然得到快速发展，但是截至 2019 年年底累计装机只有 $6.42 \times 10^6 \text{kW}$ ，相比海上风电已进入规模化阶段的英国、德国等欧洲国家，我国仍处于商业化发展初期阶段，“十四五”期间面临着诸多挑战。

为推动我国海上风电高质量发展，支撑我国能源转型，2019 年 9 月，中国工程院正式启动“海上风电支撑我国能源转型发展战略研究”重大咨询项目，旨在从战略高度上明确我国海上风电的发展战略，从实践层面上策划我国海上风电的发展路径，为海上风电的高质量发展提供咨询建议。

本文作为“海上风电支撑我国能源转型发展战略研究”项目的阶段性成果，对我国海上风电这一新兴重大技术和产业的战略发展方向进行系统性的分析和研究。在分析我国能源发展现状、趋势及面临挑战的基础上，研判海上风电在我国能源转型中的前景和地位，并梳理影响海上风电发展的重点技术领域，最后针对目前海上风电发展存在的问题，研究提出相关对策建议，为我国经济建设和能源转型提供坚强、绿色、持续的支撑。

二、我国能源革命的紧迫性

随着经济社会的高速发展，我国经济总量已跃居世界前列。与之相应的能源消耗总量也持续大幅增长，目前已成为世界上最大的能源生产国和消费国。2019 年我国能源生产总量达到 $3.97 \times 10^9 \text{tce}$ ，发电量达到 $7.14 \times 10^{12} \text{kW} \cdot \text{h}$ ，包括可再生能源发电装机在内的指标均达到世界首位。2019 年我国一次能源消费总量达到 $4.86 \times 10^9 \text{tce}$ ，其中煤炭占比为 57.7%，石油占比为 18.9%，天然气占比为 8.1%，非化石能源占比为 15.3%。在我国能源电力事业取得举世瞩目成就的同时，能源资源约束日益加剧，生态环境问题突出，调整结构、提高能效和保障能源安全的压力进一步加大，能源发展面临一系列严峻挑战。

（一）能源消费总量持续增加，能源利用效率较低

21 世纪初以来，我国一次能源消费总量持续增长，年均增长近 $2 \times 10^8 \text{tce}$ ，有力支撑了我国经济社会的快速发展。我国单位国内生产总值（GDP）能耗从 1978 年的 15.66 t/万元下降到 2019 年的 0.49 t/万元，但仍高于世界平均水平 50% 左右。多年来，我国 GDP 增长过多依靠投资和出口拉动，高能耗产业发展过快。我国能源转化和利用效率偏低，先进高效能源技术普及率仍然较低，煤炭等化石能源清洁高效利用技术发展不平衡，部分行业开发应用滞后，能源优质化利用程度不高，与发达国家差距明显，节能潜力巨大。

（二）用能结构不够绿色，碳减排压力大

我国“富煤、贫油、少气”的能源资源禀赋，使煤炭一直在我国一次能源生产和消费结构中占据主导地位。2019 年我国煤炭占一次能源消费比重约为 57.7%，非化石能源近年来有所增长，占比为 15.3%，与世界平均水平（15.7%）相当。2019 年全球能源相关 CO₂ 排放总量为 $3.42 \times 10^{10} \text{t}$ ，我国 CO₂ 排放量位于全球第一，排放量为 $9.8 \times 10^9 \text{t}$ ，是美国的 2 倍，欧盟的 3 倍。2020 年 12 月，

习近平主席在气候雄心峰会上宣布到 2030 年，中国单位国内生产总值二氧化碳排放将比 2005 年下降 65% 以上。在全球二氧化碳排放量止增的同时，我国排放量仍在继续上升，为实现这一目标，未来温室气体减排压力巨大。

（三）油气对外依存度持续增高，能源安全形势严峻

我国化石能源的储采比非常低，远远低于世界平均水平。2019 年我国石油、天然气、煤炭的储采比分别为 18.7 年、47.3 年和 37 年，世界石油、天然气、煤炭平均储采比为 49.9 年、49.8 年和 132 年，石油仅为世界平均水平的约 1/3，煤炭仅为世界平均水平的约 1/4。2017 年我国超过美国成为全球第一大石油进口国，2019 年原油消费量达到 $6.4 \times 10^8 \text{t}$ ，产量为 $1.9 \times 10^8 \text{t}$ ，进口量为 $5.1 \times 10^8 \text{t}$ ，对外依存度达 71%。自 2018 年起我国成为最大天然气进口国，2019 年天然气消费量为 $3.001 \times 10^{11} \text{m}^3$ ，产量为 $1.762 \times 10^{11} \text{m}^3$ ，进口量为 $1.391 \times 10^{11} \text{m}^3$ ，对外依存度达到 43%。随着全球地缘政治变化、国际能源需求增加和资源市场争夺加剧，我国能源安全形势严峻。

（四）产能过剩，同质化严重，技术创新能力不足

当前能源及其相关领域，特别是煤炭、钢铁和煤电行业的投资过剩、产能过剩现象较为普遍。科技是推进经济发展和社会进步的根本动力，也是一个国家核心竞争力的重要标志。新能源产业属于战略性新兴产业和技术密集型产业，尚有大型轴承和齿轮箱、控制系统等部分核心设备和工具软件还严重依赖进口，需要攻克其中的“卡脖子”关键技术。高比例新能源并网系统受到新能源波动性、间歇性和不确定性等的影响，供电可靠性不高，且容易受极端天气等影响，亟需从电力系统基础理论、规划方法、调度运行技术等角度研发解决高比例新能源接入电网造成安全运行与可靠供电等问题。此外，在新能源领域，国家和行业标准尚不完善，技术研发缺乏大型测试平台。

三、海上风电在能源转型发展中的地位和前景

（一）海上风电将成为我国大力发展可再生能源的必然选择

1. 海上风能资源丰富，风电效率高

我国拥有超过 $1.8 \times 10^4 \text{km}$ 的大陆海岸线，可利用海域面积超过 $3 \times 10^6 \text{km}^2$ ，5~50 m 水深、70 m 高度的海上风电可开发资源量约为 $5 \times 10^8 \text{kW}$ ；考虑到 70 m 以上的技术开发能力，实际可开发资源量更多。海上风速高，风机单机容量大，年运行小时数最高可达 4000 h 以上，海上风电效率较陆上风电年发电量多出 20%~40%，具有更高的能源效益；海上风电场远离陆地，不受城市规划影响，也不必担心噪音、电磁波等对居民的影响。

2. 海上风电靠近东部负荷中心，就地消纳方便

我国绝大部分陆地风能、太阳能资源分布在西北部，北部和西北部煤炭资源占全国的 76%，西南部水能资源占全国的 80%，而中东部负荷需求则占全国的 70% 以上。能源基地大多远离负荷中心，最大距离达到 3000 km。中国工程院《我国未来电网格局研究（2020 年）咨询意见》指出，随着我国西部产业发展和东部清洁能源的开发，东部和西部源荷不平衡程度将降低，“西电东送”规模会出现拐点，“西电东送”也面临着不可持续问题。中国工程院咨询研究团队预测，2030 年我国中东部地区最大用电负荷将达到 $9.7 \times 10^8 \text{kW}$ ，需受入电力超过 $3.6 \times 10^8 \text{kW}$ ，必须采取“集中开发、远距离输送”与“分布式开发、就地消纳”并举模式。紧邻东部负荷中心的海上风电大规模开发，能够减轻“西电东送”通道建设压力；海上风电与“西电东送”的水电还能在出力上形成季节互补。发展海上风电能够进一步提高可再生能源占比，加快能源结构转型。

3. 带动沿海地区经济发展，形成海洋经济新的增长极

党的十九大报告中明确要求坚持陆海统筹，加快建设海洋强国。发展海上风电，与大力发展海洋经济、建设海洋强国战略高度吻合。“十三五”期间，海上风电产业对沿海县域经济的拉动作用初步显现，广东阳江，江苏如东、大丰等地都在打造世界级海上风电基地，部分积聚区域年产值已超过 100 多亿元，成为地方经济支柱产业。据估算，目前沿海地区海上风电项目储备总投资约为 1.6 万亿元，能够有效地拉动沿海地区经济发展，不仅助力海洋经济再上新台阶，而且在当前形势下形成新的产业链，对于稳增长稳就业起到重要作用。

根据各省规划，到 2035 年，我国海上风电装机将达到 $1.3 \times 10^8 \text{kW}$ 左右，与我国目前西电东送容量相当，对促进我国能源结构转型和构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系，将发挥举足轻重的作用。海上风电综合优势明显，东部地区可以把发展重心转移到海上风电资源的开发，海上风电将支撑我国能源结构转型和海洋经济发展。未来中东部电力负荷也将形成以本地传统电源、“西电东送”、就地分布式新能源和规模化海上风电四点支撑的局面，结构见图 1。

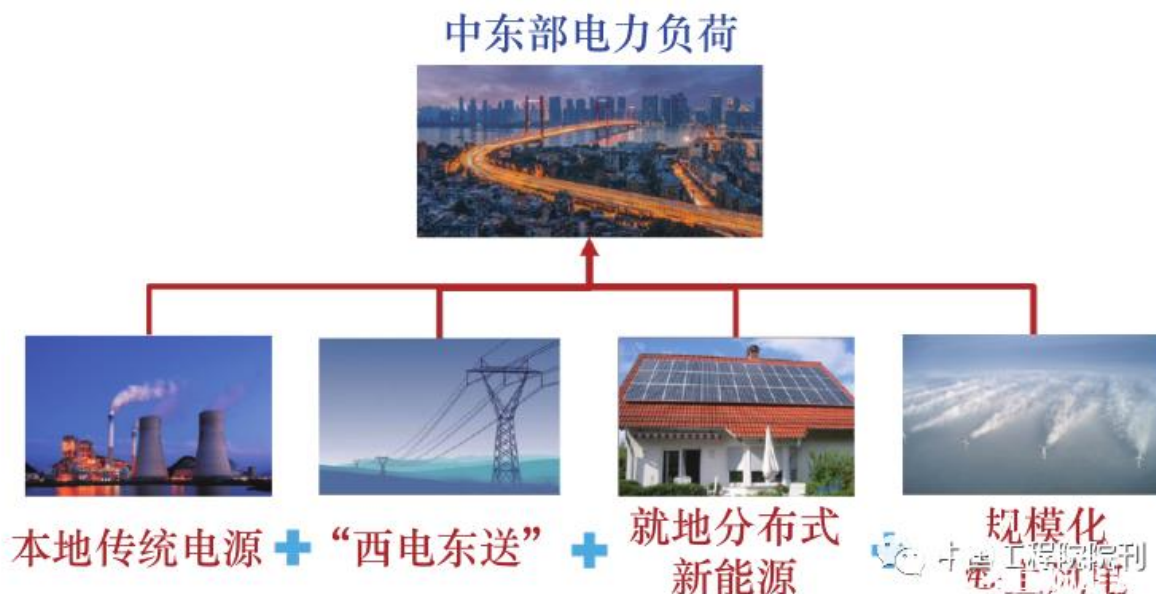


图 1 中东部电力负荷中心能源互补

(二) 国内外海上风电发展现状及趋势

1. 国内外海上风电的发展现状

根据全球风能理事会（GWEC）统计数据，2019 年全球海上风电新增装机 $6.1 \times 10^6 \text{kW}$ ，累计装机容量达到 $2.914 \times 10^7 \text{kW}$ ，比 2018 年增长了 35.5%。2015—2019 年，全球海上风电市场年均增长近 16%。中国连续两年成为新增装机容量最多的国家，全球新增 / 累计装机容量情况见图 2 和图 3。



图 2 全球每年新增 / 累计装机容量



图 3 各国 2019 年新增 / 累计装机容量

2019 年我国海上风电新增装机 $1.98 \times 10^6 \text{kW}$ ，累计装机 $6.42 \times 10^6 \text{kW}$ ，提前 1 年完成了“十三五”末装机 $5 \times 10^6 \text{kW}$ 的规划目标，仅次于英国和德国，位居全球第三，海上风电装机容量情况见图 4。截至 2019 年年底，在建项目装机 $1.095 \times 10^7 \text{kW}$ ，已核准待建项目 $4.048 \times 10^7 \text{kW}$ 。按照各省规划，江苏、广东等是未来海上风电发展的重点区域，我国海上风电也将进入高速发展时期。



图 4 我国海上风电装机容量

注：数据来自中国可再生能源学会风能专业委员会（CWEA）。

2. 国内外海上风电的发展趋势

近些年欧美发达国家在大规模海上风电集中开发的技术集成与关键装备领域进步巨大，海上风电总体呈现“由小及大、由近及远、由浅入深”的发展趋势，即单机额定容量逐步增大，海上风电机组进入 10 MW 时代；风电场规模越来越大，单体规模超过百万千瓦，规模化开发趋势明显；风场离岸距离和水深不断增加，分别超过 100 km 和 100 m，深远海化趋势明显；竞价上网成为海上风电发展最新模式，海上风电成本逐步下降。

四、海上风电重点技术

（一）风电机组技术

目前海上风电机组向着“大容量、轻量化、高可靠”趋势发展。国外最大单机容量达到 12 MW，国内最大单机容量为 10 MW，国内外供应商主要风机型号见表 1。

表 1 国内外供应商主要风机型号

| 企业 | 型号 | 容量/MW | 驱动形式 | 风轮直径/m |
|---------------------|--------------------|-------|---------|--------|
| 通用电气公司 | Haliade-X 12 MW | 12 | 直驱永磁 | 220 |
| 西门子歌美飒可再生能源（北京）有限公司 | SG 11.0-193DD Flex | 11 | 直驱永磁 | 200 |
| 东方电气集团有限公司 | D10000-185 | 10 | 直驱永磁 | 185 |
| 明阳智慧能源集团股份公司 | SE8.0-10-180 | 8~10 | 半直驱永磁 | 180 |
| MHI Vestas | V164-9.5 MW | 9.5 | 半直驱永磁 | 164 |
| MHI Vestas | V174-9.5 MW | 9.5 | 半直驱永磁 | 174 |
| 西门子歌美飒可再生能源（北京）有限公司 | SG8.0-167DD | 8~9 | 直驱永磁 | 167 |
| 金风科技股份有限公司 | GW175-8.0 MW | 8 | 直驱永磁 | 175 |
| 上海电气集团 | 8.0-167 | 8 | 直驱永磁 | 167 |
| 明阳智慧能源集团股份公司 | SE7.25-158 | 7.25 | 半直驱永磁 | 158 |
| 远景集团 | EN-161/5.2 | 5.2 | 高速齿轮箱传动 | 161 |
| 中国船舶重工集团海装风电股份有限公司 | H171-5 MW | 5 | 高速齿轮箱传动 | 171 |

1. 超长超柔叶片技术

叶片是影响风机性能和成本的关键部件，是衡量国家技术实力的标志之一，通过弯扭耦合控制实现叶片的自适应降载，降低叶片单位长度的成本。通过合理的材料布置方案提高叶片面内的气动阻尼，提高叶片可靠性。柔性叶片配合气动附件的设计方案可以减少叶片的失速风险，保证机组的发电量。柔性叶片的弯扭耦合，柔性叶片与变桨系统耦合的稳定性，叶片变形动态测试等方面仍受制于国外的技术，相关部件材料 / 软件等进口情况见表 2。

表 2 叶片相关部件材料 / 软件等进口情况

| 设备 | 项目 | 类型/型号 | 进口比例 /% | 外资品牌国内生产比例/% | 进口原因 | 主要技术来源及品牌 |
|----|--------|-----------------------|---------|--------------|----------|-----------------------------|
| 叶片 | 材料 | 碳纤维UD织物 | 100 | 0 | 技术领先 | 德国Saertex |
| | 材料 | 碳纤维预浸料 | 50 | 30 | 技术领先 | 德国Saertex |
| | 材料 | 聚氯乙烯 (PVC) 泡沫 | 50 | 0 | 国内产能无法满足 | 意大利 Miracell、Diab |
| | 材料 | 聚对苯二甲酸乙二酯 (PET) 泡沫 | 85 | 15 | 技术领先 | 瑞士3A, 比利时 Armacell, 英国Gurit |
| | 气动结构设计 | LM75.1 | 0 | 100 | 技术领先 | 丹麦LM |
| | 设计软件 | GH Bladed、ANSYS、Focus | 80 | 0 | 集成度高 | 中国航发研究院、ANSYS |

2. 风电机组主轴承技术

风电机组主轴承式风机的核心枢纽，不但要具有防腐防潮等性能，还必须承载整个风机巨大震动冲击。目前国内在主轴承设计布局等方面依然存在薄弱环节，一定程度上依靠国外引进技术，还需进一步深入研究整个轴系，设计适合我国沿海风情的轴承技术，相关设备进口情况见表 3。

表 3 主轴承、传动链试验检测设备进口情况

| 设备 | 项目 | 类型/型号 | 进口比例 /% | 外资品牌国内生产比例/% | 进口原因 | 主要技术来源及品牌 |
|---------|------------|----------|---------|--------------|---------------|--------------------|
| 整机传动实验台 | 拖动变频器 | 18 MW | 40 | 60 | 高功率IGBT模块技术领先 | 德国赛米控、英飞凌, 日本富士 |
| | 五自由度液压加载系统 | 弯矩70 MNm | 70 | 30 | 液压伺服技术领先 | 美国MTS, 德国 RENK、BIA |
| | 联轴器 | 扭矩20 MNm | 100 | 0 | 技术垄断 | 德国CENTA、RENK |
| | 电网模拟器 | 6 MW | 100 | 0 | 技术领先 | 瑞士ABB |
| | 测试系统 | 多通道数据采集 | 100 | 0 | 技术领先 | 美国NI, 德国IMC |
| | 测控系统 | 可编程逻辑控制器 | 100 | 0 | 技术领先 | 中国航发研究院 |
| | 电网仿真 | 实时仿真 | 100 | 0 | 技术垄断 | 瑞典ABB、RTDS |

3. 直驱永磁风力发电机

目前国内海上风力发电机类型主要有双馈风机和永磁直驱风机两种。它们的主要区别在于发电结构不同，传动不同。永磁直驱风机相对双馈风机效率更高、能耗较小、受风速等条件限制小，对于我国风电行业发展具有更重要的意义。但因永磁直驱风机制造成本较高，控制难度较大，技术还不成熟等问题，国内未来一段时间永磁直驱风机和双馈风机仍将并行发展。双馈式风机与永磁直驱式风机区别分析见表 4。

表 4 双馈式风机与永磁直驱式风机的区别

| 特性 | 双馈式风机 | 永磁直驱式风机 | 分析说明 |
|-----------|-------|---------|---|
| 传动系统（齿轮箱） | 有 | 无 | 双馈风机具有传动系统即齿轮箱，齿轮磨损等故障率较高 |
| 电机体积 | 小 | 大 | 永磁直驱风机电机体积较大，运输难度也相对更大 |
| 制造成本 | 低 | 高 | 永磁直驱风机技术较新，电子化程度高 |
| 维护成本 | 高 | 低 | 永磁直驱风机省去齿轮箱维修费用 |
| 空气动力学性能 | 受限大 | 受限小 | 永磁直驱风机通过电磁感应原理发电，在额定的低转速下输出功率较大、效率较高 |
| 电机运行速度 | 快 | 慢 | 永磁直驱风机更能适应低速风，电机低速运行 |
| 电机控制 | 易 | 难 | 永磁直驱风机省去齿轮箱，全功率逆变，对风机控制要求更高 |
| 发电效率 | 低 | 高 | 双馈式风机支持齿轮箱工作，本身也耗电，永磁直驱风机效率更高，发电效率平均提高 5%~10% |
| 兼容性 | 弱 | 强 | 永磁直驱风机具备较强电容补偿、低电压穿越能力，对电网冲击小，兼容性强 |
| 可靠性 | 低 | 高 | 永磁直驱风机允许的过载电流大，总体可靠性显著提高 |
| 发展前景 | 小 | 大 | 永磁直驱风机技术较新，电子化程度高，我国风电研究院院刊，未来永磁直驱风机前景更广阔 |

4. 新型高效风能转换装置

在单风轮 C_{pmax} （风能利用系数最大值）达到 0.48 的情况下，流过风轮后的风速仅降低 20% 左右，且主要通过风轮外叶展吸收能量，内叶展能量利用率很低，具有很高的能量梯级利用价值。串列式双风轮机组结构紧凑，单位面积功率密度更高，单位面积内机位更多，总容量更大。双风轮风机功率密度高、占地少，能够有效提高能源利用率，具有较高风能利用系数。浙江某 300 MW 海上风电场，风场面积 47.5 km²，装有 58 台 5.2 MW 机组，如采用等功率双风轮机组，可增加 20%~30% 机位。

（二）海上输电技术

1. 海上风电单场送出技术

目前海上风电单场送出的技术主要有高压交流输电 (HVAC)、常规直流输电 (LCC-HVDC)、柔性直流输电 (VSC-HVDC)、分频输电 (FFTS) 四种方式，海上风电场输电方式选择主要参考风电场容量和离岸距离，详细见表 5。海上风电场开发规模的扩大，输电容量和输电距离的增加，机组大型化、受端电网短路电流水平、电网安全稳定等因素，使得海上风电输电直流化方向的发展趋势愈加明显。

表 5 海上风电场输电方式选择

| 序号 | 风电场容量/MW | 离岸距离 | 输电方式 |
|----|----------|-----------|----------|
| 1 | 200 以内 | 80 km 以内 | HVAC |
| 2 | 200~400 | 300 km 以内 | 根据距离选择 |
| 3 | 400~600 | 远海或深海 | LCC-HVDC |
| 4 | 600 以上 | 远海或深海 | |

2. 大规模海上风电集群组网送出技术

未来可用于大规模海上风电集群组网送出的方案主要有基于 HVAC 技术的场间交流并联组网交流送出，基于 VSC-HVDC 的交流并联组网柔直送出，基于 VSC-HVDC 的多端柔性直流输电和基于 LCCHVDC 和 VSC-HVDC 的混合直流输电。

(三) 海洋工程技术

海洋工程技术主要包括勘察工程技术、结构工程技术、岩土工程技术、建造技术以及运营维护技术五部分（见图 5）。水深超过 50 m 的深海区域，如采用固定式基础结构，造价将大幅增加，且目前技术难以实现，深海浮式风电场将成为海上风电场发展的新趋势。2018 年江苏亨通光电股份有限公司成功中标葡萄牙海上浮式风力发电输出系统建设项目，为我国漂浮海上风电项目开发积累了成功经验。

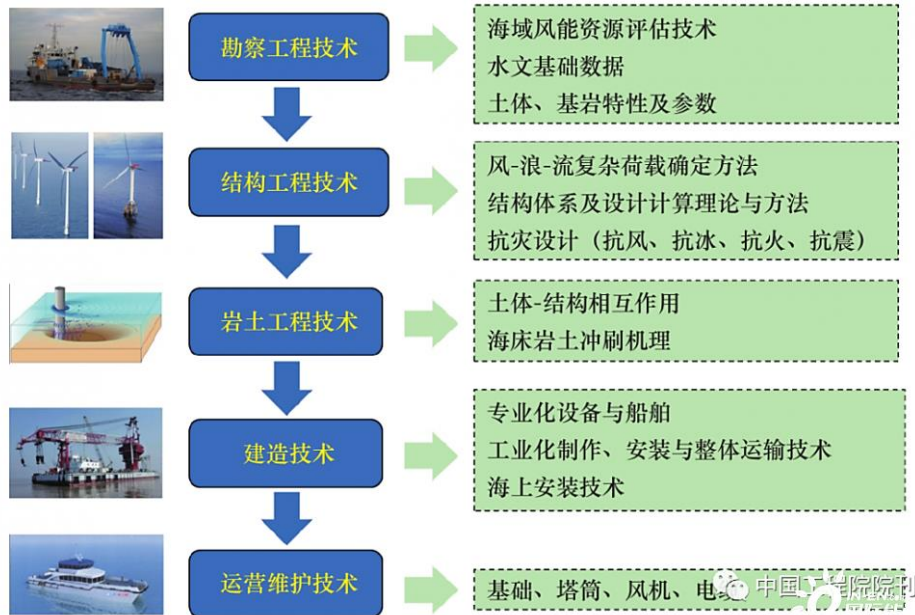


图 5 海洋工程技术总览

(四) 运维技术

1. 激光雷达检测技术与风速实时预测

通过装设于漂浮式平台的激光测风雷达进行风资源观测，可为设计规划以及优化调度提供高精度风况指导；通过机舱式激光雷达实现前馈变桨降载运行。分析历史数据及气象数值信息建立预测模型，输入高精度测量数据进行模型计算，从而得到风速实时预测结果，为多尺度场级功率预测以及海上风电能量优化管理提供了测算依据，风速实时预测流程见图 6。

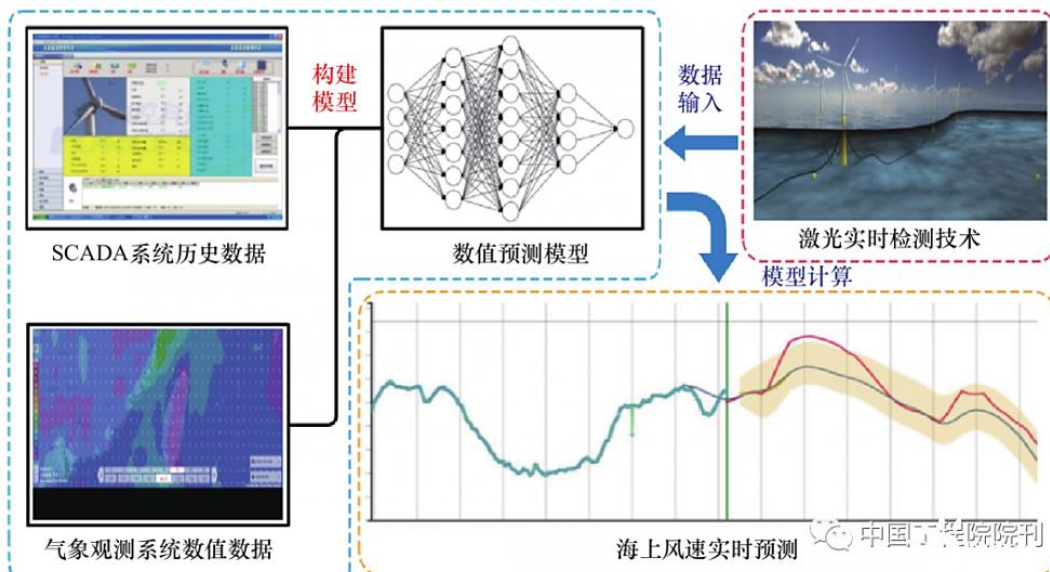


图 6 风速实时预测流程图

注：SCADA 指数据采集与监视控制系统。

2. 风电场尾流控制

构建面向控制的稳态尾流模型，量化机组间因尾流效应产生的功率耦合关系；通过优化问题的构建求解，降低尾流效应引起的功率损失，提高全场发电量。结合模态分解与频域分析手段，分析尾流的动态特性，量化尾流效应对机组载荷的影响，实现功率-载荷协同优化，风电场尾流控制技术结构如图 7 所示。

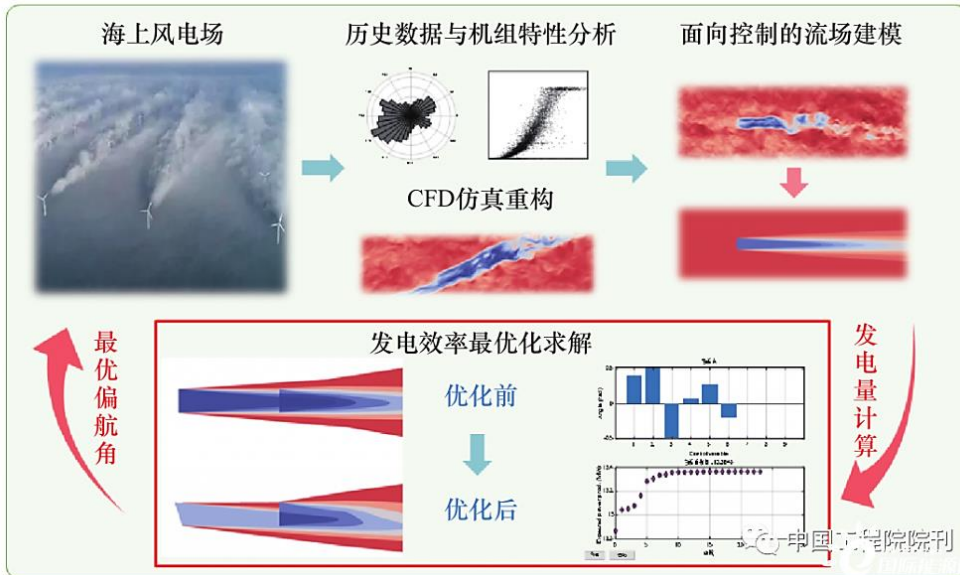


图 7 风电场尾流控制技术

注：CFD 计算流体动力学。

3. 风电场优化调度与控制

综合风-浪-流-机的复杂耦合影响，从固有 / 可变两个角度表征高可靠性前提下的机组功率调节特性，量化功率调节与机械载荷指标间的关系。构建群-场-机多层框架的风电场群协同优化调度方法，提高规模化海上风电的并网友好性。风电场优化调度与控制流程如图 8 所示。

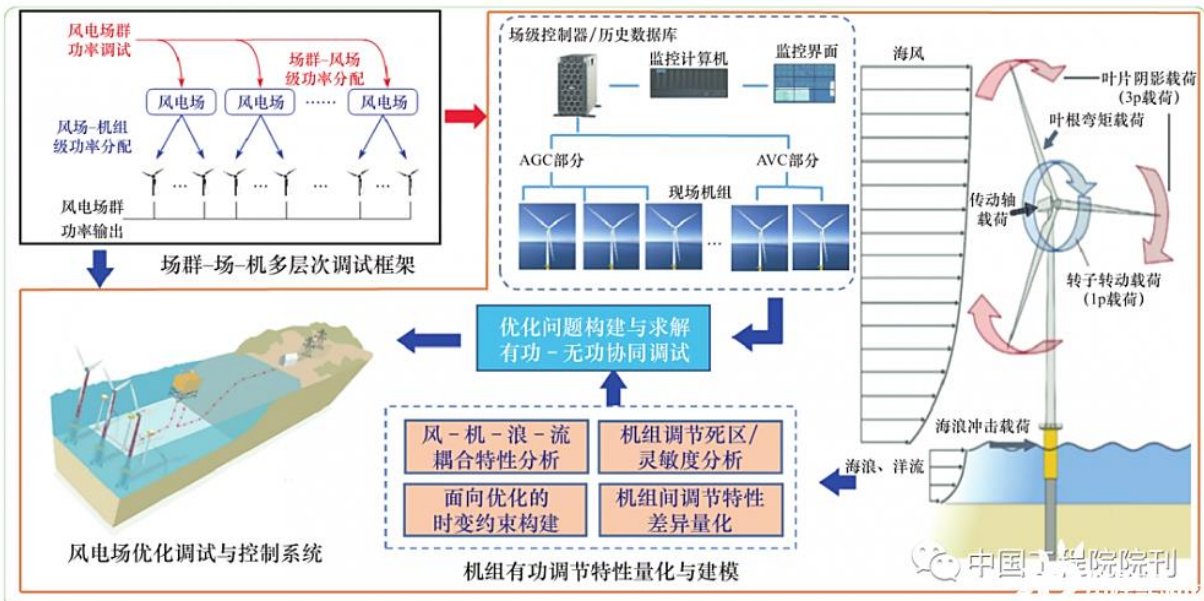


图 8 风电场优化调度与控制

注：AGC 为自动发电控制；AVC 为自动电压控制。

4. 设备智能检测与维修

基于智能数字化检测技术构建风电场大数据云平台,实时更新与计算风场监控状态、故障分析、设备监测及预警等,以定期维护与故障预警维修相结合的形式,保障机组常规维护,及早发现故障并及时处理,减少故障导致的停机时间,海上风电场运维流程如图 9 所示。建设区域化运维基地及智能调度策略,结合设备健康度检测信息与精细化气象预报,优化部署海上维修交通工具及检修团队,提高维修效率,降低运维成本。

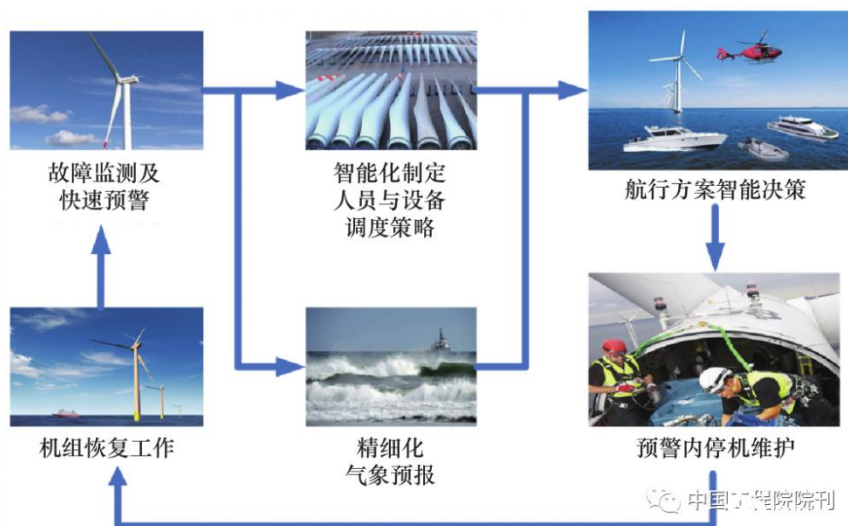


图 9 海上风电场运维流程

五、海上风电高质量发展的对策建议

(一) 加大海上风电资源勘察力度,建立资源评估体系

建议政府部门和科研机构,对全国海上风电资源进行详尽的勘测,建立资源评估体系,强力支撑国家能源战略规划、政策法规编制,引导和优化可再生能源项目投资布局。建议在相关教育专业设置和可再生能源资源勘察评估专业人才培养等方面予以重点支持。

(二) 提高海上风电对我国能源转型发展的认识

革新我国能源资源禀赋理念,规范能源资源禀赋的内涵,旗帜鲜明地将海上风电等可再生能源作为国家能源规划和战略政策中不可或缺的组成部分;国内近海海上风电资源丰富,开发利用潜力巨大,且靠近东部电力负荷中心,就近消纳方便,发展海上风电将成为我国能源结构转型的重要战略支撑,为海洋综合开发利用与建设海洋强国贡献力量。

(三) 加大国家层面的宏观统筹与整体规划

“十四五”期间强化对海上风电的顶层设计,统筹未来电网建设格局,支持东部沿海加快形成海上风电统一规划、集中连片、规模化滚动开发态势,优化电力生产和输送通道布局;聚焦“新基建”,加快广东、江苏等风能资源良好省份现有的海上风电基地建设,并逐步推动海上风电往深海、远海方向发展,实现海上组网与就地消纳;建议电网企业一同加入海上风电开发,统筹考虑电网格局、电力流和电网安全的影响,统一规划建设海上电力输送通道,减少不必要的重复投资。

(四) 聚焦“卡脖子”问题,加强科技创新

海上风电技术和装备要求高、科技内容丰富,利用“十四五”窗口期,建议科学技术部、发展和改革委员会、能源局聚焦海上风电全产业链“卡脖子”问题,加大科技攻关力度,提高装备国产化率,推动关键核心技术实现国产化突破;开展全生命周期多维度技术经济评价,建立引导海上风电科技创新的差异化政策扶持机制;在科研体制方面,探索面向国家需求的新型创新合作机制、激励机制、人才培养机制。

(五) 健全政策扶持机制,引导海上风电产业健康发展

改变一刀切、限定时限予以补偿的机制,建立针对海上风电的阶段性退坡补贴机制,避免海上

风电片面追求规模、忽视质量的“抢装潮”；调动地方财政补贴积极性，通过补贴实现海上风电产业链延伸和推动地方经济转型升级的良性循环；准确把握“放管服”政策尺度，避免陆上风电“4.95 万千瓦现象”；开展全生命周期多维度技术经济评价，建立引导海上风电科技创新的差异化政策扶持机制。

风能专委会 2021-08-09

4060 吨“巨无霸”！国内最大海上风电升压站发运

8 月 6 日，中国能建广东院勘察设计、广东火电承运的国内首个近海深水区海上风电场——华电阳江青洲三 500 兆瓦海上风电场海上升压站完成全部建造工作，从南通启程发运往项目海域。



一幢相当于 8 层居民楼高的“钢铁巨屋”，由江向海，鸣笛启航。此次发运的海上升压站上部组块，整体外形尺寸约为 52.3 米×46.8 米×22.9 米，单体重量约 4060 吨，尺寸重量大且运输距离长，配置六列 SPMT（共计 6PPU+156 轴线）在码头滚装上船，并在运输托架上进行绑扎固定后，进行约 1030 公里（560 海里）的海上运输，预计 8 日后运输至风场海域。

海上升压站是海上风电场的电能汇集中心，相当于风电场的“心脏”，其设计水平及建造质量对项目的安全稳定运行至关重要。青洲三项目海上升压站是国内最大海上升压站，总重量 4060 吨，采用整体式结构，内设“十”字形通道，内部安装有电气、消防、暖通等专业设备，整体设备国产化率 95% 以上。广东院充分发挥海上风电设计技术优势，并汲取多个海上升压站的设计及运维经验，对升压站上部组块进行深度优化设计，满足功能要求的同时兼顾建造经济性和运维适用性，得到了参建各方的一致好评。

装运施工中，广东火电项目部克服工期紧、任务重，立体交叉施工以及台风恶劣天气频发等诸多不利因素，真抓实干、艰苦奋斗，充分做好前期策划准备，重视运输方案把控及校核，进行对大件重物运输海绑设计、工装强度、船舶稳性、调载分析及系泊计算等多项计算分析，同时在进场前完成了对码头清淤等准备工作，确保现场装船施工的技术可行。在选好合适潮位时间段后，抓住时机，确保有条不紊地开展装船工作，严格把控装船绑扎质量。

该项目是我国首个离岸最远、水深最深、单机容量最大的近海深水区海上风电项目，位于广东省阳江市沙扒镇附近海域内，总装机容量为 500 兆瓦，共布置 30 台 8.3 兆瓦、37 台 6.8 兆瓦风电机组，配套建设海上升压站和陆上集控中心。项目建成后，每年可提供清洁电能 15.47 亿千瓦时，与同规模燃煤电厂相比，每年可节约标准煤 47.8 万吨，减少二氧化碳排放 45.1 万吨，对持续提高广东省清洁能源装机占比，加快实现“3060”目标具有积极意义。

广东火电 2021-08-12

氢能、燃料电池

绿氢+液态阳光有望挑起零碳“重担”

李灿认为，全国碳交易市场启动运行，以及碳税制度落地实施，均将有利于绿氢发展。“短期看，绿氢发展需要一定补贴，长期则应由市场调节，而这还离不开国家在科技研发方面的大力支持。”

在他看来，用化学转化技术将太阳能变成液体燃料甲醇（液态阳光），可走出一条基于绿氢实现易储、易运、易用的一条新路。

作为有潜力实现零碳排放的清洁能源，氢能在我国能源结构转型和实现碳达峰、碳中和战略目标过程中，无疑将承担重任。

不过就眼下看，氢气的储运瓶颈短期尚难以突破。基于此，中科院研究团队创新性地提出了用绿氢还原二氧化碳制取甲醇的技术，即“液态阳光”技术，这样不仅可以破解当前氢面临的储运难题，还搭建了化石能源与可再生能源融合的桥梁，被视为“通向零排放的路径”。

近日，这一技术的领军人，中国科学院院士、中国科学院大连化学物理研究所研究员李灿接受了《中国城市能源周刊》记者专访，对氢能发展中备受关注的“绿色氢能商业化、液态阳光甲醇项目推广”等问题进行了解答。

绿氢成本有望追平灰氢、蓝氢

氢气根据生产原料来源不同分为灰氢（煤制氢）、蓝氢（天然气制氢）、绿氢（可再生能源电解水制氢），以及石油气化制氢。

其中绿氢被认为是未来氢能的主要获取方式。在李灿看来，绿氢将是解决已排放二氧化碳，以及碳减排问题的根本途径。

然而，相比之下，现阶段，绿氢制取成本要远高于灰氢和蓝氢，约为蓝氢的1.5倍、灰氢的3倍，也正因此使其在氢源中的占比也远低于后两者，仅约4%。

“绿氢的生产成本主要是对应可再生能源发电的成本，过去因电的成本高，所以很少用可再生能源电力制氢。随着可再生能源电力成本下降，比如国家电投近期在四川甘孜州的光伏项目预中标电价已低至约0.15元/度，创下中国光伏史上最低电价，相对应制氢的成本也会随之下降。”李灿说。

李灿进一步认为，随着技术进步，可再生能源电力与电解水制氢成本持续下降，“从长远看，绿氢成本甚至可能会低于煤制氢、天然气制氢的成本。”

2021年是绿氢商业化应用元年

制氢效率不断提高、成本不断下降，将为氢能应用释放怎样的商业化空间？

国际氢能委员会预计，到2050年，氢能将承担全球18%的能源终端需求，燃料电池汽车将占据全球车辆的20%-25%。

纵观我国，商业化氢能应用基础设施建设正在各地陆续启动。“如果基础设施建设能与氢能产业相辅相成、协同推进，行业将呈现良性发展态势。不过，前期加氢站建设多依据规划进行，日后经市场调节，应该会经历一个不断优化布局的过程。”李灿说。

李灿认为，“2021年将是绿氢商业化应用的元年”，碳达峰、碳中和目标的提出无疑助力了氢能发展，中国经济复苏也将推动氢能从单一的交通领域燃料电池，进入工业领域等更为广阔的应用场景。

“相较于交通领域，冶金、水泥等行业二氧化碳排放量更大，更需要氢能发挥作用。”李灿进一步指出。应用场景的变化虽不会在一夜之间产生，但自今年起，“这一转变的趋势必会加速。”

与此同时，李灿认为，全国碳交易市场启动运行，以及碳税制度落地实施，均将有利于绿氢发展。“短期看，绿氢发展需要一定补贴，长期则应由市场调节，而这还离不开国家在科技研发方面的大力支持。”

液态阳光破解氢能储运短板

众所周知，我国太阳能资源十分丰富。有研究显示，若仅在从甘肃到新疆戈壁滩不足 70%的面积建设光伏电站，光电转换效率达到 10%即可支撑全国的能源消耗。

“从我国的终端用能设备来看，直接用电的设备占比也只有约 30%，其余 70%正是氢能可以发挥碳减排作用的潜在市场。”李灿指出。

值得注意的是，由于自身特性，氢能还面临着储存、运输和加注等许多难题。在李灿看来，用化学转化技术将太阳能转化成液体燃料甲醇（液态阳光），可走出一条基于绿氢实现易储、易运、易用的一条新路。

甲醇不仅是非常理想的储氢载体，更是很好的储电载体。李灿援引数据指出，通过电解水生产氢气，可折合每吨氢气存储 3.3 万度电；而从氢气还原二氧化碳生成甲醇，则相当于每吨甲醇存储 0.8 万度电。

“氢能和液态阳光甲醇都是新的储能形式，既能解决可再生能源的间歇性问题、促进消纳，还是一条规模化输送能源的新途径。”李灿认为。

谈及液化阳光甲醇的碳减排潜力，李灿援引数据指出，每吨甲醇可转化 1.375 吨二氧化碳，我国甲醇现有年产能约 8 千万吨，如果全部采用液态阳光技术生产，则可吸收上亿吨二氧化碳；而如果将可再生资源发电大量转化成甲醇，替代汽、柴油，更有望减排 10 亿吨级二氧化碳，既能缓解我国石油进口压力，还将对实现碳达峰、碳中和目标作出直接贡献。

本报记者 吴起龙 中国能源报 2021-08-02

氢能发电将在能源转型过程中将扮演重要角色

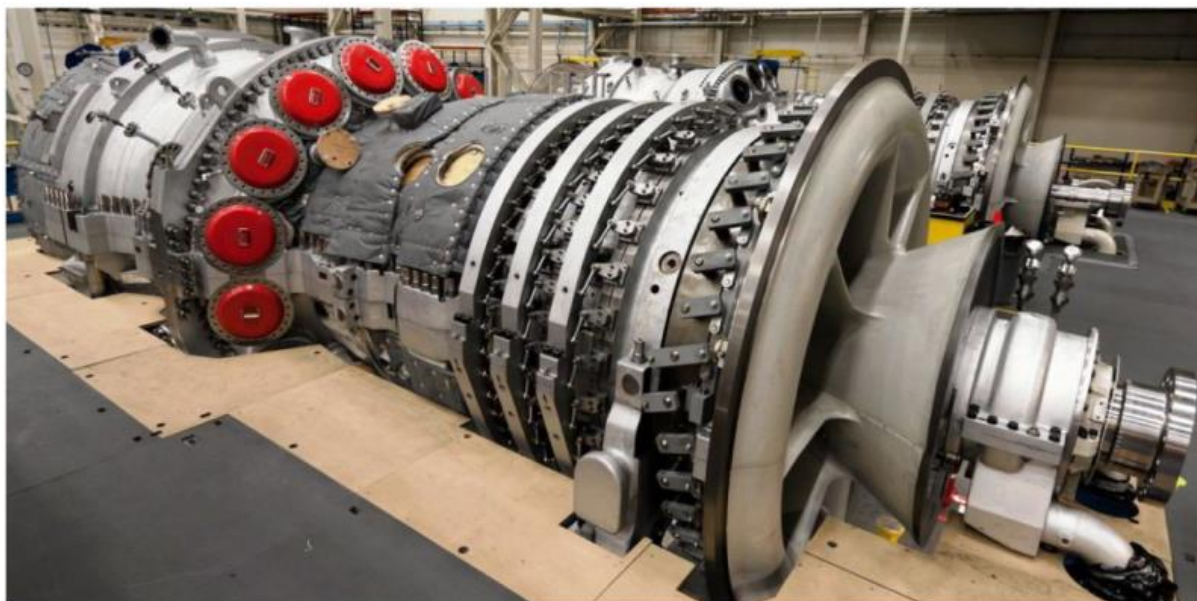
Recharge 网站发表署名 Leigh Collins 文章，题目是：Why hydrogen-fired power plants will play a major role in the energy transition（为什么说氢能发电厂将在能源转型中扮演重要角色）



Why hydrogen-fired power plants 'will play a major role in the energy transition'

乍一看，清洁氢气发电厂的概念似乎完全荒谬。为什么会有人使用可再生能源来制造绿色氢气，然后将其燃烧发电？整体能源效率将低于 40%，每 10 千瓦时的风能或太阳能将提供不到 4 千瓦时的电力。

然而，西门子能源（Siemens energy）、Equinor 和苏格兰和南方能源公司（SSE）等主要能源公司认为，氢燃料发电厂有着光明的未来。德国的西门子能源公司（Siemens Energy）去年从其母公司西门子（Siemens）分拆出来，现在为客户提供氢燃料发电厂解决方案。



A Siemens Energy gas turbine capable of running on 30% hydrogen. Photo: Siemens Energy

如果有可再生能源，将其转化为氢气并重新通电，能源效率不到 40%。但是，当我们将氢气用作长期储存和对各种可再生能源的补偿时，这才有意义。如果需要季节性储能——冬天夏天使用太阳能，秋天到夏天使用风能——氢气就可以完成这一过程。

大规模储氢也将有助于减少大风/晴天期间风力和太阳能发电的减少。绿氢可以增加我们可再生能源的吸纳，因为可以利用原本要被放弃的可再生能源制氢。因此，通过电解（利用电力将水分子分解成氢气和氧气），并将多余的能量储存为氢气，可以真正让电力系统大量扩展可再生能源。一旦能利用过剩的可再生能源电力，那么就可以将可再生能源实际利用率翻一番甚至更高。

挪威石油巨头 Equinor 和苏格兰公用事业公司 SSE 最近宣布了一项计划，计划在 2030 年前在英格兰东北部的凯德比建造一座全新的 1.8 吉瓦氢气发电站。该项目将可以由低碳的蓝色氢气提供动力，也可用于支持各种可再生能源，特别是海上风电。

然而，在目前的条件下，使用清洁的氢气发电在经济上还是亏损的。目前绿色氢气的成本估计在 2.50-6 美元/千克之间，蓝色氢气的成本在 1.50-4 美元/千克之间。如果清洁的氢气在每千克 2.35 美元，以使其具有与化石气竞争的成本，需要对应二氧化碳价格为每吨 200-250 美元。我们距离这一碳价水平仍然很遥远，目前欧盟的碳价格约为每吨 50 欧元。

虽然，清洁氢气在 2035 年之前不会用于大规模电力生产，但会在运输和重工业等其他部门发挥效益。我们预计，在 2035-2040 年之间各国必须对电力部门进行深度脱碳，届时以氢能为基础的电气化将大规模发生。

国际能源小数据 2021-08-02

氢气内燃机有望纳入氢能发展战略

近日，工信部在答复人大代表两项氢能相关的建议时表示，将积极配合相关部门制定氢能发展战略，研究推动把氢气内燃机纳入氢能发展战略中予以支持。

业内人士认为，氢燃料内燃机重新引起行业关注，或能成为氢能汽车的重要技术路径之一，但氢燃料内燃机的技术可行性、成本、经济性、配套设施建设等问题需要进一步评估。

契合降碳理念

不同于氢燃料电池的工作原理，氢内燃机与传统的汽柴油车用发动机类似，同样是将化学能转化为机械能，只是燃料变成了氢气而非化石燃料。

“交通领域碳排放约占 28%，承担着较大的减碳任务，这一领域减碳技术的进步和产品的更新将有利于碳中和目标的实现。目前，化石燃料为主的内燃机汽车仍然占据 90%以上。”中国汽车技术研究中心高级工程师张长令认为，氢燃料内燃机以氢气为燃料，基本不产生碳排放，不仅是一种新的技术路线，也是交通领域降碳的有效手段。

今年 4 月，丰田汽车官方宣布将开始研发氢燃料内燃机，直接燃烧氢气产生动力。丰田社长丰田章男认为，氢气清洁零污染，且燃烧速度快，能够同时实现零碳排放和高热效率。不过从全球来看，氢内燃机这一技术仍未迎来规模化应用，仍处于初期的实验室研发状态。

采访过程中记者了解到，早在 20 多年前，宝马汽车就已经进行过氢内燃机研发探索。2000 年，宝马生产了 15 辆氢燃料发动机汽车，采用了燃油、氢气切换利用的技术路线，但目前为止，研发进度止步于这 15 辆汽车中。

促进氢能技术多元化发展

张长令认为：“近几年，氢能产业发展火热，氢能产业涉及氢气制备、储运、加注等氢气供给及氢能技术的应用，环节众多，但目前国内对于氢能技术的应用过多聚焦于燃料电池汽车。氢燃料内燃机作为氢能技术在移动领域应用的一条新的技术路线，既能促进车用能源的多元化，也同样能够推进氢能产业技术路径多元化。”

事实上，我国早已开始鼓励对汽车发展技术路径的多元化探索。2017 年 4 月，工信部、发展改革委、科技部联合印发《汽车产业中长期发展规划》，明确指出“推动先进燃油汽车、混合动力汽车和替代燃料汽车研发。鼓励天然气、生物质等资源丰富的地区发展替代燃料汽车，允许汽车出厂时标称油气两用，开展试点和推广应用，促进车用能源多元化发展”。

正是在此基础上，工信部近日提出，接下来将积极配合相关部门制定氢能发展战略，研究推动将氢气内燃机纳入其中予以支持。

“经过多年研发努力，已经克服了氢燃料内燃机存在的一些问题，如热效率已突破 42%，爆震、高压缸内直喷、点火角控制都得到很好的解决，但也还有一些问题尚待解决。”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，氢燃料内燃机的效率在逐渐提高，目前百公里氢耗约 1 公斤多。

“事实上，与传统汽柴油等燃料相比，烧氢虽没有硫化物等污染气体排放，但由于氢内燃机需要氢混合一部分空气燃烧提供动力，因此仍然存在氮氧化物的排放问题，目前已在技术上有一定突破，能够将这一排放指标比燃油车的 G5 排放标准低近 2 倍的水平。”张立芳介绍称。

“如果发展到同等规模，氢燃料内燃机汽车的制造成本可能比燃料电池汽车低很多，氢燃料内燃机用旧发动机就可以进行改装，且改造成本不高，经济性有优势。”张立芳表示，我国目前已有数辆氢燃料内燃机汽车在进行数据验证，北京理工大学、天津大学、一汽、长城汽车、长安汽车、潍柴、玉柴等都在积极研发中。

需进一步论证可行性

虽然氢燃料内燃机重新回到人们的视野，但是否应该大力推广发展仍需要进一步评估论证。

“发展氢燃料内燃机可以借助原有的内燃机产业基础，且国内的内燃机企业数量众多。但值得注意的是，如果传统内燃机企业寻求绿色低碳转型，氢燃料内燃机能否是一条可行的路子有待论证，其技术复杂程度、可行性以及氢燃料内燃机本身的效率、燃料的供给等问题，同时还要考虑企业现有的资源如何利用。”张长令认为。

“在技术层面，仍需验证氢腐蚀和氢脆对氢燃料发动机结构和发动机内部材料的影响，此外，在氢的环境下，如何避免发动机所需的润滑油变质、乳化，都需要进一步研究。”张立芳表示。

张立芳强调，燃料电池所需的氢气纯度要求更高，而氢燃料内燃机可适当吃“粗粮”，在绿氢价格

尚未降低的前提下，可利用灰氢解决氢燃料内燃机汽车的氢源问题，因此氢的使用成本会更低。

氢燃料内燃机与燃料电池所用氢气在纯度、杂质要求方面差距较大，如果用现有的加氢站作为氢燃料内燃机汽车的供氢基础设施，可能是一种资源浪费。张长令直言，如果大力推广氢燃料内燃机，关键技术研发、技术体系建设，以及氢燃料内燃机汽车的示范推广、配套基础设施建设等方面将投入巨大，此外对顶层设计、产业管理、产业体系建设而言都是庞大的工程，如何解决好这些问题值得深入思考。

此外，张立芳表示，氢燃料内燃机目前还没有相关行业标准，其推广发展需要相应的政策指导和支持措施，同时建立标准体系、试点示范项目和配套供氢系统。

工信部也在答复中强调，下一步将根据氢气发动机技术进步和应用推广情况，进一步评估现行标准体系的适应性和差异性，提前布局相关标准预研，适时推动急需标准制定。

本报记者 仲蕊 中国能源报 2021-08-09

“新宠”氢能的未来之路如何前行

近日，由中国电动汽车百人会、嘉兴市人民政府共同主办的 2021 嘉兴氢能产业发展高峰论坛正式召开。行业专家学者、政府部门代表、示范应用企业负责人围绕推动燃料电池汽车示范、构建地区氢能产业生态等问题进行深度探讨，共谋氢能全产业链的突破与发展。

作为浙江省氢能公交应用示范试点城市，嘉兴先后引进 104 辆氢能燃料电池公交车，建成全省首批 4 座加氢站。嘉兴首辆氢能重卡示范运营在港区开通，首个氢燃料电池热电联供系统也已搭建完成。

作为一种洁净的二次能源载体，氢能被认为是未来能源变革的重要组成部分。当前，全球氢能发展势头十分强劲，占全球 GDP 约 52% 的 27 个国家中，16 个已经制定全面的国家氢能战略，还有 11 个国家正在制定国家氢能战略。

“截至目前，已有超过三分之一的中央企业已经在制定包括制氢、储氢、加氢、用氢等全产业链布局，取得了一批技术研发和示范应用成果。”不久前，在 2021 年上半年中央企业经济运行情况举行新闻发布会上，国务院国资委秘书长、新闻发言人彭华岗分享的数据引发了不少人的关注。

“央企参与氢能正经历从量变到质变的过程，可以看出，氢能是确定的发展方向。”北京大学经济学院副教授薛旭分析说，“这样的体量和站位，甚至超越了起步之初的锂电池市场。”

在这种情况下，作为国家科技应用的排头兵和经济发展的晴雨表，汽车产业自然成为氢能与燃料电池最广阔的试验场。尤其是随着中国“力争 2030 年前实现碳达峰”，“2060 年前实现碳中和”目标的提出，更是让氢能成了汽车产业领域最热门话题之一。

多方“支招”助力氢能前行

国际氢能委员会发布的《氢能源未来发展趋势调研报告》显示，到 2050 年，氢能源需求量将是目前的 10 倍。预计到 2030 年，全球燃料电池乘用车将达到 1000 万辆至 1500 万辆。巨大的市场潜力使得各国和各大企业加大了对氢能产业的研发，希望通过发展氢能来解决能源安全，并掌握国际能源领域的制高点。

“燃料电池技术正加速改变世界能源格局，氢能源受到了全球主要国家的重视，国内也有不少省市相继布局氢能产业。随着氢能的安全使用问题及燃料电池的技术和成本瓶颈已逐步取得突破，氢能产业发展开始进入示范运营阶段，并开展商业化探索。”在 2021 嘉兴氢能产业发展高峰论坛上，中国电动汽车百人会副理事长兼秘书长张永伟介绍说。

张永伟直言，发展氢能和燃料电池产业是我国应对能源安全、实现可持续发展的必要途径和重要历史机遇。

中国工程院院士陈清泉持同样的看法。在他看来，以“四网四流融合”（能源网、信息网、交通网、人文网，能源流、信息流、物质流、价值流）的理念为指导，氢能与“四网四流”融合对于助力碳

中和，助推新一轮工业革命都具有重大意义。

“氢能作为公认的清洁能源载体，已然成为全球能源革命技术的重要方向，而在氢能源应用聚焦的汽车领域，纯电汽车、插电式混合动力汽车、氢燃料电池汽车是互补，而不是互相取代。”陈清泉强调说，“由于新能源智能汽车是移动的分布式能源、储能和信息载体，通过联动汽车革命、能源革命和信息革命，以及‘四网四流’融合，可以降低能源强度和碳排放强度，助推‘碳中和’。”

众所周知，发展高质量的氢能产业，第一步就是要建立标准。由于商业价值巨大，目前氢能国内应用主要集中在交通领域，尤其是汽车行业。此外，除了能源方面，氢能在其他领域也有不小的潜力，日本、北美液氢在民用领域应用广泛，而日本在氢健康、氢医疗方面也有尝试。

针对氢能在汽车领域的应用，加拿大皇家科学院院士，上海大学理学院院长、可持续能源研究院院长张久俊详细介绍了车用氢能燃料电池的现状、挑战和前景。

“目前全球主要经济体都已将发展燃料电池上升为国家战略，燃料电池的五大核心技术急需攻克。”张久俊坦言，尽管在技术、市场以及储运上面临挑战，自己依然对燃料电池汽车等新能源汽车充满信心。

针对燃料电池的产业化方向，张久俊则认为，目前需要集中攻克两大方面，一是降低成本，二是加强普及加氢站。

“氢能发展的热潮奔涌而来，但伴随着发展热潮的出现，相应的政策、体系、建设等方面都需要与之匹配。”张久俊坦言，对于氢能的后续发展，希望有关政府部门和行业机构能够明确氢能定位，确定不同种类氢的定义和标准，逐步扩大应用领域。

“必须与时俱进地调整相关规则、规范和标准，明确工业减排或交通减排的目标以及时间节点，鼓励产业链协同技术创新。只有这样，发展到一定规模后，氢能和燃料电池汽车的成本将大幅降低，较其他低碳方案，才更具备可持续发展能力。”张久俊总结说。

氢能产业已开展商业化探索

2021年，我国氢能迎来新一轮发展热潮。随着山东、浙江、福建等省关于氢能产业园、加氢站建设规划陆续出台，政策、资本赋能各地“氢战略”，一场以氢能为支点，瞄准碳达峰、碳中和的攻坚战已然打响。

一边是产业发展的战略机遇期，一边是尚未完善的补贴政策、行业标准、商业模式，建设热潮背后，氢能产业依然面临诸多挑战。

“从经济学的角度来看，只有当市场中出现较为完备的商业雏形或者集群时，细分领域市场才能有底气按照雏形，快速进行发展。”薛旭表示，“带头示范”是让新型产业快速崛起的好方法。

今年4月，嘉兴市发布了《嘉兴氢能产业发展实施意见（2021-2025）》，力争通过5年把嘉兴市建设成为氢能产业链完备、创新能力强劲、基础设施完善、应用场景多样，且具有国内重要影响力的氢能示范城市。

对此，嘉兴市委副书记盛全生表示，嘉兴市将竭力在“项目布局、要素保障、财政收入、体制创新”等方面给予更全面的政策支持，并将充分发挥接轨上海“桥头堡”的作用，重点在嘉兴港区打造长三角（嘉兴）氢能产业园，积极融入上海氢能示范城市群，探索氢能产业跨区域协同发展，形成示范引领效应。

“嘉兴市先后出台多项政策和规划，将氢能发展纳入15年规划，希望通过‘一核、一带、一园、多点’的打造，切实推动氢能产业集群式发展。”盛全生介绍说。

“当前嘉兴区域产业链初步形成。一大批行业头部企业已经基本实现氢气制备、储运、加注、氢能装备核心部件、燃料电池动力系统集成的全产业链布局。这样的规模具有较大的参考和借鉴价值。”张永伟评价说。

作为浙江省氢能公交应用示范试点城市，嘉兴先后引进104辆氢能燃料电池公交车，建成全省首批4座加氢站。嘉兴首辆氢能重卡示范运营在港区开通，首个氢燃料电池热电联供系统也已搭建完成。

盛全生透露说，长三角（嘉兴）氢能产业园已在规划设计中，规划面积 1.4 平方公里。其中，首期将启动 220 亩浙江清华长三角研究院氢能科技园，通过集聚氢能产业链上下游企业，增强氢能产业链、绿色生态链，打造产学研用深度融合、面向未来的创新型高能级产业生态园。

“除了寻求商业模式的探索，更为重要的是产业链的各个环节，包括技术、政策等协同推进，同时不断提升产品性能，进一步降低成本。”中国汽车技术研究中心首席专家方海峰直言，氢能及燃料电池产业的发展不仅要解决技术问题，同时也要加速氢能产业链的整体发展。

他表示，培育氢能及燃料电池汽车产业链既需要资源、要素的合理配置，也需要政策和标准的有效协同，更需要能源行业和汽车行业各方面共同努力。

“包括嘉兴在内的示范城市群，就是一次对氢能产业链整体发展的实践探索。”方海峰分析说，“这不是简单地追求规模上量，而是更多考虑了技术和商业模式的创新，产业链的培育以及发展环境的完善，对将来氢能产业的高质量发展打下扎实的基础。”

“未来，围绕着示范城市群，全行业应坚持系统思维和实践思维，循序渐进地推进燃料电池汽车的示范应用，并重点围绕技术创新和全产业链高效建设。只有这样，才能把氢能科研成果转化为实现科技创富、加快动能转换、服务国家战略的强大动力。”方海峰总结说。

张真齐 中国青年报 2021-08-05

能源企业如何布局氢能产业链？

氢能以其清洁、零排放、高热量等自身优势，正在获得国内外广泛认可，发展氢能具有增加产值，创造就业，减少环境污染，改善能源供应渠道等诸多优点。根据世界氢能委员会的预测，根据国际氢能委员会（HydrogenCouncil）预测，到 2050 年，氢能将创造 3000 万个工作岗位，减少 60 亿吨二氧化碳排放，创造 2.5 万亿美元产值，在全球能源中所占比重有望达到 18%。

面对巨大的市场前景，氢能已经成为备受关注的新能源发展热点氢能产业链包括制氢、储运氢和氢能应用。制氢方面，有传统能源的化石原料、化工原料制氢、工业副产气制氢，水电解制氢等；储运方面，包括液态、气态、固体、有机液态等储运方式；应用方面，氢气应用可以渗透到传统能源的各个方面，包括化工、电子、冶金、能源、宇航、交通等领域，涵盖材料学、化学、电子、机械等多学科的综合、交叉与渗透技术，产业链长且复杂。

氢能产业链相关政策

近年来，氢能产业在我国获得了前所未有的关注，中国政府对发展氢能持积极态度，已在多项产业政策中明确提出要支持氢能产业发展。2019 年 3 月，氢能源首次写入《政府工作报告》，明确将推动加氢站等设施建设。2019 年底，《能源统计报表制度》首度将氢气纳入 2020 年能源统计。15 部门印发《关于推动先进制造业和现代服务业深度融合发展的实施意见》，明确推动氢能产业创新、集聚发展，完善氢能制备、储运、加注等设施和服务。但是，截至 2021 年 6 月，尚未出台国家层面氢能发展规划。

地方政府发展氢能的积极性非常高，一方面是为了践行低碳发展的理念，另一方面是为了吸引氢能产业链相关企业落户本地，促进当地产业结构调整，实现经济效益。截至 2021 年 6 月，已有近 49 个省市出台了近 80 多条氢能扶持政策。不过从政策类型看，氢能专项政策比较少，大多氢能源相关政策是以新能源汽车政策与环保政策形式发布的。据各地氢能政策规划统计，未来 10 年内年经济产值规划超过 10 万亿元，氢燃料电池汽车规划推广数量已超过 10 万辆，加氢站建设规划已超过 1000 座。

企业的氢能产业布局

当前我国氢能发展处于初期，各大央企从氢能基础设施建设、关键技术研发、产品推广应用等场景积极布局。据香橙会研究院统计，2019 年国务院国资委监管的 96 家央企中，开展氢能相关业务或布局的中央企业有 26 家，数量占比高达 27%，涉及的氢能产业链侧重于制氢、氢燃料电池研发以

及加氢站建设。从氢能产业相关布局来看，各大企业分别从组织机构、核心关键零部件技术、示范工程项目等方面开展相关工作，详情见表1。

表1 国内大型电力与能源企业氢能布局重点

| 企业 | 组织机构 | 主要氢能产业链环节 | 平台、技术或相关项目 | 主要合作企业 |
|--------|--|--|--|--|
| 国家能源集团 | 国家能源低碳所开展氢能等研究；牵头成立中国氢能战略联盟；设立氢能公司，参股武汉中极氢能发展公司。 | 煤制氢、可再生能源制氢、建设加氢站、氢燃料电池研制。 | 煤化工制氢年产>400万吨；内、外部六个加氢站；国家能源局《氢能产业发展专题研究》课题；“大规模风/光互补制氢关键技术研究及示范”项目；燃料电池汽车用氢品质检测技术；副产氢纯化技术；36MPa/70MPa加氢站整体技术方案、工艺控制系统、安全系统、加氢机。 | 潍柴、武汉地质资源环境工业技术研究院。 |
| 华能集团 | 华能集团清洁能源技术研究院开展燃料电池等方面研究。 | 可再生能源制氢、氢燃料电池研制。 | 大功率熔融碳酸盐燃料电池技术；质子交换膜燃料电池关键零部件制备与组装技术；张家口风电制氢项目；工业级风电动态制氢研究平台。 | 张家口鸿华清洁能源科技有限公司、苏州竞力、壳牌石油。 |
| 国电投集团 | 国家电投集团氢能科技发展有限公司，主营以氢燃料电池为核心的氢能关键技术开发与产业化项目；正在建设国家级氢能研发创新中心。 | 可再生能源制氢、天然气掺氢、投资建设加氢站、氢燃料电池研制。 | 燃料电池全产业链完全自主化；延庆小型多能互补零排放氢能试验系统示范项目；撬装式质子交换膜水电解制氢系统 Silyzer 200；100千瓦功率金属双极板燃料电池电堆；白城市风能制氢一体化项目；2022北京冬奥会绿色制氢科创项目；氢气电解制备-氢气液化项目；朝阳可再生能源掺氢示范项目；40MW分散式风电项目；计划投资建设株洲制氢、储氢、加氢、加油、充电“五位一体”合建站。 | 北汽福田、北京亿华通、西门子、北京中科富海低温科技、银环集团、灵谷化工集团、上海氢雄信息科技有限公司、新疆金风科技股份有限公司、中船重工集团公司第七一八研究所、中石油、中石化。 |
| 三峡集团 | 与东方投资、成都创投发起设立“东方电气氢能产业基金”；与华北电力大学氢能的联合实验室。 | 制氢、储氢和加氢装备制造。 | 长江三峡集团科学技术研究院与乌兰察布市推进氢能示范基地项目建设。 | 美国普顿公司、东方电气、东方投资、成都创投。 |
| 国家电网 | 参与中国氢能源及燃料电池产业创新战略联盟。 | 氢储能 | 可再生能源制氢技术及相关控制技术；氢安全分析技术体系；基于电网过剩电能还原二氧化碳制碳氢化合物技术应用前期研究；1 WM分布式氢能综合利用站电网调峰示范项目。 | 安徽明天氢能公司。 |
| 中广核 | 成立氢能基金总规模30亿；合作成立深圳白鹭氢能产业股权投资基金合伙企业，主要投资于氢能及燃料电池领域。 | 氢储能、核能制氢、燃料电池电站运营。 | 在韩国运营十几兆瓦的燃料电池电站。 | 南都电源 |
| 大唐 | 中国大唐集团未来能源科技创新中心有限公司 | 可再生能源制氢。 | 山西大同制氢与储能综合能源互补项目。 | 大同攸云企业管理公司 |
| 中石化 | 成立氢能公司；加入国际氢能委员会。 | 传统化石能源制氢、加氢站组网建设、液气油氢混建站。 | 佛山樟坑油氢合建站、上海油氢混合站、推广氢燃料电池汽车、浙江嘉兴嘉善普通加油加氢站等。 | 法国液化空气、日本JXTG、 |
| 中石油 | 成立了新能源办公室，把氢能纳入规划；成立了资本公司。 | 传统化石能源制氢加氢站组网建设、液气油氢混建站、加氢站的示范运营、日常管理。 | 加氢站建设和运营。 | 北汽福田汽车股份有限公司、北京亿华通科技股份有限公司、共同推进北京市加氢站建设及运营。 |

氢能产业链布局前景展望

(一) 应用前景预测

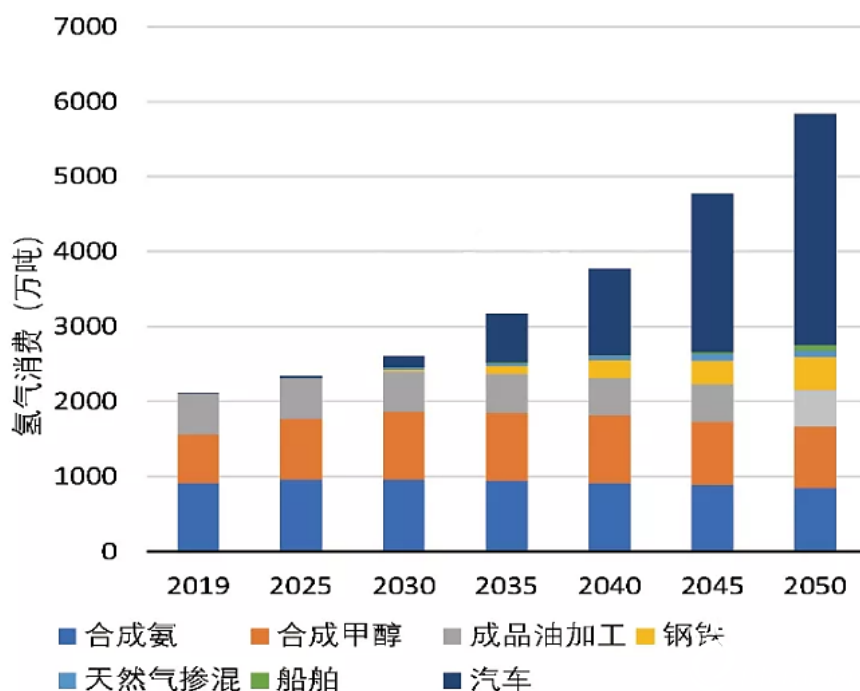
2020年中国氢气产量约3342万吨，现有制氢产能约4100万吨/年，供略过于求，低成本氢气供给相对充足。据中国氢能联盟预计，到2030年中国氢气需求量将达到3500万吨/年，在终端能源体系中占比5%，主要增量来自交通运输的燃料电池车，产能缺口约1000万吨/年；到2050年氢能将在中国终端能源体系中占比至少达到10%，氢气需求量接近6000万吨/年，其中交通运输领域用氢2458万吨，工业领域3370万吨，其他领域110万吨，产业链年产值约12万亿元，产能缺口约3500万吨/年。

据中国氢能联盟预计，到2030年中国氢气需求量将达到3500万吨，在终端能源体系中占比5%，主要增量来自交通运输的燃料电池车，产能缺口约1000万吨/年；到2050年氢能将在中国终端能源体系中占比至少达到10%，氢气需求量接近6000万吨，其中交通运输领域用氢2458万吨，工业领域3370万吨，其他领域110万吨，产业链年产值约12万亿元，产能缺口约3500万吨/年。

世界氢能委员会的预测显示，到2050年全球终端能源需求的18%将来自氢能，氢能市场规模也

将超过 2.5 万亿美元，未来汽车行业将是增加“绿氢”需求的突破口，随着氢经济平价之路的实现，其他领域的“绿氢”需求量也将增加，如图 1 所示。

图1 未来氢气消费需求预测



根据 IRENA 对制氢成本的预测，随着电解制氢装置的规模化生产，到 2025 年低成本光伏、风电制氢将达到化石能源制氢+CCS 成本区间；2035 年前低成本光伏、风电制氢成本普遍低于化石能源+CCS 成本；2050 年前，一般光伏、风电制氢成本普遍低于化石能源制氢+CCS 成本。

（二）不确定性分析

目前氢能产业仍处于商业化初期，绝大多数项目仍是依托政策支持或国家补贴建立，氢能产业仍存在一定的不确定性，各环节在政策、技术、商业化方面尚存在一些瓶颈，具体表现在以下几个方面：

1. 政策方面

我国已将氢能写入《政府工作报告》、《2020 年国民经济和社会发展计划》、《2020 年能源工作指导意见》，国家能源局发布的《中华人民共和国能源法（征求意见稿）》将氢能划入了能源种类。但目前为止，我国尚未出台氢能的专项发展规划。

氢能管理体系尚不明确。氢气生产、储运、应用等环节的归口管理部门，主管部门和相关管理章程、法规体系尚不明确。没有统一的、完善的、连贯的加氢站建设和运营审批政策及流程，制氢用氢涉及土地性质变更问题。氢气作为危险化学品的管理，制氢项目必须进入化工园区落地（河北除外），制氢、储氢的基础设施建设需要各类专项资质，而这些资质的获取对于电力企业难度较大。除新批准的加氢站建设用地外，国内油氢合建站、气氢合建站加氢站不允许站内制氢。现有加油站、加气站土地属于商业用地，而增加在站制氢设备后，其土地性质变成了工业用地，在政府审批、消防验收等环节很难通过。

2. 技术经济方面

制氢层面，我国超过 90% 以上的制氢原料来源于传统能源的化学重整，其中约 4% 来自电解水。现有油气企业具有大量化石能源制氢产能，工业副产氢存量较高，能满足近期氢气需求。使用电解水的方法大规模制氢有两条主要的降本途径：1) 降低电解过程的能耗；2) 降低用电价格。根据热力学原理，电解水制备 1m³ 氢气最低电耗为 2.95 度电。途径一降低成本的空间有限、技术难度大。

途径二中，发电企业对电价没有定价权，利用弃风弃水弃光可再生能源电解制备绿氢电价政策尚不明确，社会平均用电价格导致制氢成本偏高。

储运层面，我国气态储运压力较低，单车运氢量远低于国外先进水平 1000~1500kg/车，是导致储运成本较高的重要因素。液态储运氢工艺复杂、能耗高，在我国尚处于起步阶段。有机液体储运氢存在催化剂成本、效率难以兼容、装置复杂等问题。固体储氢仍处于探索改进阶段，原料成本高，距离规模化运输仍具有一定距离。我国加氢站网络仍未形成，加注成本未能得到有效摊销。加氢站建设成本高，所需压缩机、加气机等核心设备和关键零部件主要依赖进口，国内核心设备生产企业少，自主产品不成熟，造成建设成本高。由于氢气的特殊性质，必须考虑运输安全性。第一，氢气具有高渗透性和高反应性，这使得储运的容器和管道必须采用特殊材料。第二，氢气爆炸限更宽，属于高危险性的气体。

在综合利用方面，燃料电池汽车制造成本、电堆成本高昂。目前我国在电堆核心材料、零部件、产线装备等方面仍存在一定问题。国内燃料电池车电堆的功率级别还普遍偏低。国际上乘用车的燃料电池功率级别一般在 100kW 左右，而商用车的燃料电池功率输出可以达到 200kW 以上。国内车用燃料电池堆主要以 30-50kW 为主，功率等级普遍低于国际同类燃料电池车。全氟磺酸型膜工作温度极限为 85℃，极大限制了燃料电池电堆的使用温度，为保证大功率燃料电池的正常工作，用于冷却燃料电池系统占用电池产生能量的 51%，这种情况大大地降低了燃料电池的比功率。

氢能储运及利用方面，储运技术尚未实现突破，成本偏高，最终导致氢气在终端应用上销售价格偏高，如图 2 所示，以 0.3 元/千瓦时，5.5 千瓦时/立方米氢气条件下，电解水制氢时，不考虑损耗，氢源价格约为 19 元/kg，到燃料电池终端的运营成高达 60 元左右，高于汽柴油和电车的运营成本。

图2 氢气产业链的运营成本估算



氢气储运价格较高的特性决定了氢能产业上游制氢与下游应用必须达成响应匹配，全产业链布局才能产生协同效应，单个企业一般不具备布局全产业链的技术和资金，因此大都采用参股或控股的方式组成联合体或联盟。

能源企业布局氢能产业链建议

根据以上调研情况，建议能源企业结合自身优势优先成立高层氢能工作小组，集合优势资源，统筹推进全企业的氢能产业规划设计、科研服务、项目建设和应用推广等工作，促进内外优势资源的整合和协同发展，避免低效重复建设，突出氢能发展重点和特色，为能源转型工作打下坚实的基础。

1. 建立氢能产业战略长效研究机制

氢能产业投入大，发展前景周期长，不确定因素较多，因此应从全局层面建立氢能产业战略长效研究机制。密切跟踪国内外制氢、储氢及用氢技术发展动态和相关政策法规，加强国内外氢能相关企业及科研单位的合作交流，寻求氢能政策高地，探寻商业合作模式，以实现优势互补、共促共赢；加强顶层设计，合理布局氢能相关产业的发展，战略先行，因地制宜打造特色氢能优势；应用生命周期研究法，结合集团优势及地区实际，科学全面系统的评估氢能产业的经济技术可行性；选取合理制氢、用氢方式，打通产氢和用氢产业链，联合石化等传统用氢行业，对接燃料电池等新兴

用氢产业，实现从产储输用一条龙的氢能经济。建立国内外氢能产业信息长效跟踪机制，为企业投资、决策提供及时有效信息。

2. 建立科研平台，加强氢能相关技术研发

列支专项扶持资金计划发展氢能产业，申请和开展国家及集团级绿氢生产及多元化应用重点科技专项，与国内外知名院校、企业合作，联合攻关重点领域核心环节的技术瓶颈；建立大规模风电/光伏/水电-氢储能等物理仿真实验平台，用于优化单元配置、能量管理和控制策略等，实现多能互补；开拓氢能的多元化应用模式，开展工业用氢、天然气掺烧，外销氢气及固定式氢燃料电池系统等应用的市场和技术研究，逐步形成项目示范、应用推广和科研服务三位一体的“能源转型实验室”，为企业在大规模氢能利用领域的发展奠定基础。

3. 结合区域政策优势布局稳健推进示范工程

优选政策高地和氢能产业集群，依托企业现有研发中心，工业产线平台和工程经验，联合区域氢能产业集群，适时适地给予氢能示范企业一定扶持政策，开展可再生能源制氢及以氢能为核心的多能互补的综合能源服务示范工作，建议考虑通过与终端用户签订长期供销合同锁定利润。充分利用西南区域可再生资源丰富，尤其是水电价格和总量上的优势，同时配套规划制氢和加氢站建设，形成特色鲜明的氢能产业格局。

4. 参与氢能领域标准的制修订、建立检测评价体系

针对可再生能源电力制氢和以氢能为核心的多能互补的综合能源利用的应用场景，在“统筹分化、协调配置”的原则下，从设备的选型、性能检测、控制策略、经济效益分析等角度结合国家氢能技术标准，与中国标准化研究院，全国氢能标准化技术委员会等相关单位合作，参与氢能领域标准的制修订。建立氢能产业检测服务体系，建设氢能产业关键材料、关键设备寿命、关键系统检测平台，建立健全评价体系，量化相关测试，从而提高企业在氢能领域的技术水平。

王振华 薛方明 能源杂志 2021-08-09

氢燃料发电厂将在能源转型中扮演重要角色

氢能是全球能源转型与发展的新趋势，被誉为 21 世纪最有前途的能源之一。我国氢能产业的商业化步伐正在不断加快，一些地方和能源企业纷纷布局氢能产业与应用项目。但是我们对氢能的认知多局限于氢气储运与氢燃料电池等方面，对氢气燃烧发电领域没有给予足够的重视，基于此，中国航发燃机编译了这篇文章，以期引发行业更多有益的思考。

中国航发燃机一直致力于氢能的开发与利用，凭借燃气轮机与航空发动机技术同源的优势，实现了航空发动机燃烧技术和知识积累向燃气轮机的转移。AGT-2、AGT-12、AGT-25 等多个自主燃气轮机型号已实现扩散燃烧方式的富氢燃料发电应用，部分混氢燃烧发电项目的氢浓度最高达到了 60%。目前，公司正在开展预混燃烧方式的富氢燃料干式低排放燃烧技术的开发，这也被国际能源巨头视为氢能工业化、规模化利用的主流路径。总体来看，中国航发燃机正为氢能大规模商业化利用储备技术，已具备开展零碳排放燃气轮机产品研制的基础。

以下为译文：

为什么氢燃料发电厂“将在能源转型中扮演重要角色”

西门子能源（Siemens Energy）和 Equinor 的高管认为，如果不燃烧清洁的氢能进行发电，电力系统的深度脱碳是不可能实现的。2021 年 7 月 29 日 10:38GMT 更新 2021 年 7 月 30 日 0:49GMT 由 Leigh Collins

乍一看，清洁氢能发电厂的概念似乎荒谬至极。为什么会有人用可再生能源制造绿色氢能，之后再燃烧氢能来发电？效率低于 40%，每 10 千瓦时的风能或太阳能提供的电力不到 4 千瓦时。

为什么用碳捕获和储存（CCS）技术从天然气中制取蓝氢——加上甲烷改造和压缩/液化、运输和储存难以处理的氢气而产生的所有额外费用——当你可以在现有的燃气电厂中加入 CCS 技术时？

然而，西门子能源（Siemens energy）、Equinor 和苏格兰公用事业公司（SSE）等大型能源公司认为，氢能发电厂的前景光明。为什么？

绿氢发电厂

德国西门子能源公司（Siemens Energy）去年从母公司剥离出来，向客户提供氢能发电厂解决方案。西门子能源公司氢能发电销售副总裁 Erik Zindel 表示：“如果将可再生能源转化为氢能并重新电气化，总循环效率不到 40%，显然，只有将氢能用作长期储存和对各种可再生能源的补偿时，才有意义。”

“如果想几天、几周、几个月，甚至几个季度地储存电力——或者想从夏天到冬天都使用太阳能，亦或者想从秋天到夏天都使用风能发电——就需要以化学方式储存电力。”

“在冬季，当两三周都没有阳光和风时，你仍然需要（清洁的）电力——因此你需要氢能。”

Erik Zindel 认为，大规模储氢也将有助于减少刮风/晴天期间风能和太阳能的削减。他解释道：“一旦你进入绿色氢能领域，就可以增加你希望在电网中构建的可再生能源数量，因为你可以利用多余的可再生能源（否则，这些可再生能源将因无法出售而被削减）。”

因此，通过电解（利用电力将水分子分解成氢气和氧气），并且能够将多余的能量储存为氢能，你确实可以让可再生能源在电力系统中占据重要地位。反之，氢能很快就会受到限制，因为会有太多的多余的能量需要倾倒。但是，一旦你可以利用这种过剩的电力，你就可以将可再生能源成倍（两倍、三倍甚至四倍）增加。

蓝氢发电厂

挪威石油巨头 Equinor 和苏格兰公用事业公司 SSE 最近宣布了一项计划，计划最快 10 年内，在英格兰东北部的 Keadby 建造一座全新的 1.8GW 氢燃料发电站。两家公司表示，这家电厂会用低碳蓝氢提供动力，并用于支持可变可再生能源，比如海上风能。那么，为什么蓝氢发电比使用 CCS 技术的天然气发电更有优势？

Equinor 低碳技术副总裁 Henrik Solgaard Andersen 认为，在燃烧前阶段捕获碳比在燃气发电厂燃烧后捕获碳更具成本效益。“在[燃气发电站]的烟气中，压力非常低，二氧化碳浓度非常低...所以这非常困难，”他解释道。“这就像大海捞针。你捕获的二氧化碳越多，捕获剩余二氧化碳的可能性就越小。最后，无法捕获。”

“在蓝氢电厂里，二氧化碳压力高。因此，最初有很多“针头”，这就是为什么与后燃烧电厂相比，蓝氢电厂可以获得更多二氧化碳的原因：压力非常高。所以可以降到[97-98%]。”

在一个不到 50%运行时间的燃气发电厂获取二氧化碳的成本就更低了——就像 Keadby 备用发电厂那样。Andersen 说：“无论运行时间长短，后燃烧方式（即采用 CCS 技术的天然气）电厂必须准备好在每次运行时捕获 90%以上的（二氧化碳）。”“我们认为，所有这些启动和停止都意味着捕获装置升温 and 冷却次数过多，所以无法捕获足够多的二氧化碳。”他补充道：“以前没有一家机构利用 CCS 技术运营过可调度发电厂。没人真正知道能源效率和捕获率。因此，存在一些不确定性。”

高成本

在 Equinor 和 SSE 计划建造一座全新的氢能发电厂的同时，西门子能源公司正以现有化石气体发电厂的改造以及新的“氢就绪”联合循环燃气发电设施的建设为其商业模式的基础。

然而，Zindel 指出，尽管将一座天然气发电厂改造成氢能发电厂“相当便宜”，但如今使用清洁氢能发电“在经济上没有意义。”他解释说，天然气比绿氢、蓝氢甚至有增无减的灰氢便宜得多。据估计，绿氢的成本在每千克 2.50~6 美元之间，蓝氢的成本在每千克 1.50~4 美元之间。如果清洁氢气的成本是每公斤 2 欧元（合 2.35 美元），能够使其与化石燃料具有成本竞争力，“需要每吨二氧化碳价格达到 200~250 英镑，因此任重而道远”。目前，欧盟公布的碳价格约为每吨 53 欧元。清洁氢能要到 2035 年才能用于大规模发电，部分原因是在运输和重工业等其他行业使用氢能更具成本效益。

他表示：“我们预计，氢能电气化将在 2035 年或 2040 年大规模实现——那时我们真的必须对电力行业进行深度脱碳。”

Equinor 表示，其 Keadby 氢能设施只有在“适当的政策机制到位的情况下”，换句话说，如果它得到大量补贴，才能继续进行。

Andersen 说：“我们的市场失灵了。”我们正在研究一种商业模式，这种商业模式可能更适合某种差异合同。因此，承购商将为天然气买单，而蓝氢的生产商将得到某种补贴[额外成本]。

为什么是现在？

如果西门子能源不相信电力行业将在 15~20 年内使用氢能发电，那么它今天又为什么要营销氢燃料发电解决方案呢？

Zindel 说：“原因很多。其一，这是未来趋势，现在必须开展工作，我们的计划是具备 10 年内燃烧氢浓度达到 100% 的能力——因此，当我们获得第一个真正的商业项目时，它已经可用了。”“我们预计，在完全脱碳的情况下，联合循环发电厂将成为提供剩余负荷的主要技术选择，这些联合循环的运行时间只有 20~30%，不会再多了，因为系统中将有足够的风能和太阳能。”“其次——也是更重要的一点——我们的客户现在需要建造天然气发电厂。所以，如果你有一个天然气发电厂正在建设，假设在 2023~2024 年投入商业运营，这意味着，这些发电厂在本世纪 50 年代仍将运营，届时我们应完全脱碳”“这意味着，从现在起将要建造的每座新的（燃气）发电厂都很可能在未来进行改造，以燃烧氢能。因此，我们今天就为这些发电厂做好准备是非常重要的。这就是我们所说的“就绪概念”。因此，我们要确保我们拥有正确的材料，选择正确的电气设备，[并且]我们有足够的空间来提供额外的系统，这些系统将在电厂转换为氢能燃料时使用。”“我们看到，至少在欧洲，几乎每个客户都在谈论准备为他们的发电厂使用氢能。而且，世界其他地区现在也非常积极地减少碳排放。这是我们行业中一个非常重要的话题。”“他们看到核电站在其商业和技术生命周期结束前很久就已停止运行——他们现在也看到燃煤发电站也被要求离网……他们对资产搁浅感到厌烦，因此他们希望现在的联合循环能为未来提供保护伞。”

如何将燃气发电厂转化为氢能发电厂？

氢气与天然气特性不同，例如分子更小，能源密度更低，会导致氢脆现象。因此，要使燃气发电厂能够使用氢能，需要做出诸多改变。

Zindel 解释道：“体积密度降低主要对所有上游设备（燃气轮机、燃气系统）有所影响，需要增加燃料管道直径。”“因此，如果你知道发电厂将来要使用氢能，你需要直径更大的燃料管道。如果你想改造，你可能没有空间[用于更宽的管道]。”

他解释说，“如果燃气轮机需要提升中轴线以容纳更宽的管道，"会被立即质疑改造的经济可行性。”

其他变化可能包括新的电气和气体检测系统，以及——根据监管要求——增加选择性催化还原（SCR）系统，以减少 NOx 排放（氢在富含氮气的空气中燃烧时产生的温室气体）。

但最显著的变化是调整燃气轮机以燃烧氢气，这将需要改进燃烧室和新的燃烧器。

Zindel 说：“与天然气相比，氢气作为燃料，其反应率要高得多，火焰速度也更高。"这意味着火焰离燃烧器越来越近，有可能将发生回火现象。因此，需要新的防闪回燃烧器设计。同时，火焰温度稍高，意味着 NOx 排放量将会增加。”

“然后一切都是关于……当燃烧室的空气流量已经很低时，如何在不损坏燃烧器的情况下启动或关闭设备？”

“这或多或少是我们面临的研发挑战——设计一个稳定、安全的燃烧器来燃烧氢气，同时使 NOx 排放在可控范围内。”

“不可完全消除，但可显著减少。”

Zindel 说，需要统筹分析所有温室气体。因此，不仅是减少二氧化碳和 NOx 排放，还涉及减少甲烷——一种强大的温室气体——在使用天然气生成蓝氢时，会向上游排放甲烷。

为什么不使用燃料电池呢？

如果燃烧氢气总是会产生一些氮氧化物和温室气体，为什么不使用无排放的燃料电池将氢能转

化为电能呢？

“与燃气轮机联合循环相比，燃料电池是一项有竞争力的技术——但最终……出于经济考虑，”Zindel。

“如果你看看效率，今天的联合循环技术…效率水平为 63~64%。这已经高于一般的燃料电池——效率在 60%以内。”

“此外，联合循环发电厂的投资成本也比(类似规模的)燃料电池便宜得多。(燃料电池)实现与联合循环的能源成本平等化还需要数年。”

“然后你要考虑燃气轮机具有更高的燃料灵活性，以及改造现有的天然气联合循环以燃烧氢气的可能性，这将进一步减少所需的投资。”

“所有这些都说明，联合循环技术是未来氢能电气化的主要技术。燃料电池虽然是一项极具吸引力的技术，具有显著的改进潜力，但它的主要应用领域是移动和小岛电网，而这些地方联合循环技术并不可行。”

试点工厂

Zindel 解释说，西门子能源公司目前正在建设和调试三座试验性发电厂，这些发电厂要么燃烧 100%氢气，要么燃烧富含氢燃料。

两个新的商业热电联产工厂——一个在俄罗斯西部 500MW，一个在巴西圣保罗州 80MW——都将使用炼油厂的副产品氢气为这些炼油厂提供电力和热量，浓度分别为 27%和 60%。这两家工厂都在调试中。

但可以说，西门子能源公司最重要的试点是法国的 12MW 的 Hyflexpower 项目，该项目将在现有的燃气热电厂使用 100%的绿氢，为位于法国中西部的一家造纸厂提供电力和热量。

Zindel 说：“对于我们新的燃烧器技术来说，这是一个很好的示范项目，它能够（燃烧）天然气和氢气之间的任何燃料组合，我们预计到 2023 年，氢燃料浓度将达到 100%，同时降低 NOx 排放。这将是我们在该领域的第一个真正的示范项目。”

现有设施将由包括 Engie Solutions、德国航空航天中心和四所欧洲大学在内的财团转换为氢能，并由欧盟委员会的地平线 2020 计划提供资金。

“非常非常大的但是”

Zindel 表示，虽然西门子能源公司预计 2035 年之前不会大规模建设氢电厂，但有“一个非常非常大的但是”。

他解释道：“立法需要采用脱碳路线——而且要快。”“各国需要强制脱碳。与在下届选举中的 3000 万选民相比，对 50 家大公司实施脱碳目标要容易得多。”

因此，电厂运营商面临的风险是，他们可能会更快地实现脱碳目标（相比预计）。他补充道：“重要的是要明白，监管引领变革，因为目前这些技术都没有比现有技术更便宜。目前没有一家公司会改用氢能。”“无论是通过补贴或碳税，提高二氧化碳证书价格，还是通过限制排放或其他措施，真正实施这一转变的法规，迟早会到来。”“然后就取决于整个行业的表现了。”

中国航发燃机 2021-08-12

俄批准氢能发展构想 欲成最大氢能源出口国

8 月 11 日报道据《俄罗斯报》网站 8 月 10 日报道，俄罗斯总理米哈伊尔·米舒斯京批准了氢能发展构想。该文件确定了在俄打造新产业的目标、战略倡议和关键措施。在今后三年半的时间里，俄计划建成氢能产业集群并落实试点项目。到 2050 年，俄计划建立出口导向型氢能产业，并在俄经济中使用新技术。取决于需求的发展速度，俄在国际市场上的氢气供应量或达 1500 万至 5000 万吨。

俄总理在业务会议上指出：“发展氢能将降低俄失去能源市场的风险，并可通过形成新产业、

创造高科技就业岗位、出口产品和技术来维持经济增长。”

报道称，俄氢能源发展构想强调，目前全球每年的氢气需求量估计已达 1.16 亿吨。这类资源主要用于可自给自足的炼油和化工产业。作为能源，氢气缺少全球市场。而随着低碳议程的推进，这个方向将更受关注。

俄政府认为，俄在生产和出口氢气方面具有显著竞争优势。到 2024 年，俄潜在供应量可达 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。

俄总理打算分几个阶段推行氢能源发展计划。米舒斯京介绍说：“第一阶段的落实时间预计为今后三年半，打算建成氢能源产业集群并落实氢气生产和出口试点项目，以及在国内使用氢能源。”

报道指出，俄氢能源发展构想规定，国家将至少建成三个生产集群。西北部集群将致力于向欧洲国家出口，以及降低出口导向型生产企业的碳使用量。东部集群面向亚洲。北极集群旨在为俄北极地区打造低碳能源供应系统和以此为基础的氢气和混合能源出口系统。

接下来的两个阶段从 2025 年开始。俄氢气产业应完成从落实首批商业项目到成为国际市场上氢气及相关技术最大供应者之一的过渡。

俄罗斯《观点报》网站 8 月 9 日刊文称，俄罗斯在未来几十年里将用氢能源出口取代石油和天然气外销。俄未来不仅将出口氢能源，还将成为世界最大氢能源出口国。这份雄心壮志并非凭空出现，毕竟俄罗斯早在上世纪 80 年代便造出了世界第一架搭载氢能源发动机的飞机——图-155，它于 1988 年使用氢燃料进行了首飞。

新能源和移动能源技术中心副主任阿列克谢·帕耶夫斯基说：“俄在氢技术领域并不逊于其他国家，所以我们无须追赶。对我们来说，重要的是不要放慢速度。”

俄罗斯普列汉诺夫经济大学工业经济教研室副教授奥列格·卡列诺夫说：“低碳能源时代即将到来，因此氢能源生产项目越来越受欢迎。氢是最环保的燃料之一，它的另一个优点是燃烧热值高。”

卡列诺夫说：“未来氢能源出口可能取代石油和天然气出口。当然这里说的是长期未来，因为目前氢能源的主要来源仍是天然气。”

帕耶夫斯基说：“俄罗斯可以生产任何形式的氢能源，选择何种方法取决于许多因素，如电力是否过剩和甲烷库存多少等。我们中心与合作伙伴合作开发了电解制氢技术。根据电力的来源，用这种技术生产的氢能源可分为‘绿色’和‘橙色’两种。我们也拥有生产‘绿松石色’氢能源的技术。”

参考消息网 2021-08-12

氢可以在现有能源设备中作为燃料来“烧”吗？

这个问题的答案是肯定的。没有什么根本障碍使氢不能在燃气轮机、加热器、锅炉或发电等其他能源应用中燃烧、氢与天然气的混合燃烧，或作为纯氢燃烧。

事实上，氢已经在意大利福西纳氢电站（100%氢气）、韩国大山石化厂（95%氢气）、中国武汉钢厂（60%氢气）等多个发电厂作为燃料使用。目前还有一些计划中的项目使用 100% 的氢气作为燃料，例如荷兰瓦滕法尔的 Magnum 工厂和犹他州的 Vattenfall 发电厂。

那么，在现有的能源系统中，以氢气为燃料有什么约束条件？

虽然氢燃烧提供了一个很有前途的储能和转换途径，但对于当今的天然气管道转换装置来说，这并不是一种“随时可用”燃料。燃料处理系统、阀门和管道以及燃烧室硬件需要进行更改，以解决污染物排放、可操作性和成本等问题。

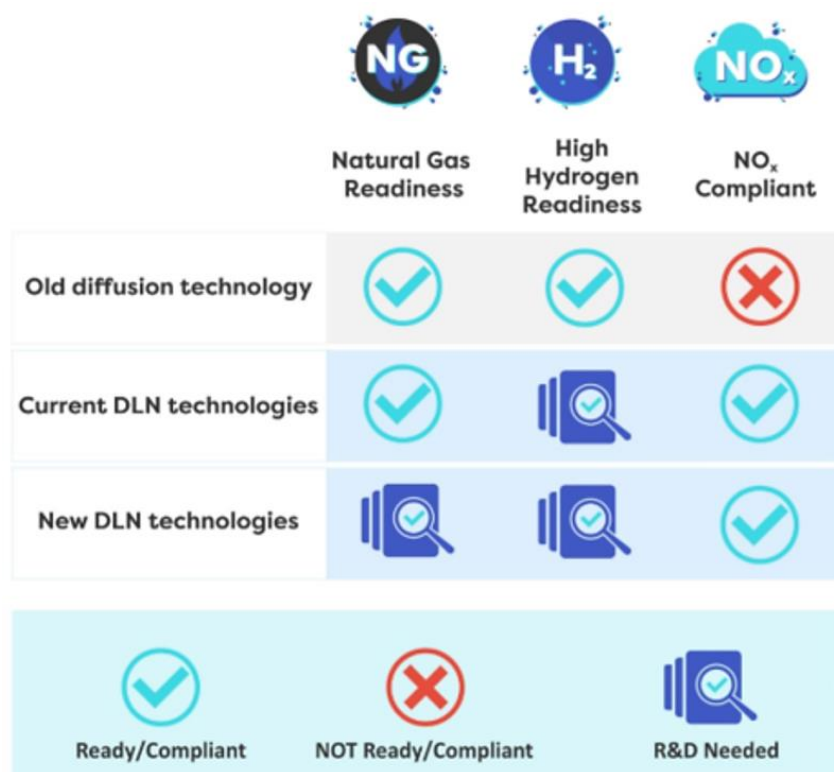
我们还需要解决污染物排放问题。氢燃烧不会排放任何微粒或一氧化碳，因为它不含碳原子，这是氢作为燃料的另一个主要好处。然而，氢燃烧会产生氮氧化物（NO_x）排放。本质上，当空气加热到高温时，空气中的 N₂ 和 O₂ 开始相互反应时，就会产生 NO_x。因此，与使用氢气有关的关键挑战是低 NO_x 燃烧系统。

还有可操作性问题，即设备在不停机、不损坏或性能不合格的情况下可靠运行的能力。氢从几

个方面影响可操作性，其中回火是将氢气用于天然气的系统中最严重问题，氢的火焰速度比天然气高一个数量级，因为火焰会向上游传播并严重损坏硬件。

此外，氢燃料燃烧产物的传热系数高于天然气。由于燃气轮机中的峰值温度是由到旋转涡轮的热传递控制的，这可能需要随着氢含量的增加而降低涡轮进口温度。虽然高氢燃料可以提高循环效率，但这会被降低涡轮进口温度来抵消。

总之，氢无疑是一种可接受的、非常清洁的燃料。目前存在 H2 水平 50%，与天然气共同使用的低 NOx 燃气轮机；也已经开发出了用纯氢操作的系统。未来的关键发展挑战是低 NOx、燃料柔性系统，该系统可以在纯天然气到纯氢气之间等多种燃料成分下轻松操作。下图概述了这些不同技术使用氢气的成熟度、研发需求和 NOx 合规性。



国际能源小数据 2021-

08-13

工信部支持氢气内燃机发展

工信部近日在对十三届全国人大四次会议第 5736 号建议的答复中表示，将根据氢气发动机技术进步和应用推广情况，进一步评估现行标准体系的适应性和差异性，提前布局相关标准预研，适时推动急需标准制定，有力支撑氢气汽车科学合理发展。

氢气内燃机，可以理解为烧氢气的发动机。和目前十分火爆的氢燃料电池原理不同，氢内燃机按照“吸气—压缩—做功—排气”4 个冲程来完成化学能向机械能的转化。

工信部认为，目前，氢能在汽车领域的应用主要是燃料电池汽车，氢气汽车发展还处于初期状态，未来可能成为重要的应用领域之一。

目前，尽管中国锂电产业链产能在全球处于绝对主导地位，但三元材料等锂电核心材料具有高镍化、高钴化属性，我国两类小金属储量全球占比分别仅约为 9%和 1%，以锂电为主的动力电池产品结构仍然无法满足资源独立自主的要求。

因此，氢能的广泛应用对提升我国能源安全有重要意义，预期氢能产业链的发展将长期且密集地获得政策倾斜。

当前，我国对于氢能源的布局也早已行动，除了政策上的支持外，日前，国资委还表示 1/3 以上的央企已制定包括制氢、储氢、加氢、用氢等全产业链布局并取得了技术研发及应用成果。

徐卫星 中国环境报 2021-08-13

发展氢能产业：降碳减排 河北在路上

日前，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》(以下简称《规划》)。文件中指出，制定本规划目的在于高起点谋划、高质量发展氢能产业，促进河北省“十四五”时期能源结构清洁低碳绿色转型，加快新旧动能转换，助推实现“2030 碳达峰、2060 碳中和”目标。

作为钢铁大省，河北省降碳减排压力巨大。自去年我国做出“力争在 2030 年前碳排放达到峰值、2060 年前实现碳中和”的承诺后，河北更加积极地进行降碳减排。利用氢能、发展氢能产业正是河北助力实现“双碳”目标的重要路径之一。

氢冶金：创新能源结构助力低碳生产

氢能产业包括氢气的制取、储存与运输、加注、应用四大环节。氢能应用作为最终端的环节备受关注，应用领域持续扩大也作为三大发展目标之一被写入《规划》中。

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，占我国总产量近四分之一。而氢冶金就是用氢代替碳来还原生成铁，还原过程零碳排放。在当下，氢冶金已经成为低碳冶金的新路线。

“2022 年实现碳达峰、2050 年实现碳中和。”今年 3 月，全球最大的钢铁材料制造和综合服务商之一河钢集团发布低碳绿色发展行动计划。该集团重视氢能的利用，目前正在全力打造全球氢能还原与利用技术研发中心。

但现阶段推广氢冶金，氢能的较高成本是困难之一。如何找到低成本可用的氢能显得极为关键。张家口拥有丰富的风能、太阳能资源，具备利用低成本清洁能源制氢的区位优势。《规划》强调，要充分发挥张家口可再生能源示范区建设优势。河钢集团也认识到这一点。

今年 5 月，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。该项目一期工程利用工业副产物焦炉煤气作为还原气，实现了较低的碳排放。项目二期工程充分利用能源优势，通过电解水，用“绿电”制取“绿氢”，真正实现还原过程零碳排放。

据河钢集团相关负责人介绍，氢冶金同传统的碳冶金相比，吨钢碳排放将减少 70%以上。该项目预计年产 120 万吨高品质炼钢原料，将为推动传统碳冶金向新型氢冶金转变迈出示范性、关键性步伐。

此外，河钢集团还计划未来在唐山、邯郸分别建设一座年产 120 万吨的氢冶金项目。到 2030 年，该集团氢冶金将共计推广应用 360 万吨。

氢动力：氢能汽车驱动绿色低碳交运 氢能汽车通过燃料电池中氢气与催化剂发生反应产生电能，进而由电机驱动车辆。氢气发生反应过程中无碳排放产生，发展氢能交通工具是利用氢能、实现低碳绿色交通的重要方式之一。

《规划》提出，到 2022 年全省氢燃料电池公交车、物流车等示范运行规模达到 1000 辆，重载汽车示范实现百辆级规模；到 2025 年，建成 100 座加氢站，燃料电池汽车规模达 1 万辆。目前，河北已有氢能重卡、氢能公交投入运营。

今年 7 月，河钢集团首批次 30 辆 49 吨氢能重卡投入运营。30 辆氢能重卡用于从唐山港京唐港区到河钢唐钢新区之间的货物运输。据介绍，这是我国首条市场化运营的氢能重卡运输线。

河北张家口是北京 2022 年冬奥会举办地之一。据张家口市公交集团副总经理霍俊青介绍，2018 年 7 月该市购置了首批 74 台氢燃料电池城市客车投入公交运营。截至今年 8 月初，该市氢能公交车已增至 304 台，约占全市公交车的 40%。今年 10 月，计划再投运 140 台氢能公交车，届时氢能公交占比将达 50%。

“在北方冬季，氢燃料电池汽车耐寒性更强，续航里程更长，较纯电动汽车更加有优势。”霍俊青说，冬奥会期间，该集团预计将有 357 辆氢燃料公交投入到赛会运行之中。

氢制取、氢加注：基础建设保障应用推广

兵马未动，粮草先行。氢气的稳定保障是一个关键性的环节。

《规划》显示，截至目前，河北已经建成加氢站 6 座，推广氢燃料电池汽车 360 辆。“十四五”期间，河北规划布局可再生能源电解水制氢和工业副产氢提纯项目 36 个，为发展氢能提供保障。

“纬三路加氢站可以同时为 4 台车加氢，5 到 10 分钟就能加满一台车。”张家口市交投氢能公司负责人白岩接受媒体采访时说。张家口纬三路加氢站是河北省首座正式商业化运营固定加氢站，于 2020 年 11 月建成。《张家口氢能保障供应体系一期工程建设实施方案》显示，冬奥会期间张家口将建成加氢站 16 座。

《规划》显示，目前，张家口已有 2 个可再生能源电解水制氢项目已建成投产，预计 2021 年底累计建成投产可再生能源电解水制氢项目 6 个，届时形成最大 50 吨/天制氢能力，能够满足冬奥会用氢需求。

崔家华 李晓伟 中国新闻网 2021-08-13

德国稳步推进国家氢战略

近日，德国国家氢委员会发布了《德国氢行动计划 2021—2025》，分析了到 2030 年氢经济增长预期，并为有效实施国家氢战略提出了包括绿氢获取在内的 80 项措施。该计划或将成为下一任联邦政府有关氢主题政府计划的蓝图。2021 年以来，德国围绕氢的研发和应用推出了一系列举措，政府资助总额超过 87 亿欧元，有力支持了德国在整个价值链上实现氢市场的增长。

巨额资助涵盖整个氢价值链

2021 年 5 月，德国联邦经济部和交通运输部从氢的生产、运输到工业应用的整个价值链中选定了 62 个大型项目，宣布资助 80 亿欧元，预计将带动超过 200 亿欧元的私人投资。这 62 个大型氢项目是从 230 多个申请项目中遴选出来的。德国希望通过大规模的政府资助，带动私人投资加强氢技术的研发和应用，并借此推进气候中和目标的实现。

德国联邦经济部资助其中的 50 个项目，包括用于生产绿氢的 2 吉瓦的发电站建设和长度约 1700 公里的氢运输管道建设。德国所有钢铁和化工巨头，如蒂森克虏伯、巴斯夫集团等都申报了氢项目。通过这些项目每年可以为钢铁和化工企业减少数百万吨的二氧化碳排放，这也是德国在实现气候中和道路上迈出的重要一步。

德国联邦交通部将资助交通领域的 12 个项目，并希望从能源系统、驱动技术和基础设施等方面重新布局德国未来的交通出行方式。目前德国的交通超过 95% 的能耗依赖于化石燃料，迫切需要增加可再生能源的应用，而绿氢和燃料电池是纯电动汽车的重要补充。

重点解决氢经济的技术障碍

在《国家氢战略》中德国推出 38 项具体措施，大力支持相关科研是其中非常重要的一个方面。2021 年 1 月，德国联邦教研部投资 7 亿欧元启动三个氢先导研究项目“H2Giga”“H2Mare”和“TransHyDE”，分别探索水电解器批量生产、海上风能制氢和氢气安全运输问题，重点解决氢能发展中的技术障碍，特别是降低大量生产和运输氢的成本。

2021 年 2 月，德国联邦教研部发布了新的科研资助指南，即“绿氢国际未来试验室”，希望吸引该领域国际顶尖人才来德国工作。教研部长卡里切克表示，要让德国成为创新理念和国际绿氢经济发展的起搏器，并促进整个氢价值链中基础主题的研究。

2021 年 3 月，联邦教研部又推出“绿氢国际研究合作”框架，资助 1500 万欧元推动德国在绿氢研发领域的国际合作。首批项目的合作伙伴是新西兰，重点是绿氢不同的生产、供应和运输方法。后续与韩国、乌克兰、南高加索和中亚国家以及伊朗的研究合作也在陆续启动。

着力推动氢的国际合作网络

在绿氢来源问题上，由于德国生产的绿氢价格比较高，德国将目光投向了世界水、风能和太阳能资源丰富的地区。马克斯普朗克化学能量转换研究所认为，到 2050 年德国需要进口约 4500 万吨绿氢。德国联邦教研部为此推出了“绿色氢潜能地图”项目，在利希研究中心的主持下，对非洲地区（西非和南非）30 多个国家在绿氢生产和出口方面的潜力进行了分析评估，旨在探明哪些国家最适合与德国开展相关合作。

初步研究表明，西非的绿氢生产潜力是德国《国家氢战略》预设 2030 年目标氢需求量的 1500 倍，而西非风电的成本仅为德国可比成本的一半。估算西非绿氢的生产单价每公斤不到 2.50 欧元，而德国目前绿氢的价格约为每公斤 7 到 10 欧元。为了深化与西非在绿氢经济领域的合作，德国已经开始有的放矢地培养西非的绿氢人才，并计划 2021 年内在多哥举行一次绿氢问题首脑会议。

在氢的应用领域，德国提出了欧洲联合氢项目倡议，计划与 22 个欧洲伙伴国家共同推动欧洲氢经济发展，各国的氢项目将相互联网。长远来看，这将有助于建立一个以德国为主的欧洲氢经济市场。德国联邦经济部长彼得·阿尔特迈尔表示，德国将力争成为世界第一的氢技术拥有者，并确保德国和欧洲的竞争力和就业机会。

李山 科技日报 2021-08-10

我国氢能产业迎来新一轮发展热潮

当前，碳达峰、碳中和目标为氢能产业发展带来新机遇。

8 月 9 日，A 股氢燃料电池概念股继续走高。截至收盘，东方财富氢能源板块整体上涨 1.54%，其中，汉威科技涨逾 10%，美锦能源涨逾 8%。

能源央企的入驻将改变氢能产业格局

近日，在国务院新闻办公室举行的上半年央企经济运行情况新闻发布会上，国务院国资委秘书长、新闻发言人彭华岗表示，超过 1/3 的央企已经在进行包括制氢、储氢、加氢、用氢等环节的全产业链布局，取得了一批技术研发和示范应用成果。

“央企的大量加入意味着氢能的发展前景被普遍看好，未来的氢能产业链应该会围绕央企、国企或者大型民企来展开，其独特的生产工艺储氢、运氢、加氢等环节的投资强度都很大，而且牵涉到公共安全和能源安全性问题，属于危化品管理。”北京特亿阳光新能源总裁祁海坤在接受中国经济时报记者采访时表示。

作为新能源产业的一个细分领域，氢能被认为是未来能源变革的重要组成部分。当前，全球氢能发展势头十分强劲，占全球 GDP 约 52% 的 27 个国家中，有 16 个国家已经制定全面的国家氢能战略，还有 11 个国家正在制定国家氢能战略。

在祁海坤看来，目前氢气使用主要以工业用氢为主，民用氢气需求量和用量都不大，但“十四五”将是氢能技术发展和应用推广的重要窗口期，氢能应用的推广和普及，会影响甚至改变我们的交通出行和生活方式。

记者了解到，2021 年，我国氢能迎来新一轮发展热潮。山东、浙江、福建等省关于氢能产业园、加氢站建设规划陆续出台。国家能源集团、中石化、中石油等二十余家大型央企纷纷跨界发展氢能产业。

“各大央企、国企大力拓展氢能开发利用，包括储运、加氢站或油氢合站的建设，都有利于加速促进处于初级阶段的氢能行业更快的产业化、规模化发展，为小规模应用到大范围推广创造有利条件，对制氢、储氢、用氢的产业链协作、氢能技术创新等都有良好的带动和示范作用，降低氢气供应成本、保证氢能源的稳定供应与引导能源消费转型的新发展格局应该很快将会出现。”祁海坤表示。

氢燃料电池汽车是重要方向

对于氢能产业自身而言，当前仍有哪些问题需要解决？

在祁海坤看来，氢能产业链中的制氢、储氢、运氢、加氢，以及氢燃料电池和氢能汽车等任何一个细分环节都可以造就若干个千亿级规模的市场。目前，“制氢环节”基本不存在什么问题了，“卡脖子”问题出现在了中游环节的“储氢、运氢”上，加氢站和下游的应用端体量小和数量少，匹配不均衡，造成氢能供需体系不健全、不完善。

“氢气主要以高压气态、低温液态等方式存储和运输，这种危化品的属性也制约着‘制氢-加氢一体化’发展，这是目前客观存在的不足之处，但更是氢能产业发展的大好机遇。”祁海坤强调。

据记者了解，除了纯电动、混合动力外，氢燃料电池汽车也是氢能未来发展的一个重要技术路线，并且由于其在排放、续航里程、使用便利等方面的优势，被认为是新能源汽车发展的终极目标。据国际氢能委员会发布的《氢能源未来发展趋势调研报告》，预计到 2030 年，全球燃料电池乘用车将达到 1000 万辆至 1500 万辆，到 2050 年氢能源需求量将是目前的 10 倍。巨大的市场潜力使得各大企业加大对氢能产业的研发。

与纯电动汽车相比，氢燃料电池车可以真正实现全程零排放，日本、美国、欧洲、韩国等都将氢能和燃料电池作为未来能源战略的重要组成部分。多位业内人士认为，若以交通领域作为我国氢能发展的突破口，利用氢能实现工业领域深度脱碳，将对我国的减碳目标作出巨大贡献。

“参照十多年来的新能源电动车成本下降包括锂电池技术提升，光伏产业降成本提效率、进而平价上网的发展经验，国家补贴政策的助力配合市场化的路径，会促使氢能源系统的使用成本以每年 20%-30%速度下降。目前加氢站的投资成本是普通加油站的 5 倍以上，如何促进加氢站投资成本降低，也是当务之急。”祁海坤进一步表示。

吕红星 中国经济时报 2021-08-12

核能

我国运行核电机组增至 51 台

本报讯 记者朱学蕊报道：7 月 31 日 21 时 32 分，辽宁红沿河核电站 5 号机组完成 168 小时试运行试验，正式具备商运条件，我国运行核电机组增至 51 台。根据测算，1-5 号机组全部投产，年上网电量可达 375 亿度，环保效益相当于等效减少标煤消耗约 1130 万吨，减排二氧化碳约 3120 万吨。

作为东北首个核电站以及最大的电力能源投资项目，红沿河核电站分一、二期建设。其中，一期工程采用 CPR1000 核电技术，建设四台百万千瓦级机组，已于 2016 年全部建成发电；二期工程 5、6 号机组采用 ACPR1000 核电技术，于 2015 年开工建设，计划分别于今年下半年和 2022 年上半年建成发电，目前 6 号机组正在进行热态功能试验。截至 2020 年底，红沿河核电项目已累计投资 815.49 亿元，设备国产化率超过 80%，机组运行保持稳定，工程建设顺利推进。

辽宁红沿河核电有限公司总经理廖伟明介绍，红沿河核电 5、6 号机组的设计、建设吸取了福岛核事故经验反馈，配备了非能动应急高位冷却水源系统等三大非能动系统，实施了二次侧临时补水、移动式应急电源等 11 项技术改进，具备三代核电主要技术特征，安全水平进一步提高。同时，使用国产核电站数字化控制系统——和睦系统，拓展了国产设备在关键技术领域的应用。“在机组调试过程中，这些功能得到了充分验证，确保机组安全标准进一步提高。”

廖伟明表示，工程建设中，红沿河核电始终坚持安全第一、质量第一、追求卓越的原则，持续提升国产化水平。5 号机组自开工以来，一直保持零重伤、零火灾等工业安全“七个零”，连续 4 年获得核电工程安质环标准化及国际标杆评估“双八级”，在行业内处于领先水平。

据了解，自 1 号机组 2013 年投产发电以来，红沿河核电从未发生影响反应堆安全和环境的运行事件，运行业绩稳步提高。根据世界核电权威统计数据，红沿河核电一期 4 台运行机组 2020 年有 36

项核心指标达国际卓越值，占比达 75%；1、3 号机组在美国核电运营协会（INPO）对世界核电机组的综合评比中并列第一。

辽宁红沿河核电有限公司由中广核、国家电投、大连市建设投资集团按照 45%：45%：10% 的股比投资组建，负责红沿河核电厂六台百万千瓦级核电机组的建设和运营。2020 年，红沿河核电实现上网电量 306.49 亿度，占大连当年用电量的 90%、辽宁省当年用电量的 15%。截至 2020 年底，红沿河核电累计上网电量达 1572 亿千瓦时，相当于等效减少标煤消耗 4803 万吨，减排二氧化碳 1.32 亿吨，减排等效于 35.37 万公顷森林吸收量。按照 5 号机组的发电能力估计，待其正式投产发电后，年上网电量相当于辽宁省年用电量的 3%。

中国能源报 2021-08-09

能源政策

国内首个省级碳达峰碳中和行动方案公布

日前，浙江省委科技强省建设领导小组印发《浙江省碳达峰碳中和科技创新行动方案》。方案分为总体要求、重点任务、组织保障三大部分，系统分析了能源消费总量、碳排放总量、能耗强度、碳排放强度四个指标。

方案提出具体技术路线图和行动计划，浙江将于 2025 年实现碳达峰，2030 年实现碳中和。

对 2025 年实现碳达峰，方案指出：初步构建全省绿色低碳技术创新体系，大幅提升全省绿色低碳前沿技术原始创新能力，显著提高减污降碳关键核心技术攻关能力，抢占碳达峰碳中和技术制高点，高质量支撑我省如期实现碳达峰。

对 2030 年实现碳中和，方案指出：绿色低碳技术创新及产业发展取得积极进展，可再生能源、储能、氢能、CCUS、生态碳汇等关键核心技术达到国际先进水平，瞄准能源、工业、建筑、交通、农业、居民生活 6 大重点领域，系统推进绿色低碳技术创新发展。

华夏能源网 华夏能源网 2021-08-06

浙江全域推行重点行业碳排放评价

日前，浙江省生态环境厅发布《浙江省建设项目碳排放评价编制指南（试行）》（以下简称《指南》），要求全省范围的钢铁、火电、建材等九大重点行业，在上马新项目时，要在环评中纳入碳排放评价。由此，浙江成为率先在全省范围内开展碳评价工作的省份。

“《指南》初步构建了一套适用浙江重点行业建设项目碳排放影响评价的工作体系，能对全省重点行业建设项目履行碳减排义务以及建立碳管理机制起到很好的引导性作用。”浙江省生态环境厅环评处相关负责人介绍。

《指南》明确各地生态环境部门要从两个维度做好碳评价工作。其一，针对建设项目，要根据单位工业增加值碳排放强度、工业总产值碳排放强度等指标，判断项目在行业内是否属于普遍水平；其二，针对项目所在地，项目能否上马，要看是否有利于当地实现碳达峰目标。

朱智翔 中国环境报 2021-08-13