

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 2020 年 8 月

目 录

总论	1
广东：深挖消纳清洁能源潜力	1
建设我国能源互联网 推进绿色低碳转型（下）	1
智慧城市离不开“一网统管”的能源数据平台	5
法国大力发展可再生能源	6
热能、动力工程	7
“新能源+储能”问前程	7
“飞轮+锂电混合储能”新能源场站调频并网试验成功	11
世界银行：全球微电网项目数量将激增 10 倍	12
丰田研发新型氟离子电池 一次充电续航达 1000 公里	13
储能系统部署面临的两大机遇	14
加入导电聚合物，砖块也能变“电池”	16
国家纳米科学中心在锂离子电池硅负极方面取得系列进展	17
全球首台！我国压缩空气储能示范项目空气透平顺线下线！	18
大咖话储能：用不了十年储能成本将降到 2 毛钱以下	19
导电纤维让砖块变电池	21
广州以首座光伏储能配电房 探索强化“新基建”	21
海运业脱碳“钱景”大好	22
磁悬浮飞轮储能摘国家专利金奖	24
英国最大的电池储能电站已扩大至 30MW	24
地热能	25
“长三角”地热开发为何热不起来	25
新的地热发电厂在全球范围内涌现	26
南方冬天取暖有了可行方案 长三角地区地热开发利用研究启动	27
江苏地热能源产业渐入“热”境	27
生物质能、环保工程	29
澳大利亚将“啤酒库存”转化为可再生能源提供电力	29
山东济宁高峪镇全力发展生物质分布式热电联产	29
菌草变燃料 打造环保生物质发电新模式	30
走出经济困境，巴西拟优先发展生物燃料	33
太阳能	34
中山瑞科助力广州首座光伏储能配电房投产	34
22.1%！ 615Wp！中来全新一代 Niwa® 高效双面组件闪耀上海 SNEC 展会	34
全无机钙钛矿电池光电转换效率达 16.1%	35



全面高效，巅峰王者！腾晖光伏发布 590W“麒麟”新品组件.....	36
化学家创造出最亮荧光材料 还能收集太阳能	37
广州首座光伏储能电房投产 断电后仍可供电 22 小时.....	38
广东梅州落户投资 12.5 亿大型光伏电站 平均发电量 3.44 亿千瓦时	39
彭博新能源：全球光伏趋势最大的市场是印度、中国和欧洲.....	39
荷兰研究发现光伏发电制氢的成本最低	41
阿联酋将建全球最大光伏电站	42
钙钛矿和有机太阳能电池太空首测成功 比硅更轻薄且成本更低.....	43
阿联酋将建首个垃圾+太阳能发电项目	43
阿联酋将建全球最大光伏电站 做好告别最后一滴石油的准备.....	44
隆基智汇 Pro+5.0 发布 领跑光伏平价新时代.....	45
风能	46
GWEC 发布《2020 全球海上风电报告》！2019 年新增 6.1 GW	46
GE 在华第二座陆上风电生产基地投产	47
中国正成为离岸风力发电“领头羊”	48
德国利用海上风能生产绿色氢	49
未来将接入 60GW 容量风电场！全国首个省级海上风电大数据中心平台开工建设.....	49
陆上风电迎来 4MW+时代	50
风能已成为美国排名第一可再生能源	51
氢能、燃料电池	52
“储运难”掣肘氢能大发展	52
“弃能”变“氢能” 助力可再生能源资源富集区经济发展	53
俄罗斯全速布局氢能产业	55
多地纷纷出台发展规划 氢能源产业驶入“快车道”	56
实现“能源自主”下的氢能战略	58
广佛提前布局：大湾区氢能产业带呼之欲出	59
广州南沙：将率先打造全国“氢能价格交易指数”	61
广州发布氢能产业发展规划	62
广州石化氢燃料电池供氢中心将于 8 月投产	63
广州编制完成氢能基础设施发展规划	64
氢燃料电池产业链迎黄金十年 长三角这条“氢走廊”怎么走	65
广州预计氢能产值将达 2000 亿元以上	67
氢能：在追赶中寻求突破	67
河南省按下氢能产业布局“快进键”	69
深圳探寻氢能产业发展特色之路	70
澳研究称找到低成本制氢方法	71
燃料电池电堆技术迎黄金发展期	72
甲醇是解决氢能发展“痛点”的好法子	73
能源稀缺的浙江瞄准了洁净的氢能	74
核能	76
中东首座核电站上线	76
南非核电艰难中呼之欲出	77
国际“人造太阳”工程正式启动安装	78
能源政策	79



两部门：加快风电光伏发电平价上网进程	79
交通运输部：推动交通基础设施建设合理布局光伏发电设施	79
我国将推进新能源新型标准体系建设	80
解读《济南市氢能产业发展三年行动计划（2020-2022年）》	80
财政部：继续通过征收电价附加的方式支持光伏、风电发展！	81

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

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



总论

广东：深挖消纳清洁能源潜力

在广州从化明珠工业园里，生产场所空调、冷链、降温设备相继满负荷开动起来。得益于广州供电局量身定制的节能环保生产方案，以及多能协同的智能调度系统，明珠工业园能充分消纳光伏发电等清洁能源，让入驻企业顺利完成今年经营目标更添“绿色”保障。

一直以来，南方电网广东电网公司积极推动生态文明建设和电网绿色低碳发展。今年 1 月至 5 月，广东消纳清洁能源电量 955 亿千瓦时，按照等量替代煤电测算，达到了减排二氧化碳约 7494 万吨的效果；累计推动电能替代项目落地实施 9227 个，累计完成替代电量 74.33 亿千瓦时，折合节约标煤约 91.43 万吨。

“欢迎新能源车驶入充电！”在广东东莞松山湖太鲁阁公园内，光储充一体化充电站智能地锁系统成功识别新能源车辆，正在解锁开放车位，数辆新能源汽车整齐排列进行充电。这座充电站融合了 5G 基站、充电桩、边缘计算、物联网等科技，可实现光伏、储能、充电高效协同、能量互补，满足当地居民绿色出行需要，助力园区实现减少碳排放目标。

在“新基建”浪潮下，新能源汽车充电桩展现出更强大的活力。广东电网作为电力先行军，今年计划在原有超过 1.5 万个充电桩的基础上，在广东省新建充电桩 2340 个，通过构建“充电桩+”模式，全力服务智慧交通、绿色出行。“将来，客户可以在充电站发布电动车相关的需求，也可以听取电动车知识讲座、购买电动车用品等，享受电动车服务社区的全方位服务。”东莞供电局市场营销部主管刘红向记者介绍。

“以前货轮烧油，商家经常担心我们运输的新鲜水果会被污染。现在用电代替烧油了，也不用排队等待了。”在广东省中山市神湾港，货轮停靠码头后，货船工作人员告诉记者。

记者看到，在热闹繁忙的码头，有多台岸电设备为货轮提供充电，一台岸电设备能同时为 2 艘货船充电。目前，中山供电局建成的神湾港岸电设备除了能给船舶充电之外，还能为港区内多个水果冷冻保鲜柜进行充电服务。

结合广东港口密集、船务发达的特点，广东电网大力推进港口岸电建设，截至去年 10 月，广东电网配合政府在全国范围内率先实现了省内内河港口岸电设施基本全覆盖建设。

据介绍，今年，广东电网将继续从交通、建筑、工商业、居民 4 个方面大力推进电能替代工作，预计年内将完成电能替代电量 159 亿千瓦时，减少二氧化碳排放约 526.5 万吨，相当于 350 万辆经济型轿车停开一年。

张建军 沈甸 经济日报 2020-08-10

建设我国能源互联网 推进绿色低碳转型（下）

本文上篇于 7 月 27 日在本报刊发，重点介绍了以建设我国能源互联网推动能源绿色转型的总体思路、巨大价值和深远意义，本期就“十四五”电力发展进行了阐述。文章认为，“十四五”是我国能源转型的战略机遇期，在严控煤电、清洁替代、电能替代、电网建设等方面协同发力，加快构建我国能源互联网，将为经济社会发展提供绿色、低碳、可持续的能源保障。

五、把握“十四五”战略机遇期，推动我国能源互联网建设新突破

“十三五”以来，我国电力行业开拓进取、砥砺奋进，取得巨大发展成就。电力规模大幅提升，截至 2019 年，我国发电装机容量、年发电量达到 20.1 亿千瓦、7.2 万亿千瓦时，较 2015 年分别增长 32%、27%。清洁发展成效显著，水电、风电、太阳能发电装机分别达到 3.6 亿、2.1 亿、2 亿千瓦，

较 2015 年分别增长 12%、60%、365%，规模和增速均居世界第一。技术装备创新突破，攻克超超临界机组、第三代核电、大容量风机、高效率太阳能电池、±1100 千伏特高压直流输电等世界领先的核心技术，投运全球首个具有网络特性的柔性直流电网示范工程，建成“十交十四直”24 个特高压工程。国际合作加快推进，我国电力企业海外业务遍布全球五大洲，境外资产总额超过 2000 亿美元。总体看，“十三五”我国立足技术创新，加快提质增效，电力工业在规模、结构、安全、效益等方面迈上新台阶，为经济社会发展提供了坚强保障，也为“十四五”发展奠定了良好基础。

“十四五”是我国开启建设社会主义现代化强国新征程的第一个五年规划期，是全面落实高质量发展要求、加快能源变革转型的关键期。我国电力需求将持续增长，预计到 2025 年全社会用电量、最大负荷将达 9.2 万亿千瓦时、15.7 亿千瓦，年均增速 4.4%、4.8%。面对保障供应和加快转型双重压力，解决煤电问题，开发清洁能源、建设特高压电网等各项任务非常紧迫。如不在“十四五”加快转型，我国能源安全、碳排放、环境污染等问题将更加严峻。“十四五”绝不能走化石能源先建后拆、先排后治的老路，必须加快建设清洁主导、电为中心、互联互通的我国能源互联网，实现从化石能源为主向清洁能源主导的“直线式”转型。总的思路是，深入贯彻新发展理念和能源安全新战略，严格控制煤电，全面推进清洁替代和电能替代，推广应用储能，加快建设特高压电网，根本扭转“一煤独大”格局，通过风-光-水-储-输协同，满足新增能源需求，为“十四五”我国经济社会发展提供清洁、安全、高效的能源保障。

（一）严控煤电规模

按照“控制总量、优化布局”思路，下决心控煤减煤，“十四五”期间我国煤电新增 5500 万千瓦（包括特高压配套 3100 万千瓦和在建 2400 万千瓦），退出低效机组 4000 万千瓦，净增装机 1500 万千瓦，到 2025 年总装机控制在 11 亿千瓦，实现煤电规模达峰和布局优化。

削减东中部煤电。“十四五”东中部不再新建煤电，同时加快退出 3500 万千瓦低效机组，到 2025 年东中部煤电装机占比从 2020 年的 56%下降至 52%，新增电力需求主要由区外受电和本地清洁能源满足。

新建煤电布局到西部北部。有序推进山西、陕北、锡盟、鄂尔多斯、宁东、哈密、准东等大型煤电基地集约高效开发，与当地风电、太阳能发电打捆，通过特高压大电网向东中部地区输送。

推进煤电灵活性改造。提高煤电机组调峰能力，“十四五”煤电累计改造规模超过 2.2 亿千瓦，推动煤电机组由电量型向电力型转变。

（二）加快清洁能源开发

坚持集中式和分布式并举，水风光多种类型协同，加快开发西部北部大型清洁能源基地，因地制宜发展分布式发电和海上风电。到 2025 年实现清洁能源装机 17 亿千瓦，装机和发电量占比分别达 57%和 45%。

加快开发水电。以四川、云南、青海、西藏为重点，加快开发金沙江、雅砻江水电基地，投运乌东德、白鹤滩等大型水电站，“十四五”新增常规水电 5600 万千瓦，2025 年水电总装机达到 3.9 亿千瓦。

大力发展风电。建设新疆哈密、甘肃酒泉、内蒙古等“三北”地区大型风电基地，稳步开发广东、江苏、山东、福建等海上风电，积极推进分布式风电，“十四五”新增陆上风电 2.9 亿千瓦、海上风电 2400 万千瓦，2025 年风电装机达到 5.4 亿千瓦。

大力发展太阳能发电。建设青海海南、青海格尔木、新疆哈密等大型太阳能发电基地，在东中部地区加快发展分布式太阳能发电，“十四五”新增太阳能发电 3.2 亿千瓦，2025 年太阳能发电装机达到 5.6 亿千瓦。

（三）加强电网建设

加快构建以特高压为骨干网架，各级电网协调发展的坚强智能电网，全面提高电网安全水平、配置能力和运行效率，促进清洁能源大规模开发、大范围配置和高效利用，更好支撑“十四五”经济社会发展。

尽快建成坚强特高压骨干网架。加快建设特高压交流同步电网，在东部形成“三华”同步电网，在西部形成川渝特高压交流主网架，大幅提升电网配置能力和抵御严重故障能力。统筹推进西部北部大型能源基地特高压直流外送通道建设，新建雅中-江西、白鹤滩-江苏、白鹤滩-浙江、金上-湖北、陕北-湖北、甘肃-山东、新疆-重庆等特高压直流工程。到 2025 年，跨区跨省输电规模达到 3.6 亿千瓦。

高质量发展配电网。以保障供电安全、提升服务质量为目标，加快构建可靠性高、互动性好、经济高效的中心城市电网，在北京、上海、广州、深圳等超大型城市建成世界一流现代化配电网。完善配电网结构，合理划分供区范围，提高负荷转供能力，全面消除薄弱环节，优化电力营商环境。围绕服务乡村振兴战略，加快新型小乡镇、中心村电网和农业生产供电设施升级改造，补齐乡村配电网短板。

提升电网智能化水平。推动大数据、云计算、物联网、移动互联、人工智能等现代信息通信技术与电力系统深度融合，更好适应清洁能源开发和电能替代需要。大力构建智能互动、开放共享、协同高效的现代电力服务平台，促进“源-网-荷-储”协调发展，满足各类分布式发电、用电设施接入以及用户多元化需求。深挖需求侧响应潜力，通过加强需求侧智能管理，提升灵活调节能力，实现 5% 左右的最大用电负荷“削峰”，降低峰谷差，更好满足能源消纳需要。

（四）加快电能替代

推进工业、交通、农业、生活等领域电能替代，大幅提高电气化水平，形成电为中心的能源消费格局。到 2025 年，各领域替代电量超过 6000 亿千瓦时，电能占终端能源消费比重从目前的 25% 提高到 32%。

推进工业电气化。在水泥、钢铁、有色金属等高耗能行业，推广应用电加热回转窑、电炉炼钢热泵、感应电炉等技术和设备。在陶瓷、造纸、纺织等行业，推广使用电窑炉、热泵、电锅炉替代燃煤锅炉。在原材料领域，大力推进电制氢气、甲烷等产业。到 2025 年我国工业领域年替代电量达到 3400 亿千瓦时。

加快电动交通发展。大力推进电动汽车产业发展，加强电动船舶技术研发与产业培育，加快建设电动汽车充电桩、港口岸电、机场桥载电源等配套设施。到 2025 年我国交通领域年替代电量达到 1100 亿千瓦时。

推动农业和生活领域电能替代。推广应用电排灌、电动联合收割机等大型作业机械，提高农业电气化和智能化水平。有序推进煤改电、煤改气和电采暖等惠民工程，推动以电炊具、电锅炉、电暖气、空调等替代散烧煤和燃煤锅炉，提升用能效率。到 2025 年我国农业和生活领域年替代电量达到 950 亿千瓦时。

（五）科学发展储能

加快储能技术推广应用，把储能融入电力系统发、输、用各环节，加强统筹规划和科学布局，提升系统灵活性和调节能力，保障电力可靠供应。

加快发展电源侧储能。加快电化学储能在风能、太阳能电站应用，在有条件的地区发展压缩空气等长时间、大容量储能，在西部北部地区适当开发光热发电，多措并举提升新能源发电稳定性和电能质量。到 2025 年，力争电源侧电化学储能达到 3000 万千瓦。

科学配置电网侧储能。加快河北、山东、浙江、福建、安徽、河南、广东等省份抽水蓄能电站建设，“十四五”投产抽水蓄能 3600 万千瓦以上，2025 年装机达 6800 万千瓦。因地制宜开展常规水电机组扩容和抽蓄改造，进一步提高调节能力。适量布局电化学储能，形成以抽水蓄能为主、电化学储能为辅的电网侧储能体系。发挥互联网“时空储能”作用，优化电网调控，完善市场机制，实现多种能源广域配置和高效互补。

创新发展用电侧储能。到 2025 年，我国电动汽车保有量有望达到 5000 万辆，形成规模约 20 亿千瓦时的巨大储能系统。应以合理价格机制引导电动汽车参与电网调峰，提高用户侧灵活响应水平。探索新型储能模式，积极推广清洁电制氢、甲烷等燃料和原材料，丰富储能体系和能源供应方式。

（六）强化科技创新

实现“十四五”能源电力高质量发展，必须发挥科技创新的驱动作用，按照“自主创新、示范先行、中国引领”的发展思路，加强技术攻关，抢占全球能源技术创新制高点，在以绿色低碳为方向的新一轮能源革命中赢得主动。

提升自主创新能力。统筹制定科技创新发展战略，依托重大能源电力项目，加快推动关键共性技术、前沿引领技术、重大工程技术创新。要在“卡脖子”问题上下功夫，加快自主研发相关技术和装备，实现关键核心技术自主可控，把创新主动权、发展主动权、安全主动权牢牢掌握在自己手中。

突破重大关键技术。推动清洁能源发电技术创新，研发低风速、大容量风机和高效率、低成本光伏材料，提高新能源开发利用效率；积极推进第四代核电、小型模块化反应堆和受控核聚变技术研发，提高核电安全性和经济性。推动特高压大容量海底电缆、特高压柔性直流、超导输电等先进技术与装备实现突破，提升电网高效配置资源能力。发展能源互联网智能控制、大容量虚拟同步机等新技术，提升清洁能源大规模接入条件下电网安全性和灵活性。加快智慧城市、智能家居、电动汽车、电力需求侧响应等领域技术创新，提高终端用能效率。

加强产学研用协同。充分发挥企业创新主体作用，建立健全产学研用协同创新体系，整合各方资源，共享前沿信息、研发设施和科研成果，推动重大技术研发、重大装备研制、重大示范工程和技术创新平台四位一体，在“十四五”加快将科研创新成果转化为实实在在的生产力和竞争力优势。

（七）推进市场建设和企业转型

“十四五”是全面推进电力市场建设的关键期，是加快电力企业转型的机遇期，要以我国能源互联网为平台，加快推动构建全国统一电力市场，健全交易机制、理顺价格关系，形成统一开放、竞争有序的现代市场体系，激发企业发展活力。

建设全国统一电力市场。加强顶层设计，完善相关交易机制，推动国家与省级电力市场有效衔接并逐步融合，更好发挥“大电网、大市场”作用，打破省间壁垒，实现能源资源跨区跨省经济高效配置。积极研究推动电力市场与碳交易市场融合，构建全国电-碳市场，整合气候与能源领域治理机制、参与主体和市场功能，实现碳减排与能源转型协同推进。

推动形成科学电价机制。加快完善一次能源价格、上网电价、销售电价联动机制，使电价真实反映能源成本、供求关系和生态环境成本。完善省间辅助服务补偿和交易机制，充分利用输电通道容量和受端调峰资源，促进清洁能源全国优化配置。结合电价改革进程，妥善解决电价交叉补贴问题。

加快电力企业变革转型。聚焦能源电力行业绿色转型大趋势，优化调整业务布局、运营模式和管理方式，主动压减不符合清洁发展方向的业务，尽快实现主营业务绿色转型，重塑面向未来的竞争优势，提升社会价值。积极适应能源供应体系和消费方式变革，不断拓展新业务领域，加快向综合服务供应商转变。

（八）深化国际合作

全方位加强国际能源合作是“十四五”推动能源高质量发展、实现开放条件下能源安全的必然要求。要统筹利用国内国外两种资源、两个市场，积极推动国外优质、经济的清洁电力“引进来”和我国技术、装备、产能“走出去”，积极推动和引领全球能源互联网发展，全面提升我国能源电力发展质量和效益。

加快我国与周边国家电力互联互通。发挥我国能源互联网平台和枢纽作用，推进与缅甸、老挝、尼泊尔、韩国、蒙古、巴基斯坦等周边国家电力互联，有效利用国际资源和市场，扩大跨国电力贸易规模，助力“一带一路”建设向深走实。

积极推动全球能源互联网发展。发挥我国电力行业综合优势，强化全产业、跨领域资源整合和优势互补，围绕全球能源互联网联合开展技术攻关、项目开发、市场开拓，创新商业模式，打造新的效益增长点。发挥全球能源互联网发展合作组织平台作用，推动能源电力上下游企业加强资源共享、需求对接和项目合作，积极参与全球能源互联网建设，推动中国倡议早日落地实施。

把握“十四五”战略机遇期，加快我国能源互联网建设，对保障国家能源安全、推动经济高质量发展意义重大。能源电力行业应担负起光荣使命和重大责任，深入贯彻落实总书记关于能源发展的重要指示精神，解放思想、登高望远、凝聚合力、变革创新，大力推动我国和全球能源互联网建设，助力构建人类命运共同体，为实现“两个一百年”奋斗目标和中华民族伟大复兴的中国梦作出新的贡献。

（作者系全球能源互联网发展合作组织主席，中国电力企业联合会理事长，瑞典皇家工程科学院院士，英国皇家工程院院士，德国国家工程院院士）

刘振亚 中国能源报 2020-08-03

智慧城市离不开“一网统管”的能源数据平台

随着信息数字技术快速发展，我国智慧城市建设如火如荼。据相关研究报告显示，“十三五”期间，我国推进了三个批次、共计 277 个智慧城市试点工作。随着新型基础设施建设步伐加快，智慧城市建设将进一步提速，并向更多领域和更深层次发展。

能源是支撑城市运行发展的基础系统，也是较早推动信息化、数字化、智能化技术应用的重要领域。能源与信息技术的革新和深度融合正推动能源系统向能源互联网发展。“一网统管”的城市能源数据平台正是统筹城市能源互联网运行发展的核心中枢，也是城市能源系统智慧化转型的重要标志。

数据壁垒已成为城市能源变革发展的重大制约

然而，当前多数智慧城市建设的重点主要集中在市政、公共服务、交通等领域，对融合能源系统智慧发展的关注仍不够。

随着传感、通信和智能控制等数字信息技术日新月异，能源行业信息采集能力也大幅提升，能源生产端与消费端的能源信息化管理技术应用已十分普遍。但单一能源系统数字化水平高、能源数据孤岛林立、不同品种能源数据壁垒难以破除，已成为当前城市能源数据的一大特征。这为城市能源变革发展带来诸多制约：

首先，制约城市能源系统优化规划。目前，许多城市在单一能源系统或单个能源生产供应企业在效率提升方面已经做得很好，但全区域、全链条和跨品类的能源系统仍然存在诸多不协调、不匹配的环节，导致整体效率不高。

如对于热力供应，目前大部分城市的热力供应主要是区域特许经营，导致热源布局不合理、重复建设、跨区域协同优化困难、高低效率机组并存、供热能力冗余和局部短缺同时存在，制约了城市热力系统的集约化、高效化、清洁化发展。

其次，制约城市能源效率进一步提升。由于缺乏“一网统管”的城市能源数据平台，能源用户全口径的消费数据难以有效统计，这为深化开展能耗监察、对标分析和制定节能降耗措施带来了极大困难。

最后，制约城市产业经济健康发展。长久以来，城市能源消费领域的效率提升往往依赖重点领域单个企业和单一行业的节能降耗，但随着节能空间收窄，在许多城市，这种能源效率提升模式已近天花板，能源控制指标成为城市推动产业升级的重要制约。

城市发展需要结合能源消费数据和产业经济数据，探索能源消费控制的创新模式，但当前城市能源统计数据管理线条分散，很难给出切中实际的参考。

城市能源数据平台将为城市能源变革发展提供关键支撑

作为城市能源的“大脑”，“一网统管”的城市能源数据平台将为城市能源系统升级和城市能源变革发展提供关键支撑，从多方面推动城市能源从量变向质变发展：

首先，大幅提升城市能源生产与供应效率及安全性。城市能源数据平台将实现城市各品类、各环节的能源运行信息充分共享，实现能源从生产到消费的实时互动和优化调度，支撑可再生能源高效利用，通过实时监测、分析、预警，提升能源安全信息化管控水平。

与此同时，随着能源互补、能源转换技术的发展，城市能源数据平台将助力能源基础设施跨品类互联互通、协调互济，整体提升能源供给效率。而在能源消费侧，数据平台还能实现可调负荷资源利用，平抑峰谷，提升能源利用效率。

其次，实现城市能源系统精细化与智慧化管理。城市能源数据平台将通过推动城市能源系统的全域监测和优化运行，构建各方协同、信息集成、数据驱动、多能联动、以人为本的城市能源管理体系，推进能源变革与城市发展的战略协同、规划统筹和行动融合。

通过建立城市能源驱动城市全面发展的决策支持体系，可充分发挥能源大数据在政府决策和公共管理中的作用，解决城市发展实际问题。

再次，促进城市能源“双控”方式变革。通过完善的城市能源数据和社会经济数据融合，探索能源消费总量与强度控制的创新模式，统筹可利用能源资源、单位能源产出效率、单位面积能耗强度，以及产业转型升级和生态环境建设要求，建立能效产值分析评价体系，推动能耗控制方式从能源效率指标向能源与经济、环境指标结合发展，形成经济转型升级的倒逼机制，引导产业向中高端升级。

最后，催生城市能源数据相关新兴产业。城市能源数据平台通过汇聚电力、热力、燃气等能源数据，并结合经济、金融、交通、环境等更多行业数据，将形成互惠互利的能源大数据生态圈，持续为改善民生、节能减排、行业发展提供全方位数据增值服务。

例如，天津市能源大数据中心就已推出服务政府决策、企业用能、居民生活、疫情防控等 4 大类 30 项数据产品，在洞悉经济活力、助力产业升级、支撑节能减排、服务百姓节约用能等方面成效明显。

城市能源数据平台建设应规划先行

“一网统管”的城市能源数据平台是城市能源互联网建设的重要组成，也是城市能源发展的必然方向。

在城市能源数据平台的建设中，应加强以下四方面工作：

第一，加强政府引导和顶层规划。城市能源数据“一网统管”的困难主要来自于部门间的管理割裂，这种割裂需要政府通过引导、协同来解决。一方面，需要加强顶层设计，厘清城市能源平台与国家级、省级平台、以及企业平台的协同关系，实现规划引领；另一方面，需要加强协调推动，通过机制创新推动形成城市能源数据共享机制，实现能源数据汇总融合。

第二，充分利用已有信息系统资源和新型基础设施建设机遇。开展城市能源信息采集系统的摸底调查，在安全基础上加强对能源企业授权，以现有系统深化完善和功能拓展、系统间共享互联为突破点，抢抓新型基础设施建设带来的城市智慧化发展机遇，加快推进城市能源数据平台相关项目建设，推动实现能源数据的整合。

第三，加强管理机制突破创新。成立能源大数据专门管理机构，统筹推动能源数据汇总整合和“一网统管”，加强能源数据价值挖掘和试点应用，构建多方参与共建的能源数据应用市场机制，推动能源数据利用实际场景发掘和新兴产业发展，实现能源数据管理和开发利用可持续发展。

第四，推动政策法规建设完善。针对能源数据共享机制、安全防护、标准规范等关键问题，推动构建政策发展和技术标准制定，奠定能源数据平台的发展基础。

（作者均供职于国网（苏州）城市能源研究院城市能源数据研究中心）

陈光 陈浩 朱迪 中国能源报 2020-08-10

法国大力发展可再生能源

位于法国东部阿尔萨斯地区的费斯内姆核电站二号反应堆近日关闭，这座法国最古老的核电站至此正式停止运营。该核电站的关闭是法国能源转型的缩影。近年来，法国大力发展可再生能源，以推进能源转型。

费斯内姆核电站于 1977 年投入运营，是法国使用时间最长的核设施之一。法国政府今年 2 月发

布公报，宣布将在6月底前彻底关闭费斯内姆核电站，并在2040年前拆除其基础设施。“这是法国在重新平衡核电和可再生能源发电战略上迈出的第一步。”时任总理菲利普表示。作为全球核电大国，法国现有58座核反应堆在营，国内用电量的71.6%来自核电。

今年4月，法国政府推出能源转型行动时间表2019—2028年《多年能源计划》，计划在2035年以前关闭14座核反应堆，并将核电占法国发电总量的比例降至50%；到2028年底，可再生能源发电装机容量将较当前水平翻四番，新增装机主要来自风电和太阳能。根据法国可再生能源工会等机构今年2月共同发布的报告，2019年水力、风能、太阳能等可再生能源发电量在法国总发电量中占比23%，较去年有所增加，不过距50%的目标仍有不小距离。此外，《计划》还提出到2028年实现开发10—100个电改气试点项目、绿色氢占工业氢比重达20%—40%、拥有300万辆电动汽车、180万辆插电式混合动力车、50万辆电动或混合动力车等目标。

为了推进《计划》，法国政府推出了提供研发补贴、调整风电价格和税收政策等一系列激励政策。法国企业也积极参与。近日，法国风力发电生产商Boralex宣布和法国电信运营商Orange公司达成一项企业可再生能源购买协议，将为其每年提供67千兆瓦时的可再生电力。不过，受新冠肺炎疫情影响，法国此前宣布的很多可再生能源项目至今未完成发布和招标，现有项目也不同程度的推迟。

法国环境与能源管理署主任阿诺·勒鲁瓦指出，法国在发展可再生能源领域具有自然条件优越、技术创新等优势。随着能源转型进一步推进，可再生能源领域也将提供更多就业机会。法国应进一步加强可再生能源项目间合作以及与欧洲其他国家的合作，最终实现能源转型，为应对全球气候变化作出贡献。

刘玲玲 人民网 2020-08-04

热能、动力工程

“新能源+储能”问前程

随着新能源规模快速发展，而电力需求增长和系统调节能力提升相对有限，新能源消纳形势严峻。2020年以来，国家层面鼓励推动电储能建设，以促进清洁能源高质量发展。6月18日，国家发改委、国家能源局印发《关于做好2020年能源安全保障工作的指导意见》，要求提高电力系统调节能力，推动储能技术应用，鼓励电源侧、电网侧和用户侧储能应用，鼓励多元化的社会资源投资储能建设。

储能可以从本质上解决新能源消纳问题吗？“新能源+储能”是否是必须手段？新能源与储能又该如何共生发展？截至目前，上述核心问题并未形成行业共识。国网能源研究院新能源与统计研究所专家胡静认为，就目前来看，新能源配置储能并非是解决弃风弃光的唯一手段，应运用多种调节手段共同参与调节，同时，研究“共享储能”等创新商业模式，推动储能的可持续发展。

储能无法从根本上解决弃风弃光问题

2019年，我国可再生能源整体发展平稳，不仅装机规模稳步扩大、利用水平显著提高，更重要的是，一直困扰行业发展的弃风弃光问题也得到持续缓解。数据显示，2019年，我国弃风、弃光率实现双降，平均弃风率4%，同比下降3个百分点；弃光率2%，同比下降1个百分点。

记者了解到，经过近几年不断研究探索，目前，业界普遍认为我国弃风弃光的原因主要集中在电源、电网、负荷三个系统要素上。

电源方面，目前，风力和光伏装机主要集中在“三北”地区(东北、西北、华北)，占全国的比重为77%和68%，且以大规模集中开发为主。同时，“三北”地区煤电机组占比较高，燃煤热机组比重高达56%，采暖期供热机组“以热定电”运行，导致系统调峰能力严重不足，不能适应大规模风力和光伏发电消纳要求。

电网方面，“三北”地区输电通道及联网通道的调峰互济能力并未充分发挥，对风力和光伏发电跨省跨区消纳的实际作用相对有限。

负荷方面，电力需求侧管理成效不明显，峰谷差进一步加大，影响了风力和光伏发电的消纳。

胡静认为，弃风弃光问题的原因与电源电网结构、系统灵活性调节资源和市场体制机制都有关系，当前电力市场体制机制没有理顺，没有按照效率原则来分配电力生产和消费权。“很明显，储能解决不了市场机制问题，但从理论上来说，配置足够大规模的储能在技术层面是可以解决弃风弃光问题的。”胡静表示。

近年来，以风电、光伏为主的新能源发电成本快速下降，装机容量及能源占比不断上升。新能源发电的波动性及其对电网稳定的影响仍然是新能源进一步健康发展的制约因素。

胡静指出，电力是生产与消费实时平衡的特殊商品，风、光能源的波动性和随机性分别给传统电力系统的电力平衡带来了相当的困难，因此需要更多、更灵活、调节范围更宽广的调节手段。“例如火电调峰、燃气机组、需求侧(负荷侧)管理与控制、抽水蓄能电站、更多形式的电能替代应用等，都是非常好的手段。”胡静说。

诚然，电力系统需要的不是完整的“充放”能力，而是调节能力，也就是把负荷适时变大变小的能力和把发电适时变大变小的能力。“从技术角度讲，配套储能是提高新能源消纳比例的有效手段。利用储能技术快速响应、双向调节、能量缓冲的特性，可以极大提高新能源系统的调节能力和上网友好性。”胡静表示。

“新能源+储能”是标配模式吗？

其实，国内新能源配储能已有技术示范案例。早在2011年12月25日，我国首个风光储输示范工程就已在河北省张北县建成投产。该项目综合运用了磷酸铁锂、液流、钛酸锂、阀控铅酸等多种技术路线，每年可提升200小时的利用小时数，但经济性不佳。

此后，2018年6月26日，我国首个光伏发电储能项目——共和实证基地20兆瓦光伏储能项目并网。该项目采用了磷酸铁锂、三元锂、锌溴液流和全钒液流电池，建设16个分散式储能系统和6个集中式储能系统。

2019年，我国首个风光储多能互补型电站——青海共和、乌兰55兆瓦/110兆瓦时风电配套储能项目，以及首个真正意义上的“风电+储能”项目——鲁能海西州多能互补集成优化示范工程50兆瓦/100兆瓦时的磷酸铁锂电池储能项目相继投运。

其中，青海项目采用阳光电源一体化储能系统解决方案、高度集成的储能变流器和锂电池系统，且配置了高能量密度锂电池，循环寿命长、深度充放电性能优越，能够满足电站调频需求，可进一步提升电网友好性。同时，整套储能系统极大地提高了机组的AGC调节性能指标与AGC补偿收益，减小了考核成本，增加了电站的收入。

据介绍，储能犹如“充电宝”，能实现电力的充放自如，理论上能够很好地对冲新能源电力的波动性、随机性，助力解决“弃电”顽疾。因此，二者的结合被业界普遍视为未来新能源行业发展的“标配模式”。但事与愿违，新能源大省(区)青海、山东、新疆等地的推广工作先后陷入僵局，一度给这一模式泼了数盆冷水。

当前，风电、光伏行业将全面迎来平价上网，项目经济收益对成本愈加敏感，新能源配套储能是否还具有经济性，是产业链各方仔细分析研究的问题。

胡静告诉记者，现阶段，“新能源+储能”收益模式单一，获利水平偏低。据悉，目前储能配置成本约为1500~2000元/千瓦时，综合度电成本约为0.4~0.6元/(千瓦时·次)，若新能源为早期项目，按风电项目享受0.61元/千瓦时电价来算，加上储能能在辅助服务市场能够获得100~200元/(千瓦时·年)的额外收益，“新能源+储能”在部分弃风弃光地区具有一定的经济性。但由于新能源项目趋于平价，且弃风弃光情况逐步改善，仅靠解决弃电为主要收益模式，不具备经济性。“储能只是调节手段之一，而且现阶段肯定也不是这种系统大范围调节的最经济的调节手段”，胡静表示，“火电灵活性改造也好、抽蓄电站也好，从目前来看，还是相对比较经济的手段。我们不是一定要把发展储能作为调节

资源，而是挖掘系统中的各种资源，共同起到调节作用。”

“谁为可再生能源配储能付费”是破局关键

记者了解到，新能源配置储能政策再次引发各界争议，焦点集中在是否应由新能源企业出资配置储能。此次湖南等多个省份再次发文鼓励新能源项目配置储能，主要源于两方面考虑：一是新能源消纳形势依旧严峻，截至 2019 年底，新疆、甘肃和内蒙古弃风率分别达 14%、7.6%和 7.1%，新疆、青海弃光率分别为 7.4%和 7.2%。降低弃电率，落实可再生能源总量和非水可再生能源消纳责任权重，对于湖南等水电大省，消纳压力较大。二是部分新能源大省面临低谷时段调峰压力，以湖南为例，最大峰谷差已经超过 50%，风电与水电同时大发重叠时间长，系统调峰能力有限，风电消纳空间较小，弃风将愈加严重。由于补贴退坡、资金拖欠、平价上网等因素影响，新能源项目盈利空间逐步压缩，配置储能带来的收益有限，建设积极性较低，导致部分省份新能源企业与电网企业矛盾加剧。

由于缺乏明确机制或收益预期较低，早期出台的多项新能源配置储能政策已取消或搁置。据悉，鼓励新能源配置储能政策并非首次发布，此前青海、新疆、山东等省份都曾经出台鼓励或强制新能源配置储能的相关政策。青海在 2017 年提出当年规划 330 万千瓦风电项目按照 10%配套储能，最终迫于压力政策未被推行；新疆于 2019 年试点鼓励光伏电站配置 20%储能，承诺增加试点项目 100 小时计划电量，但最终仅保留了 5 个试点；山东于 2019 年鼓励集中式光伏自主配备储能，但政策暂时没有得到响应。

胡静认为，多个政策的难以落地，主要是缺乏实质性的储能投资回报机制，新能源企业配置储能成本无法疏导。“用新能源配置储能来解决弃风弃光问题，其实是整个系统的成本和新能源发展关系之间的一个问题。”

从早期国网张北风光储输项目、国电和风北镇风储项目、卧牛石风储项目的示范，到华能青海格尔木光伏电站直流侧储能项目商业化探索，再到甘肃独立储能电站、青海共享型储能电站的创新应用，储能与可再生能源结合离不开对经济性的深入探索。在电力市场成本价格传导机制欠缺的情况下，现有任何机制都处于过渡阶段。

胡静指出，如果是在弃风弃光严重的地区，并且是拿到早期补贴上网电价的新能源场站，加之可以平衡储能成本与增加的上网电量之间的收益的话，还是有一定获利空间的。如果是在拿到较高标杆电价的情况下，包括青海共享储能，目前还是有收益的。但是如果新能源本身收益率已经比较低，例如已经接近平价，再通过配置储能来追求这种利用率提升，从全社会的成本来看肯定不是最经济的一种方式。

胡静说，目前，储能主要解决的是近期可再生能源消纳问题，最终还要遵循“谁受益、谁付费”的基本原则，为可再生能源规模化开发和利用买单的主体绝不仅仅是可再生能源开发商自身，作为“绿色发展”的受益方，全社会有责任为可再生能源的发展付费。而支付储能费用的主体既来自于用电用户，也来自于享受储能提供平滑稳定输出服务的可再生能源企业。只有市场中形成基本的经济逻辑，储能配套可再生能源的长效机制才能建立。“至于发展储能是谁的责任，它既不是新能源的责任，当然也不是电网企业的责任，也不会是用户的责任。至于投资该由谁来买单，从市场化角度看，谁投资获益谁来买单。但如果从储能的社会效益、国家能源战略角度看，由利益相关方共同承担较为合理。”胡静进一步补充。

此外，为满足未来规模化可再生能源下电力系统的安全稳定运行，可再生能源与储能绑定以减少波动和不确定性，应是发电企业应承担的基本义务。未来，储能绝不是为解决眼前可再生能源过量发展的消纳问题而特殊存在的，而是解决新能源结构下可能存在的电力运行风险而必然存在。

储能参与市场交易增加了收益途径

国内对于储能的认知由是否发展逐渐转变为如何高质量发展，目前政策从宏观引导、指导的角度明确了我国发展储能的重要性、必要性和国家所持的积极鼓励态度，符合我国和国际社会发展新能源，建设清洁低碳、安全高效现代能源体系的大潮流和新理念。

6月10日,国家发改委、国家能源局联合发布了《电力中长期交易基本规则》,明确了储能可参与电力中长期交易。自《电力中长期交易基本规则(暂行)》发布以来,经过三年的探索与实践,全国电力市场化交易比重不断扩大,市场交易机制日趋完善,市场价格机制逐步理顺,可再生能源电力需求日益凸显,售电市场蓬勃发展。

胡静认为,不仅是新能源项目配置储能,就算独立的储能参与中长期交易也是可行的。此次《电力中长期交易基本规则》的出台,把储能作为市场主体考虑进来,是肯定了储能在市场中的价值,这对新能源配置和储能本身来说都有很大的积极促进作用。“对于新能源配置储能来说,绿证和配额制增加了它的收益途径,不仅可以参与辅助服务市场,还可以参与电能市场,通过卖电收益,也可以作为权益转移出去,一定程度上可以提升总体的收益水平。”胡静表示。

随着储能市场规模的扩大,成本逐年下降,电改红利不断释放,储能的独立主体地位得到明确,可直接参与电网级调峰、电力市场调频等辅助服务市场、备电及需求侧响应服务以及电力现货市场交易,把储能的应用价值充分地交易结算出来,可以说,新能源项目配套储能的前景是光明的。

同时,随着新能源发电成本的降低,参与电力市场的竞争力也在不断增强,未来保量保价的交易模式也将被打破。储能具有多重功能,可满足电力系统不同时间尺度的调节需求,未来成本回收的途径及参与市场的类型是多样的,主要包括以下几方面:

一是参与电网系统级调峰,实现共享,相关费用在全网收益电量中分摊。共享型储能既提高了利用率,也增加了储能的收益。《青海电力辅助服务市场运营规则(试行)》提出,在新能源弃电时对未能达成交易的储能进行调用,价格为0.7元/千瓦时;2020年3月,新疆维吾尔自治区发改委发布《新疆电网发电侧储能管理办法》(征求意见稿)提出,电储能设施根据电力调度机构指令进入充电状态的,对其充电电量进行补偿,补偿标准为0.55元/千瓦时。从两个省份制定的规则来看,储能参与系统级调峰的价格已经超过储能自身的度电成本,收益是可观的,不过也应看到,系统调峰通常是季节性的,储能利用小时数难以得到有效保障,这对储能收益也带来了一定的风险。

二是储能参与电力系统快速调频。我国调频辅助服务市场规则以火电、水电为主要设计对象,独立储能电站虽然在响应速度和调节精度上具有显著优势,但跟踪调频指令时需要具备持续的输出能力,因此独立储能电站调频需要配置较大功率和容量的电池,使得成本快速上升,经济性较差。高比例新能源并网将导致系统频率的快速波动,储能快速响应特性满足了快速调频的需要,未来对于建立快速调频辅助服务市场的省份,储能与新能源联合调频也将成为增加收益的重要渠道。

三是储能参与现货市场。电力市场中,只有实时市场严格满足现货市场的定义。结合电力交易即发即用的特点,在讨论电力现货市场时,常把时间尺度扩大到实时交易的日内甚至是日前。现货市场的重要价值在于发现价格,用价格反映供需关系。目前我国现货试点省份已经全部进入试运行,随着现货市场的成熟运行,电力电量的商品属性逐步体现,新能源发电边际成本为零,与储能配合可根据价格信号灵活充放电获取更高的电量收益。

四是作为备用或需求侧响应资源,提升电网安全稳定运行水平。储能具有四象限运行特性,电网稳态下可以提高新能源涉网特性,电网暂态下可根据系统需要提供功率支撑,可以提高大规模新能源外送基地特高压直流输电线路输送容量,备用收益也是储能多重价值的重要体现。

多场景应用推动储能可持续发展

储能在电力系统的应用,已成为我国能源转型和市场化改革进程中的一个重要技术手段和活跃因素。

胡静认为,未来,随着技术进步,储能成本还有较大下降空间,而且在电力市场改革不断推进下,“新能源+储能”的模式可通过多种手段参与电力市场获益。如目前青海省“共享储能”模式可在其他省份推广应用,通过“新能源+储能”的模式参与电网调峰调频辅助服务获益;依托储能具有能量存储、快速调节控制等功能,可在相关应用场景下(如边远地区供电)提供容量备用,提高供电可靠性;在用户侧分布式电源配套建设储能,可通过参与电力市场化交易进行获益。

“未来,储能的应用肯定不能局限于这种新能源配置储能提升利用率的这一种场景,这只是场景

之一，储能的应用场景其实很广泛，例如储能与电源配合参与市场调峰调频，作为独立储能电站参与未来系统调峰调频需求侧响应以及共享储能等。”胡静指出。

未来，推动储能可持续发展，首先是做好前瞻性规划研究，避免资源无效配置。当前，各地方要求配置一定比例和一定持续时间的储能系统，但鲜有对高比例可再生能源体系下电力系统储能需求的基础分析，配置比例和储能时长存在不合理设计情况。还需明确引导各地区做好不同可再生能源发展情形下的储能需求测算，确保增设储能系统能够得到全面利用。

其次，要明确储能准入门槛，确保储能高质量应用。各地方提出了可再生能源配套储能系统的政策方向，但并未明确储能准入标准，存在利用低质量储能系统应用获得优先建设和并网条件的可能性。还需在落实配套项目之前，明确项目准入技术标准，确保储能安全可靠应用。

最后，要落实配套项目应用支持政策，推动友好型可再生能源模式发展。把配套储能技术的可再生能源场站视为友好型可再生能源场站，适当给予配套项目增发电量支持，减少此类项目弃电风险。同时，需尽快明确储能项目身份和其参与电力市场的主体身份，调用储能系统参与调峰调频辅助服务市场，以获得收益回报。

胡静认为，应进一步挖掘系统灵活性资源，深入研究在电力市场放开条件下“共享储能”、用户侧储能、可变负荷等参与系统调节的商业模式和市场机制。加快推进储能接入和参与系统调节相关技术标准制定和完善，切实发挥储能系统调节作用，保障电网安全。

短期来看，在电力市场和价格机制尚无法反映配套系统应用价值的情况下，有必要出台过渡政策以支持可再生能源与储能协同发展。例如研究储能配额机制，提高“绿色电力”认定权重。结合绿证交易和可再生能源配额机制，对配套储能系统的发电企业、电网企业和电力用户可适当提高绿色电力认定权重，绿色电力认证可在市场中进行交易，各市场主体可自行投资建设或租用储能系统以获得相应配额，或在市场中购买相应配额，实现可再生能源与储能在新交易模式下的配套。

长远来看，在现有度电成本高于传统火电成本的情况下，要推动可再生能源和储能配套发展，还需价值补偿。所以最终要建立市场化长效机制，实现“绿色价值”的成本疏导。

目前，全球范围内已有部分地区的光储和风储成本可与传统火电竞争，一方面要继续推动可再生能源平价上网，减轻可再生能源财政补贴依赖，另一方面还要推动全面的市场化改革，让电力价格反映真实的能源供应成本。全社会承担能源绿色发展的责任意识需得到全面普及，且最终要负担能源绿色发展的成本，实现“财政明补”到“价格体现价值”的全面过渡。但在现有推动绿色发展进程与价格改革步伐不一致的情况下，还需通过价值补偿机制推动可再生能源和储能行业发展，刺激相关行业降本增效。

中国电力企业管理 2020-08-14

“飞轮+锂电混合储能”新能源场站调频并网试验成功

经过两年多的坚持与探索，“飞轮+锂电混合储能”模式在新能源场站调频领域的应用取得实质性进展。

8月6日，由国网中国电力科学研究院主办，国网山西省电力公司电力科学研究院承办的“飞轮+锂电混合储能实现新能源场站调频”技术讨论会在山西省右玉县召开。

会议上，来自各级电科院、设计院、规划院的领导、专家以及各发电集团科研机构、新能源电站代表的100余名业内同仁齐聚一堂，共同就如何实现“飞轮+锂电混合储能新能源场站调频”技术展开交流与讨论。

该项目主要负责人，国网山西电科院新能源所所长郭强，在主题汇报中表示，“7月7日，1MW飞轮+4MW锂电混合储能调频试验在右玉县老千山风电场圆满成功”。该项目于2019年1月17日首次并网成功，2019年1月30日完成第一阶段试验，2020年6月30日第二阶段并网成功，7月7日主要试验完成。

这是国内首个“飞轮+锂电混合储能”项目在新能源场站调频领域的成功应用，验证了多种储能装置平抑风功率波动的可行性。

所谓“飞轮+锂电混合储能”方式是指由功率型飞轮储能装置与能量型锂电池储能装置按一定比例组成的混合储能系统，在电网频率频繁扰动时，由飞轮储能装置承担大部分出力，在飞轮储能装置不能满足要求时，锂电池储能能在功率或能量上进行补充。这样可以最大限度减少锂电装置的动作次数，提高整体系统使用寿命，降低事故(着火、爆炸)概率。同时，还能实现双细则下储能装置的经济利用。

“通俗点理解就是，光用锂电储能应用于新能源场站调频，频繁充放电使锂电池系统使用寿命过短，也容易发生安全事故，光用飞轮储能成本高、易浪费，将二者结合起来，正好优势互补，性价比最高。”郭强进一步分析称，“我们的设备容量配比并不是一拍脑袋决定的，而是根据风电场的额定功率和频率波动范围，通过计算风电功率期望平抑目标并运用一阶滤波算法对风电功率偏移量进行高低频分解采用经过自适应混沌粒子群优化算法得出的科学数据，并且储能的配比和混合储能中各自的占比应该一场一案”。

此次会议，除了混合储能实现新能源场站调频技术情况的介绍与讨论外，还包含实地探访 220 千伏老千山风电场 1MW 飞轮+4MW 锂电混合储能项目环节。

作为整个项目的亮点，兆瓦级飞轮系统成为与会嘉宾现场参观的重点。根据老千山风电场工作人员介绍，飞轮系统采用沈阳微控新能源技术有限公司的功率型磁悬浮储能飞轮本体组成储能飞轮阵列，构成 1MW 的飞轮储能系统。该系统是国内首个完成入 35kv 电网并网试验的兆瓦级飞轮储能系统，也是首个利用飞轮储能技术解决新能源一次调频的应用。

经过会议讨论与实地探访，众多与会人员纷纷表示，该示范工程实现了商业模式与应用技术双创新。飞轮+锂电混合储能项目的成功并网，不仅对解决新能源一次调频任务具有现实意义，也对整个储能产业市场交易的多元化具有创新意义。不过，郭强也坦言，在实际并网运行后，该项目也可能存在一些未知的问题，但整个并网试验成功足以证明多种储能装置平抑风功率波动的可行性。

未来，随着辅助服务市场的不断完善，以及储能技术的不断升级，这一创新模式将为储能打开更多的应用机会和价值收益，也将开启混合储能时代。

中国新闻网 2020-08-11

世界银行：全球微电网项目数量将激增 10 倍

本报讯 世界银行近日发布一份调查报告指出，随着“太阳能+储能”项目成本大幅下降，预计到 2030 年，全球主要由其构建的微电网项目将增加到 21 万个，为全球 4.9 亿人供电。

世界银行的调查显示，目前，全球有 1.9 万个以水力发电和柴油发电机为基础的微电网正在为 4700 万人供电，预计未来 10 年，受“太阳能+储能”项目快速增长的推动，微电网的数量将激增 10 倍以上。

报告显示，全球在运营的 1.9 万个微电网中，大部分部署在南亚地区和东亚及太平洋地区，其中，阿富汗拥有 4980 个，缅甸有 3988 个，均位于全球前列。

目前在规划方面处于领先地位的是非洲。塞内加尔、尼日利亚等非洲国家计划部署的微电网项目将达到 4000 个。另外，全球目前正在开发微电网项目为 7500 个。

世界银行强调，如果要在 2030 年之前达到部署 21 万个微电网的目标，需要 2200 亿美元投资，同时需要将“太阳能+储能”项目的电力成本降低到 0.20 美元/千瓦时，而如今的成本是 0.55 美元/千瓦时。这将要求太阳能发电组件的成本从目前的 690 美元/千瓦时，降至 2030 年的 140 美元/千瓦时；而锂离子电池储能系统的成本则需要从 598 美元/千瓦时，降至 62 美元/千瓦时。

刘伯洵 中国能源报 2020-08-03

丰田研发新型氟离子电池 一次充电续航达 1000 公里

据日本经济新闻报道，丰田和京都大学(Kyoto University)研究人员正在联合开发新一代电池技术，该技术有潜力将比目前标准锂离子电池更多的能量塞入一个体积小、重量轻的电池组中。

双方正在研究的新型氟离子电池，单位重量的能量大约是传统锂离子电池的 7 倍，可以让电动汽车一次充电行驶 1000 公里。

该团队开发了一种基于氟的可充电电池原型。氟离子电池(FIB)是通过氟离子导电电解质将氟离子从一个电极转移到另一个电极来发电的。

这个原型的阳极或负电荷电极由氟、铜和钴组成，而阴极或正电荷电极主要由镧组成。研究人员已经证实，该电池原型具有更高的理论上的能量密度，这可能使它的续航时间比现在的锂离子电池长 7 倍。

近年来，由于锂离子电池性能和减速能量回收系统的改进，电动汽车的续航里程显著增加。减速能量回收系统利用制动产生的电能为电池充电。例如，特斯拉和日产汽车的一些最新电动汽车，在理想条件下每次充电最多可行驶 600 公里。但专家表示，锂离子电池的能量密度在理论上存在限制，这意味着它们的续航里程范围不能进一步扩大。

京都大学和丰田公司的研究人员已经转向氟离子电池(FIB)，因为理论上它有更高的能量密度。这意味着更小、更轻的电池具有与锂离子电池相同的性能，或者，如果它们的尺寸和重量与现在的锂离子电池相同，那么在两次充电之间可以提供更长时间的电量。

研究人员用固体电解质来代替锂离子电池中通常使用的液体电解质。这种固态电池的一个关键优势是它们不会着火，这意味着工程师不必担心创建防止过热的系统。

研究人员认为，固态 FIB 电池可以解决电动汽车充电一次就能行驶 1000 公里的难题。不过，许多专家仍然持怀疑态度。最大的挑战是，到目前为止，FIB 电池只能在高温下工作。也就是说，当固态电解质被充分加热时，氟离子才会向极化电极移动。这使得 FIB 电池对许多消费者应用程序不切匹配。所需的高温也会导致电极膨胀。

京都大学和丰田研究小组称，他们已经找到了一种防止电极膨胀的方法，即用钴、镍和铜的合金制造电极。该团队计划调整用于阳极的材料，以确保电池可以在不损失容量的情况下充电和放电。

2018 年，本田研究院(Honda Research Institute)的科学家、加州理工学院和美国宇航局(NASA)喷气推进实验室的研究人员通过 FIB 电池技术达到了一个重要的里程碑：能够在室温下操作电池，而不是将电池加热到高温。

在《科学》杂志上发表的一篇文章中，加州理工的研究者合著者 Robert Grubbs 表示，“氟电池可以有更高的能量密度，这意味着它们可以使用更长时间——比现在使用的电池使用时间长 8 倍。”

丰田研发新型氟离子电池 一次充电续航达 1000 公里

日本和海外的其他研究也在寻找锂离子电池的替代品。镁离子和铝离子是最有希望的候选者之一。但开发这种电池的竞争非常激烈。大阪一家研究机构锂离子电池技术与评估中心联盟的执行董事 Yasuo Ishiguro 说，谁能研发出性能最好的可充电电池，谁就能成为这一关键技术领域的全球领导者。

电池市场利润丰厚，预计全球销量将在三年内突破 6 万亿日元(约合 560 亿美元)。可充电电池技术的进步不仅会带来更好的电动汽车。这将使它们成为太阳能等可再生能源发电的普遍存储媒介，帮助为社会提供清洁能源。

尽管人们对氟离子电池的希望越来越大，但它们暂时还不会进入市场。许多专家认为，商业上可行的氟离子电池可能要到本世纪 30 年代才会商业化。锂离子电池的原型在 1985 年被开发出来，但是直到 1991 年才开始商业化。

日本在化学和最大化产品性能所需的系统集成方面不太擅长，因此电池领域的霸主之战将会是一场艰苦的战斗。在人工智能和下一代计算技术方面处于领先地位的美国和中国，将在电池竞争中

成为令人生畏的对手。

为了跟上这一趋势，日本还需要一个将电池大规模生产和市场开发结合起来的战略。2000 年左右，来自中国和韩国的新对手通过低价产品抢占了市场份额，使日本公司失去了在全球锂电池市场的优势。所有这些国家的公司都决心在为未来提供动力的电池市场上抢占一席之地。

新浪汽车 2020-08-14

储能系统部署面临的两大机遇

Ed Porter 是 Invinity Energy Systems 公司业务开发总监，该公司致力于为商业和工业领域、电网基础设施、以及离网应用场合提供钒流电池储能系统，该储能系统既可以独立部署，也可以与可再生能源(例如太阳能发电设施)配套部署。

能源生产从来不是一种单一的技术。天然气、煤炭、核能、水力、太阳能、风力等发电技术都对全球电力供应做出了重大贡献，并且根据各自的特点扮演着不同角色。

例如，核能发电提供低碳的基本负荷，而天然气发电通常可以满足更灵活的峰值电力需求，但碳排放更高。可再生能源发电曾经是一种只能提供高价补贴的选择，现在被认为是未来发电产品组合中一种低成本和低碳的能源技术。

储能市场也不例外。考虑到各种技术要求和市场设计使电网能够有效运行，因此并不会有一种万能的技术解决方案。但是储能市场的专业化需要提供更加经济的最佳解决方案。

在未来的电网场景中储能部署持续增长并将会出现细分

Porter 指出，未来储能市场将会出现细分的情况，而不是一刀切的局面，这将受到多种因素的驱动，其中包括：技术类型、使用期限、保修限制、控制系统、融资结构以及运营策略。推动这一细分的技术和经济因素需要为不同的应用场景提供不同的储能产品，而一旦部署，将会进一步进行细分。

如今人们可以看到这一点，例如在天然气发电领域就有广泛的解决方案，从往复式内燃机到联合循环燃气轮机(CCGTs)。在这些竞争解决方案中进行选择是在部署时根据其特定目的进行的。在其工作寿命期间，每台发电机都以最低成本满足市场要求。储能系统也是如此。早期部署的电池储能系统将在同一市场上与更新的储能系统竞争，它们具有不同的化学成分、保修和操作策略。显而易见，在未来的电网方案中，储能产品将随着部署的增长出现细分。

随着英国气候变化委员会(CCC)(为英国政府提供咨询服务的一个独立机构)等组织强调需要抓住机会，将冠状病毒疫情危机转化为更广泛的能源转型中的一种积极向好的力量，而其制定的净零目标正在推动人们朝着高可再生能源渗透的全球能源体系迈进。在未来五到十年内，太阳能发电设施部署速度的提高将从根本上改变整个市场的动态。

Porter 表示，储能部署面临两大机遇

储能部署的第一个机遇是可以存储电网中越来越多的可再生能源发电量。简而言之，如果继续部署低成本的太阳能发电设施或风力发电设施，这意味着经常有多余的电能时，那么某些储能技术可以通过以非常低的成本来存储电力而受益。

此处的关键特性是储能系统能够在数周或数月内转移大量能量的能力。充放电次数减少意味着该储能解决方案的构建成本必须非常低廉，但每个充放电周期成本(包括效率损失)会更高;诸如氢储能或压缩空气储能系统之类的“电力多元化转换”(power-to-x)技术将会发挥重要作用。

电池储能系统也可以很好地利用这一机会，尽管更可能是通过数小时、几天而不是几周来转移能量。此外，由于电池储能系统更容易在现场部署，更有可能被用来解决削减峰值需求问题，特别是在用户侧应用和离网站点。

各种电池储能技术之间的区别(例如锂离子电池与液流电池)将取决于这些储能解决方案的特性，锂离子电池储能系统可能会在较低的充放电频率上占主导地位，而资本支出和效率是最重要的因素，而液流电池储能系统在充放电容量和每千瓦时交付成本最低的情况下占主导地位。对于电网侧储能

项目，来说液流电池储能系统将以更高的充放电策略对电能进行调度，锂离子电池储能系统用于更高功率、充放电次数更低的储能应用中。

储能部署的第二个机遇是取代化石燃料能源设施在提供电力系统稳定性和灵活性方面的作用。在本质上，所需的辅助服务和平衡范围很广，每种储能技术的特性将使其适合于不同的应用程序。例如，考虑频率控制。

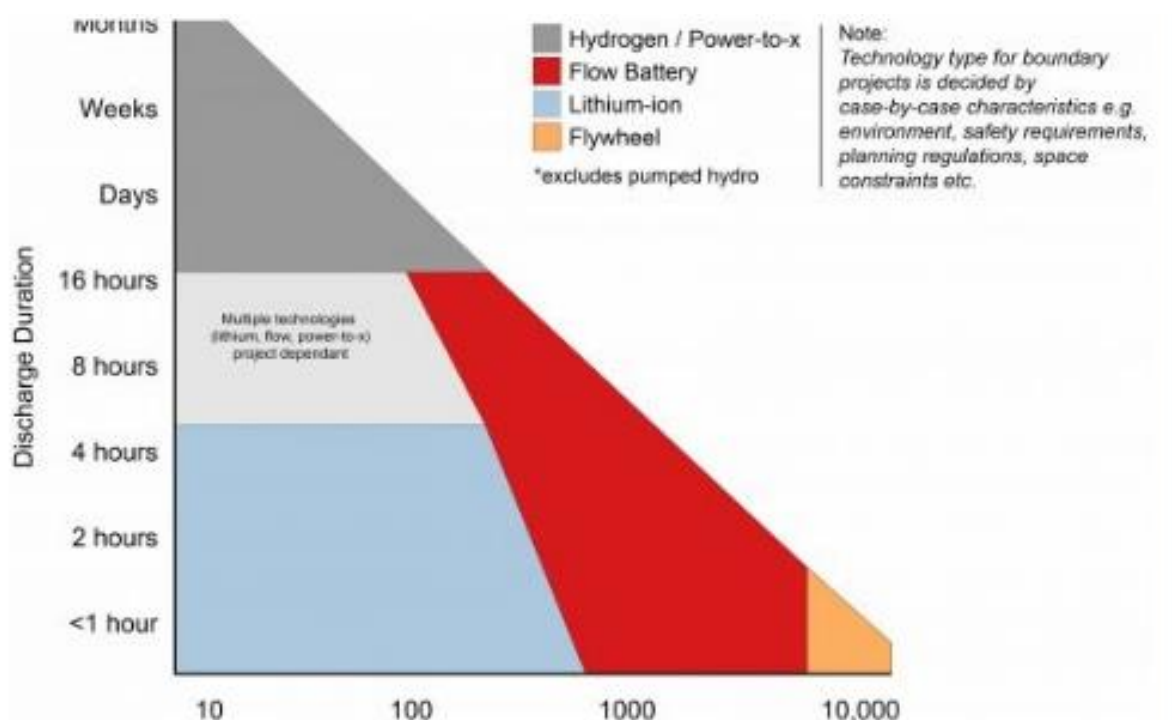
有两种不同但互补的服务类型适合不同的储能技术：

(1)动态调节应用场景需要储能系统的高利用率，这意味着要进行不断提供电力以保持电网频率稳定。该应用场景适用于可支持高吞吐量而不会降低性能的液流电池储能系统。

(2)另一方面，动态控制需要快速响应以纠正电力系统频率。这使得电池储能系统必须待命，但这种情况很少发生，而这是锂离子电池储能系统的理想应用场合。

市场发展和细分以满足需求

Porter 表示，考虑到这些因素，如果围绕储能系统的持续放电时间和放电频率对不同的技术进行细分，那么未来的储能结构可以通过以下方式思考，如下图所示：



该图表概括了不同储能技术在未来的储能技术生态系统中的适用范围

与风力发电和太阳能发电成本的降低类似，尤其是锂离子电池储能系统的成本已经大幅下降。锂离子电池储能解决方案目前在每年部署的装机容量(不包括抽水蓄能)中占主导地位，但只在锂电池储能系统适合使用的情况下。其他储能技术也开始迅速降低成本，并开始揭示锂电池储能系统并不适用于一些领域。

为了帮助实现零净能的目标，储能系统面临三个主要挑战

第一个挑战是在当前市场上对储能技术的偏向。开发商、投资商、资产所有者都意味着新技术正在兴起，但可能会倾向于采用他们所了解的能够带来合理回报的技术。这显然是正确的，因为储能市场是在用户需求和成熟技术的交汇处发展的。

如今的储能市场大多数是针对电池储能系统设计，因此非常适合锂离子电池储能系统。计划在能源转型中发挥作用的企业必须展望未来，确定当前储能技术无法完全满足的需求，并开始部署解决方案，其能力将会弥合这些差距，并为未来提供一个清洁、可靠、经济的电力市场。

第二个挑战是缺乏支持部署电网规模能源项目的业务模式以及融资、保险、担保、计划以及法

律结构方面的标准化。这种标准化一直是风力发电和太阳能发电项目广泛部署的关键驱动力之一。这将加快储能系统的采用速度。

第三个挑战是全球和国家层面的巨大政策差异，给储能项目带来了不平衡的竞争环境，给投资者带来了不确定性。人们看到市场和监管机构之间存在巨大的地域分化。其中一些与当地市场条件的差异有关(例如丰富的太阳能或水力发电)。但是有时也希望符合历史规范或政府支持。这些障碍应予以消除，特别是在技术层面上。

更好地了解未来发展

储能发展前进的道路在于直面这些挑战。通过识别现有市场的机会，采用储能新技术可以提高绩效，从而缓解对当前市场的偏见，并为新的市场规则利用新兴技术铺平道路。

标准化需要由市场推动，随着项目资金的到位和技术的进步。从政策的角度来看，储能市场需要采取可管理和有竞争力的步骤来进一步采用，从而提供一个稳定的投资环境，在这种环境中可以开发大规模、长期和盈利的储能项目。

简而言之，可再生能源的广泛应用比许多人预期的要快得多。储能系统是支持低成本可再生能源发电的初始途径，同时保持了现有电网的可靠性和成本效率。为了发挥储能系统的全部潜力，将需要基于成熟技术的、具有多种技术特征的储能解决方案。

对于那些以电力市场为基础的开发商、监管机构和电网运营商来说，现在正是采用解决方案和基于市场的激励措施的时候，并将更快实现更加清洁电网目标。

中国储能网 2020-08-11

加入导电聚合物，砖块也能变“电池”

参考消息网 8 月 12 日报道英国《新科学家》周刊网站 8 月 11 日刊文称，加入导电纤维的普通砖头可以储存能量。内容摘编如下：

砖墙也可以成为电池。由于它们包含的红色颜料，砖头可以变成高效的储能装置。

华盛顿大学（圣路易斯）的朱利奥·德阿尔西和他的同事利用一种称为 PEDOT 的特殊导电聚合物来制作他们的储能砖。首先，他们采用了建筑领域经常使用的那种红砖，并用酸性蒸汽将它们加热。

这使得砖块中的赤铁矿发生分解。正是赤铁矿使这些砖块呈现红色。然后，研究人员加入其他化合物，同分解的赤铁矿反应。最后的结果是砖块上布满了细小的导电性 PEDOT 纤维。经过处理，这些砖块变成了泛着深褐色的蓝色，而不是红色。

然后，研究人员用环氧树脂覆盖砖块的表面，使它们变成防水砖。这种表面覆盖了聚合物的砖块可以接通电源以充电。它们会储存足够多的能源，三个小砖块，每块大小约为 4*3*1 厘米，充一次电后可以为一盏绿色 LED 照明灯提供大约 10 分钟的电力。它们可以充电 1 万次，存储能力却不会流失超过 10%。

我们不知道，当赤铁矿都分解，这些砖块是否会维持它们的强度。德阿尔西说：“它们用酸处理过，因此我不会将它们用于建筑用途，但我们尚未进行机械试验。”他表示，这些砖块可以用于装潢，可以同太阳能电池连接，以提供紧急照明。

德阿尔西说：“一块砖将拥有比一节五号电池更多的电力，但五号电池很便宜。”他说，一块砖的成本是 2-3 美元。如果这些砖块可以变成建筑材料，并且我们可以找到廉价制造它们的途径，我们或许最终能建造可以为电器供电的砖墙。

参考消息 2020-08-14

国家纳米科学中心在锂离子电池硅负极方面取得系列进展

随着移动电子产品、大规模储能和电动汽车的快速发展，开发高能量密度、高功率密度、长循环寿命、高安全性的锂离子及后锂离子电池已成为当今储能领域的研究热点和焦点。发展高容量、高倍率、高稳定性的电极材料是实现这一目标的重要途径。硅材料由于其丰富的储量、极高的理论比容量等优势受到广泛关注。然而，由于其巨大的体积变化效应和固有的低导电性，硅材料循环过程中容量衰减很快，难以应用于实际化电池中。

针对上述难题，国家纳米科学中心李祥龙(中科院青促会会员)、智林杰研究团队提出利用纳米系统工程设计理念提升材料储锂性能(Nano Lett. 2013, 13, 5578)，在材料单元尺度上解决高容量电极材料体积膨胀引起的结构、表面、及电荷输运不稳定性问题，与此同时，在材料宏观体尺度上解决其振实密度偏低等实用化问题。基于此，开发了一系列稳定、具有协同效应、高性能的碳硅杂化电极体系，例如，含硅纳米粒子的模板碳桥连取向石墨烯宏观体(Nano Lett. 2015, 15, 6222)、仿扇贝形体的碳硅核壳杂化颗粒(Small 2018, 14, 1800752)、取向石墨烯支撑的石墨烯硅层化微粒(Nanoscale 2019, 11, 21728)、珊瑚状互联的碳包覆多孔硅线阵列(ACS Nano 2019, 13, 2307)等。进一步，基于前期研究工作以及领域前沿动态，从碳组分的化学组成、结构与形态，以及硅组分的维度和维度杂化等方面阐述了碳硅杂化材料的设计和构建方法(Adv. Mater. 2019, 31, 1804973; Mater. Sci. Eng., R 2019, 137, 1; Adv. Funct. Mater. 2019, 29, 1806061);从材料、电极及材料电极协同三个方面提出石墨烯与硅及其他高容量储能电极材料的杂化方法和策略(Chem. Soc. Rev. 2018, 47, 3189;图 1)，为高性能杂化结构材料及电极的合理设计提供了新视角。

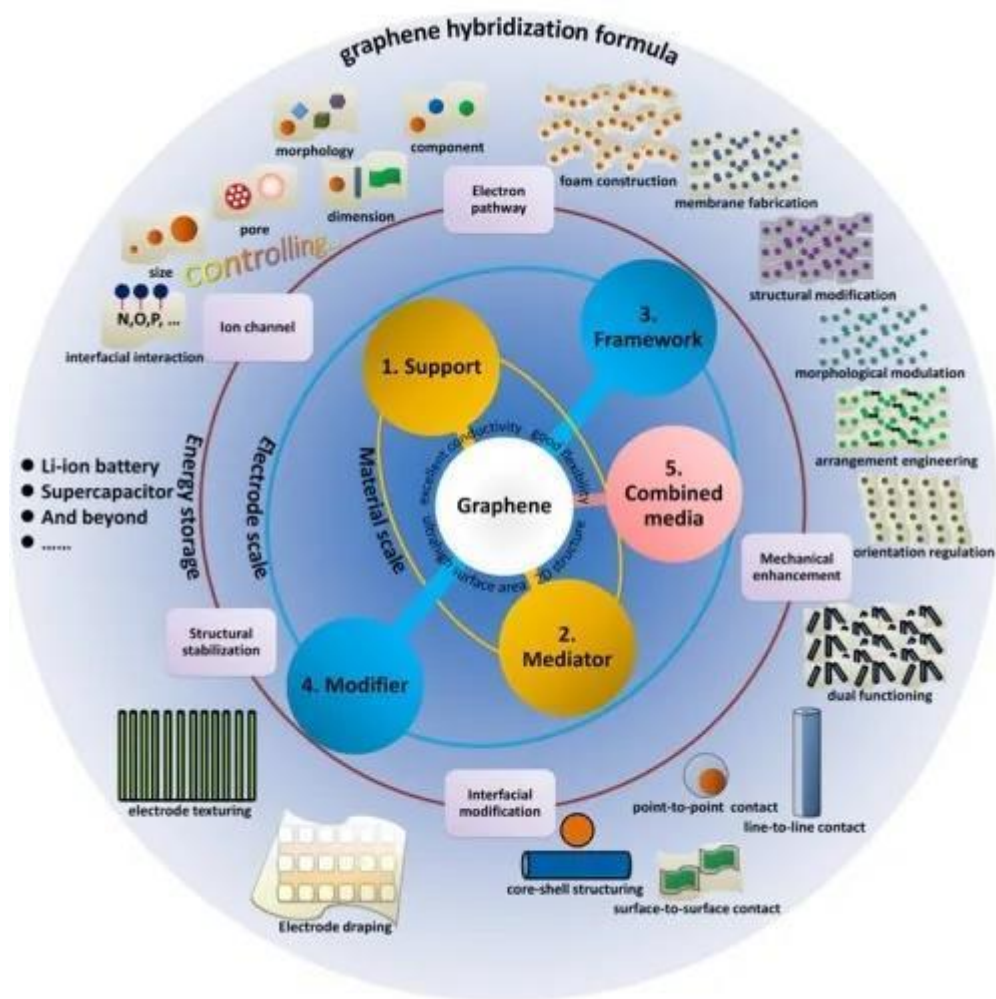


图 1. 石墨烯与硅及其他高容量储能电极材料的杂化方法和策略

近些年，研究团队从低成本的二氧化硅纳米颗粒出发，改进镁热还原技术、规模化制备了一种仿绣球形态的硅烯材料，其应用于锂离子电池时展现出优异的综合储锂性能(ACS Nano 2017, 11, 7476)。在此基础上，研究团队提出并发展一种“植皮式”二维共价封装策略(图 2)，基于绣球状硅烯进一步制备了硅氧碳键基绣球状共价双烯，其表现出卓越的综合储锂性能：在 800 mA/g 的电流密度下重量与体积比容量分别高达 2646 mAh/g 和 2350 mAh/cm³，在 2000 mA/g 的电流密度下循环 500 次后重量比容量仍保持近 1500 mAh/g;即使在 20000 mA/g 的电流密度下重量比容量仍高达 810 mAh/g，体积比容量相比非共价封装和未封装材料分别高出 1358%和 1442%;以整体器件计算，基于该碳硅材料的全电池能量密度比基于石墨的高出 40~60%，比目前的商业化锂离子电池的比能量和能量密度均高出 40%以上。初步的研究也表明，二维共价封装策略在有效缓解硅体积膨胀的情况下，不仅提供了电子/锂离子高效混合传输通道，还变革材料界面、确保了电子/锂离子高效且稳定传输。研究成果以“Stable high-capacity and high-rate silicon-based lithium battery anodes upon two-dimensional covalent encapsulation”为题于 2020 年 7 月 31 在线发表于《自然通讯》(Nat. Commun. 2020, DOI: 10.1038/s41467-020-17686-4)。

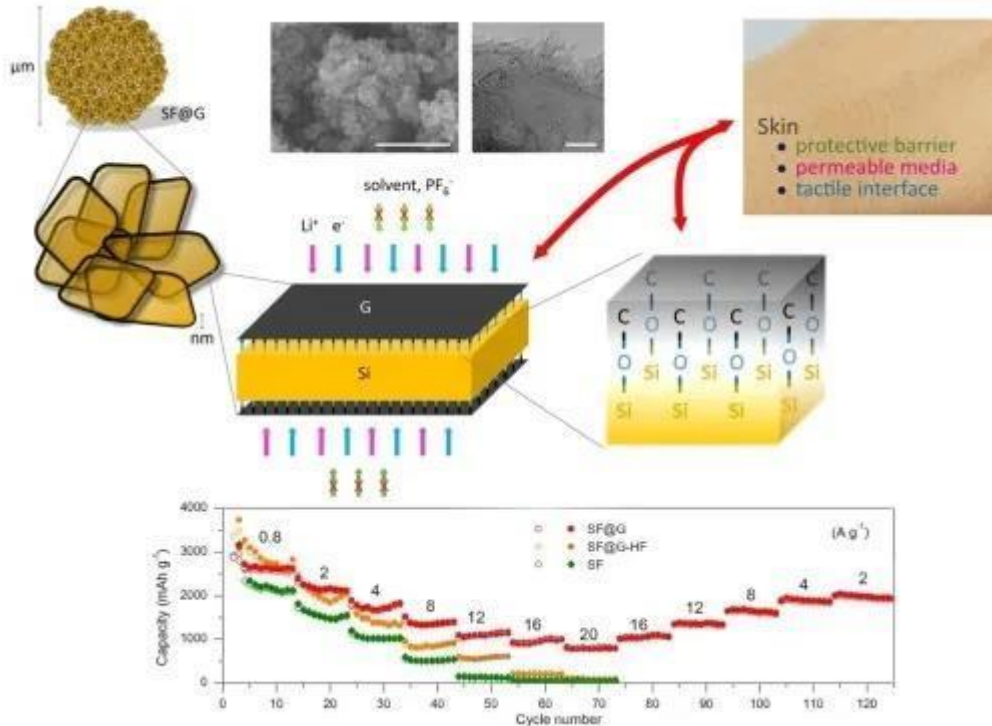


图 2. 植皮式二维共价封装策略，高综合性能碳硅负极构建及储锂性能

纳米系统工程理念及系列构建策略为同时提高硅以及其他高容量电极材料的循环稳定性和倍率等性能、发展新一代先进电极及锂离子电池等储能体系提供了设计思路和实用化途径。

上述研究得到了国家自然科学基金委员会和中国科学院青促会等项目的支持。

国家纳米科学中心 2020-08-06

全球首台！我国压缩空气储能示范项目空气透平顺利下线！

8月5日，江苏金坛盐穴压缩空气储能发电系统国家示范项目空气透平在东方电气集团东方汽轮机有限公司顺利完成总装下线。该项目由清华大学牵头，东方电气集团、中盐集团、华能集团联合研发。

压缩空气储能是国家“十三五”规划重点发展和推进的产业，江苏金坛盐穴压缩空气储能发电系

统国家示范项目是我国首个压缩空气储能国家示范项目，由国家能源局和江苏省能源局重点督导和推进。

该项目的顺利实施，有助于促进相关产业标准体系的建设，为我国制定压缩空气储能发展路线和相关政策提供重要支撑。

据了解，此项目透平以空气为介质，是全球首台专门针对非补燃压缩空气储能电站运行特性研发的空气透平发电机组。经过科研攻关，项目团队研发了先进的空气透平通流技术，实现系统能量的高效转换;创新了整体式基架结构，大幅提高安装质量与便捷性。

根据项目总体进度要求，透平主机部套计划于 8 月份完成总装与交付，该设备的顺利下线将有力地支撑国家示范项目的顺利实施。

立足压缩空气储能国家示范项目，东方电气集团十分重视项目进度和质量，与中盐集团、华能集团、清华大学签署了合作协议，致力于研发制造新型压缩空气储能产业核心装备，引领压缩空气储能技术日臻完善，着眼于突破新形势下风光等清洁能源发展困局，为国家布局储能产业提供更多方案。

东方电气 2020-08-07

大咖话储能：用不了十年储能成本将降到 2 毛钱以下

北极星储能网讯:北极星储能网获悉，8 月 7 日上午，SNEC 第十四届(2020)国际太阳能光伏与智慧能源(上海)论坛在上海召开。多位专家在论坛发表了关于光伏储能未来前景、储能成本趋势以及光伏制氢优势等看法。

2020 年 SNEC 主席朱共山：光伏+储能是必不可少的“标准配置”和中坚力量

全球太阳能理事会联合主席、全球绿色能源联合会主席、亚洲光伏产业协会主席、协鑫集团董事长朱共山在论坛发表题为“光伏+储能是必不可少的“标准配置”和中坚力量：

光伏发电单价已经降到了 4 元以下，光伏发电一度电 2 毛钱左右也不稀罕，光伏平价上网之后的下一站就是低廉价上网，然后是清洁能源。因风电为代表的清洁能源与传统能源的之争还存在着此起彼伏的关系，还需要新老共处，但能源变革的大趋势势不可挡。特别值得一提的是，未来大的能源系统将呈现出清洁主导，电力分散，多能合一，储能聚合，一网赢天下的新格局，为全球光伏产业带来了发展的新机遇。主要来讲有以下几个方面。

一是光伏+储能是必不可少的“标准配置”和中坚力量。在大型储能、工商业及户用储能、5G 基站储能、数据中心储能等全场景储能应用中，光伏都是“最佳伴侣”。源、网、荷、储互动，风、光、储、充、用一体化，将推动光伏产业广泛地融入能源大系统。在未来五年，单是中国的光伏+储能，很有可能将实现每年 2000-4000 亿美元的出口创汇能力。此外，特高压+清洁能源+能源互联网+储能+能源大数据+电动汽车一体化发展的模式，将打破光伏发电在空间分布、时间限制方面的不平衡性，让光伏消除短板，放大长板，插上翅膀，拓展发展的空间和载体。

二是光伏产业将从集中走向分布，从分布走向嵌入，与 5G 通讯等产业完美地跨界共舞。特别是 5G 时代的到来，让光伏产业可以与其他行业更好地进行“光合作用”。“新基建”推动“稳增长”，5G 能源系统为“新基建”保驾护航。光伏可以和 5G 基站、特高压、大数据、AI 智能、新能源充电桩、工业互联网、城际铁路等紧密地拥抱，参与 5G 综合能源全生命周期管理的全过程。此外，光伏+污水处理厂、大数据园区、智慧家居、物流云仓、绿色港口、被动式超低能耗建筑等也会越来越普遍。因此，国际能源署预测，到 2030 年全球光伏累计装机量有望达到 1721GW，到 2050 年将进一步增加至 4670GW，这是很有可能的。

三、是光伏产业将进入以科技迭代带动全面创新的新通道。光伏新一代高新材料与技术、光伏智能制造等“黑科技”会逐步登场，伴随着光伏产业从快速生长，转向健康生长、高质量生长的步伐，带来光伏开发布局、建设时序、消纳应用等方面的变化，在多电源联合优化运行、多场景创新应用

中，获得更高的发展自由度。

阳光电源顾亦磊：储能、光伏制氢将促进可再生能源向更大规模发展

阳光电源股份有限公司高级副总裁顾亦磊博士在论坛发表题为“多场景下可再生能源的发展与趋势”的演讲：

我们认为 2050 年全球整个光伏占比例 33%，风电 29%，化石能源降到 18%，从最近发展的趋势来看，这个目标还是比较有信心来实现的，可能还会超越这个目标。

我们认为可再生能源的发展有三个大方向，第一个是高渗透率，要解决可再生能源、碳排放的问题，比例不是足够高的话意义就不大，所以必须要高渗透率。第二个是可再生能源光伏、风电都有波动性、简洁性等一些问题在，我们认为未来的发展方向应该是多能协同，包括风光、储能等等综合应用，才能让能源更加稳定、可靠。第三个是数字化方向，各行各业都在做数字化的方向，可再生能源作为一个新型的产业数字化做得不错，相对传统能源来讲做得更到位。

可再生能源、光伏也好、风电也好，有波动性，我们认为储能系统是解决可再生能源波动性最有效的途径。风光储融合可以实现未来 24 小时的发电，这个是未来发展的方向，现在也有很多比较好的案例，像英国的 100 兆瓦时风电荷储供需平衡的应用，青海 2.4GW 特高压基地的储能应用，也提供了特高压本身用电的效率和利用率，解决了消纳的问题和波动性的问题。

我们认为可再生能源的制氢将进一步提升消纳的能力，很多人把氢能当作广义的储能的功能，也有道理。氢能可以把可再生能源发电的能量暂时存在氢能里面，从环保安全方面具有重大的意义。可再生能源制氢里面我们有一个想法，用比较便宜的光伏或者风电发出来的电制氢，特别是光伏，因为本身光伏发的电是直流电，制氢也是直流电，中间只要直流电池的装置就可以了，这可以大幅降低制氢的成本，我们认为这样的方向值得探讨。光伏本身也有波动性，对电解槽可能也有很大的挑战，要研究电解槽的技术等等，我们也在不断尝试新的举措。

另外，随着家庭里面电动汽车的普及，未来我们认为光储充一体化的是发展趋势。

总结：组件与系统技术创新迭代将加速可再生能源发电实现全面平价，应用常场景将呈现多元化趋势，大型能源基地分布式与户用协同发展。储能在规模化应用，制氢等将进一步促进可再生能源向更大的规模发展。最后我们认为部分地区目前正在积极的探索全清洁能源供电的方式，100%清洁能源供电是完全可以实现的。

隆基绿能科技李振国：用不了十年，储能成本将降到 2 毛钱以下

隆基绿能科技股份有限公司创始人兼总裁李振国在论坛发表题为“用不了十年，储能成本将降到 2 毛钱以下”的演讲：

随着全球经济的发展，清洁能源扮演着越来越重的角色，我们坚定相信光伏+储能是人类未来能源的终极解决方案，同时也是人类应对气候变化的有力武器。

在可再生能源整个结构中，太阳能光伏潜力是最被认可的，有三个比较大的特点。第一，太阳能是人类可以利用的最丰富的能源，太阳能光照到地球表面一天的能量足够人类使用现在的能源消耗 25 年，够人类取之不尽用之不竭。第二，光伏是一种清洁能源，开发利用时不会造成污染和公害，更不会影响生态平衡。既是直接的应用光伏，又可以修复生态。第三，太阳能分布相对平衡，地球上无论何处都有太阳光，可以就地开发利用。结论就是，在今天光伏在全球绝大部分国家和地区已经成为当地最便宜的电力能源。

随着光伏在电力结构中逐步提升，储能变得必不可少，储能的形式多种多样的，如果一个有丰富的水资源和一定的地理落差，当地可以利用资源优势开发抽水蓄能，这个技术已经是非常成熟和经济的储能手段了。再比如电动汽车的普及对电力能源的调节平衡也十分有益，如今全球一年的用电量大概 26 万亿度电，平均每天 700 亿度电，20 年后全球家用电车一定会发展到 10 亿度电，储能总量将会达到 700 亿度电。理论层面讲仅靠电动汽车的储能作用就可以调节电力平衡，当然还有前国网刘振亚先生提的能源互联网，以太阳能发电，在地球上总归有白天和晚上，如果用足够强大的电网，把白天地区的发电输送到夜间地区，也可以实现电力平衡。包括我们电化学储能，它的进步

虽然没有光伏这么快，也算比较快的，今天的储能成本是十年前的三分之一，如果再有十年能不能做到 2 毛钱人民币以下，答案是根本不需要十年。

随着光伏成本的逐步下降，储能技术的日趋成熟，光伏承担起修复地球的责任。我们可以用清洁能源制造出更多的清洁能源，让它承担起修复地球的任务。在沙漠地区用光伏能源进行大规模的海水淡化，淡化后的海水用梯级电站提纯灌入到荒漠之后，有了水就有了绿色植被，就可以吸收固化空气中的二氧化碳，将大气中的碳通过植被固化下来。当地球 70% 的荒漠面积变成绿洲以后，就可以把自有人类以来产生的所有碳排放都吸收固化下来，这项工作其实是新增的一种光伏更清洁、更便宜之后的一种电力需求。所以我们对光伏未来的发展充满了信心。

北极星储能网 2020-08-10

导电纤维让砖块变电池

砖块中含有的红色素能使其变成高效的储能装置，让砖墙变身电池。近日，《自然—通讯》发表了美国华盛顿大学的 Julio D'Arcy 和同事的一项研究成果，他们用一种叫做 PEDOT 的特殊导电聚合物制造出储能砖。

研究人员选取建造房子时经常使用的一类红砖，并用酸蒸汽对其加热，溶解砖块中使其呈现红色的赤铁矿。接着，他们又添加了其他化合物，这些化合物与溶解的赤铁矿发生了反应。最终砖块上布满了导电的细小 PEDOT 纤维，处理后的砖块也不再是红色，而呈现出深褐色。

为使其防水，研究人员给砖块涂上了环氧树脂。这些聚合物涂层砖可以直接通电——3 个 4×3×1 厘米大小的砖块充一次电，就可为绿色 LED 灯提供 10 分钟的电量，且每充 1 万次电对砖块储能能力的损失不超过 10%。

当赤铁矿溶解时，尚不明确砖块是否还能保持原有强度。D'Arcy 说：“它们暴露在酸中，所以我不会将其用于建筑目的，但目前我们还没有对此进行机械测试。”他建议，可以更多地挖掘砖块的装饰功能，还可以将其添加进太阳能电池中以作应急照明。

“砖块比 AA 电池有更多的能量，但 AA 电池非常便宜。”D'Arcy 表示，每块砖的制作成本约为 2~3 美元，如果有可能让砖块成为一种建筑材料，那就有办法使其更加便宜，最终有望生产出为电子产品充电的砖墙。

相关论文信息：<https://doi.org/10.1038/s41467-020-17708-1>

《中国科学报》(2020-08-14 第 2 版 国际)

李昕茹 中国科学报 2020-08-14

广州以首座光伏储能配电房 探索强化“新基建”

至 8 月 3 日，作为南方电网广东广州供电局打造的绿色环保“新基建”的样板，广州首座光伏储能配电房已安全运行 11 天。这套光伏储能系统，能持续供电 22 个小时，为后续故障研判、抢修复电争取时间。

这个配电房位于广州市白云区钟落潭镇五龙岗村，采用发电玻璃安装于顶面及外墙四周，通过吸收太阳能转化为电能，能满足光伏配电房自身设备日常用电负荷需要。

据南方电网广东广州白云供电局配网项目经理曾鸣介绍，五龙岗光照时间长，场地空旷，为光伏储能配电房的试点创造了条件。同时，这个光伏储能配电房还是智能电房，它增加了设备状态监测、电气保护测控、视频监控、环境监测和安防监控五大功能配置，实现设备的感知、互联、边缘计算优化和预测。

据了解，发电玻璃内部的薄膜太阳能电池，主要使用了 CdTe（碲化镉）。这种材料的三个突出特点，都适合应用在配电房上：首先是碲化镉与太阳光谱非常匹配，最适合于光电能量转换，发电稳

定，弱光发电性好，阴天、雨天也可发电；其次是抗局部遮挡能力强，不会形成热斑，抗污性好，不用经常清洗，节省维护成本；第三是结构简单，仅由 2 片玻璃夹发电层和胶膜构成，安装角度也很灵活。

“传统的电房，电房内部的基础用电如照明、空调都是由市电供应，当线路故障或检修时，后备电源只能提供 4 小时，难以满足检修的时长需求。光伏配电房利用蓄电池将发电电能存储起来，当无电源时，储能系统能提供电房最大负荷供电 22 小时，包括夜间最长 16 小时和后备 6 小时，断电时提供的最大负荷比原来提升了 5 倍。”曾鸣说。

白云区是广州城中村最密集的行政区，高速增长的电力需求导致电网建设投资居高不下。7 月 24 日，随着智能模块成功接入了这个配电房，这一设施也由此宣告整体投产。

“每年夏天电力设备负荷最高峰之前，电力部门都会开展度夏工程项目的建设。尽管如此，在高温天气的用电需求下，还是有部分地区的设备出现重过载。光伏配电房为我们带来了一个绿色、环保的解决方案。”曾鸣说。

据了解，当市电故障停电时，光伏配电房通过智能模块能自动切换至备用电源，提供 22 小时后备电源，供基础用电及智能模块使用，保障故障或检修时人员的工作安全。当市电恢复供电后，智能监控系统自动操控并网开关合闸，恢复光伏并网运行。这样一来，大大提升了区域内的供电可靠性。

目前，南方电网广州供电局正全面应用智能配电标准设计 V3.0，按照“建设投产、调试验收、有效应用三同步，投产一项见效一项”原则，推进实现配电设备状态、环境、负荷监测和视频监控等。

其中，光储智能配电房是一种在智能配电 V3.0 基础上的新型绿色环保的配电设施。一方面，这种配电房能充分合理利用闲置的电房建筑顶、立面资源，满足绿色建筑水平，符合节能环保的设计理念；另一方面，配电房实现清洁能源自发自用，资源不浪费，减少火力发电带来的环境污染。

传统的配电房，日常平均每天消耗电能约 35.3 度，无发电功能。而这种新型的光伏发电房，由光储市电联合运行，光伏优先给负载及储能供电，自发自用，每天电房光伏能发电 36.8 度，余电能反供上网。

曾鸣透露，他们可以通过光伏发电上网的形式，将这部分成本补偿回来。电房还可以增加公益宣传内容，实现扩展业务收入。此外，广州供电局还将研究将光伏配电房的发电功能结合智慧路灯等设备，持续推进智能配电 V3.0、三维数字化设计等新技术应用，进一步探索清洁能源的发展道路。

经济参考报 2020-08-10

海运业脱碳“钱景”大好

近年来，海运业对降低排放和污染的重视达到了前所未有的高度，特别是国际海事组织（IMO）“限硫令”今年初正式实施以来，业内愈发关注低碳船舶燃料的研发和应用。不过，尽管有大批船东和利益相关者早已涉足这一领域，但低碳船舶燃料市场仍处于起步阶段。业内普遍认为，未来 10—20 年内将成为海运脱碳最具变革性的时期，但就现阶段情况而言，该领域发展速度仍然过慢。

低碳船舶燃料有“钱景”

研究咨询公司 Blue Insight 和法国必维国际检验集团合作编写的海运脱碳报告《2020 年低碳船舶燃料与能源指南》指出，低碳船舶燃料市场的潜在估值高达 1.4 万亿美元，至少 40 家企业和组织都在参与海运低碳和零碳燃料的技术创新和研发，这将在低碳船舶燃料市场掀起份额争夺战。

IMO 2020“限硫令”将船舶燃料含硫量的规定从此前的 3.5%降至 0.5%以下，同时还提出了安装脱硫设备的要求。在新冠肺炎疫情重创经济的背景下，新规的实施的确给海运业带来了巨大的运营成本增加。不过，鉴于海运低碳转型颇具潜力，这些新增的成本未来将被大大抵消。

无独有偶，英国海事咨询服务机构 UMAS 和国际非政府组织能源转型委员会（ETC）共同撰写的一份报告指出，2030—2050 年间，全球海运业“脱碳”所需规模性投资将在 1—1.4 万亿美元之间，

其中 87%的资金将用于陆基设施，其余 13%的资金将用于船舶及海上项目的开发。

“海运业面临的巨大挑战是如何更合理、更清洁地解决庞大的能源需求。”必维海事和能源负责人 Matthieu de Tugny 表示，“如果这个问题得到妥善解决，海运业必将迎来一个更有价值、更持续的未来。”他强调，考虑到未来 30 年的贸易增势，应该进一步扩大海运业的减排力度，这预计将触发 1 万亿美元的投资，届时或将出现一个新的低碳海洋能源产业链。

全球海事论坛常务董事 Johannah Christensen 也表达了类似观点：“了解并解决这一问题非常重要，海运业向‘零碳’转型需要大量投资，包括替代燃料技术研发、基础设施建设等。”

脱碳还需“加把劲”

“万亿美元”的市场价值虽然很高，但“低碳船舶燃料市场成长太慢”仍是业内共识，航运业的低碳化必须“立刻提速”，否则很难实现 IMO 2030 和 IMO 2050 减排目标，即以 2008 年为参考，到 2030 年国际海运业碳排放强度降低 40%，到 2050 年降低 50%。

“我们认为海运业碳排放降幅还可以再大一点，应该为 85%。”Blue Insight 董事兼主管 Adrian Tolson 表示，“尽管我们加速推进技术创新并实施行业改革，但要想实现海运业整体脱碳目标，还要再加一把劲。”他补充称，对船东而言，燃料采购是最重要的任务之一，既要面对降硫降碳之后的成本增加和运营挑战，还需要制定基于脱碳情景的中长期发展战略。

UMAS 和 ETC 在报告中指出，以国家 GDP 来对比，去年只有 16 个国家的 GDP 超过 1 万亿美元，这意味着海运脱碳所需投资超过这 16 个国家以外的任何一个国家或地区的全年 GDP。但 UMAS 首席顾问、该报告作者之一的 Carlo Raucci 强调：“我们再等下去，数字只会更高。”

《经济学人》指出，海运业二氧化碳排放量约占全球二氧化碳排放总量的 3%，这使得其没有选择必须“更快速”地脱碳。新冠肺炎疫情导致全球“停滞”，航运需求也受到一定影响，但可以肯定的是，随着疫情得到有效控制直至最终消除，海运需求将迅速反弹且持续很长一段时间。行业组织“世界海洋计划”预计，到 2050 年，海运业碳排放量或将从目前的 9 亿吨增至 17 亿吨。

限硫只是脱碳的“中间环节”

值得关注的是，工业润滑油生产商嘉实多日前就“限硫令实施效果、替代燃料整合情况、是否做好脱碳准备”这三个问题，对海运业 50 多位高管进行了调查。结果显示，未来几年低硫、超低硫等燃料仍然是船舶首选，而业内对于低碳和替代燃料仍然持谨慎态度。

“‘限硫令’只是海运业脱碳的‘中间环节’，是海事部门为减少航运活动影响而必须进行的多项变化和调整的开始。”一位不具名的受访者坦言。显然，低碳和替代燃料的研发和测试仍处于早期阶段，只有这些解决方案接近市场成熟度并具备商业化前景，船东和运营商的信心才能够得到提升。

报告显示，60%的受访者认为，海运业整体向低碳燃料过渡相当顺利，对于“低硫令”的实施适应良好，不过某些市场、某些运营商可能仍面临一定挑战。根据 IMO 的统计数据，今年上半年，巴西是极低硫燃料油（VLSFO）使用率最低的国家。VLSFO 是最大硫含量为 0.5%的船用燃料的总称，“限硫令”实施以来颇受欢迎。

嘉实多指出，向未来燃料过渡是海运业实现全面脱碳必须克服的最大障碍，但截至目前，替代燃料的采用率仍然处于低位。调研结果显示，至少 15 年内，VLSFO、超低硫燃料油和 LNG 仍然是“最受欢迎的船舶燃料”，而业内对于最具话题度的氢和氨的应用前景普遍持谨慎态度。

报告还显示，77%的受访者表示，对甲醇和生物燃料将在 2035 年之前得到广泛使用充满信心；46%的受访者认为，氢和氨的商业生存能力“低”；42%的受访者则对氢和氨“几乎没有信心”。

“新冠肺炎疫情改变了我们的一些传统观念，包括未来海运业的发展趋势，新技术和新概念的引进不会一蹴而就，将是一个循序渐进的过程。”英国海运经济学家、克拉克森研究公司非执行总裁 Martin Stopford 表示，“尽管船舶技术在不断改进，运营效率在不断优化，但零碳燃料和技术将是行业实现减排目标的必经之路。”

本报记者 王林 中国能源报 2020-08-03

磁悬浮飞轮储能摘国家专利金奖

北极星储能网讯:国家知识产权局日前公布了第 21 届中国专利奖获奖名单, 30 个项目获得专利金奖。其中包括海军工程大学“立式混合磁悬浮飞轮储能系统”。该项目的牵头人王东教授, 是“电磁弹射之父”马伟明院士的门生。王东生於 1978 年, 35 岁时破格晋级为教授, 去年入选中国工程院院士候选人, 是 531 名候选人中最为年轻的。

“立式混合磁悬浮飞轮储能系统”正是航母电磁弹射系统的核心技术。电磁弹射系统利用强大的瞬时电能来作为力的发生器, 推动几十吨重的舰载机, 高频瞬时电能的供应就是一个关键问题。电磁弹射器必须具备高性能的安全储能装置。

飞轮储能系统是一种集机、电、磁一体的现代化机械储能装置, 具有能量转化效率高、储存能量密度大、充放电速度快、使用寿命较长、无任何废气废料污染等优点。突破化学电池的局限, 用物理方法实现储能。

而磁悬浮技术, 则可使飞轮转子的摩擦损耗和风损耗都降到最低限度。2014 年之前, 海军工大已经成功研发 50MW (兆瓦) 飞轮储能装置。除了用於电磁弹射, 立式混合磁悬浮飞轮储能装置也可民用, 尤其是在电力和运输上作用很大。

大公报 2020-08-13

英国最大的电池储能电站已扩大至 30MW

英国议会所有的最大的 30MW 电池储能站 Fideoak Mil 现已全面投入运营。

Fideoak Mil 位于陶顿的南萨默塞特区议会(SSDC)的基地, 议会投资 250 万英镑再部署 5 兆瓦储能设施, 这将使其成为了英国最大的电池储能基地。

电站使用了 Kiwi Power 的专有硬件 Fruit, 该硬件已安装在该站点所有的 22 个电池单元上。这将允许电池为国家电网提供平衡服务, 并参与英国的 15 个灵活市场。

Kiwi Power 的主管 Thomas Jennings 表示, 各市议会正在寻求最大程度地利用可持续发展的投资, 以实现“日益严格的目标”。

他还补充说到: “像 Fideoak 这样的标志性项目, 对于证明电池储能和可再生能源投资如何增值和创收至关重要。”

“市场瞬息万变, 我们将依靠协同合作的 SSDC 团队来确保 1200 万英镑的资产始终在正确的时间参与正确的市场, 从而为投资带来最大的回报。”

SSDC 与 Opium Power、Kiwi Power、WPD、比亚迪、国家电网和 BSR 集团等公司合作开展该项目。电池由比亚迪欧洲 BV 提供。

Opium Power 董事 David Owen 表示, 双方的合作效果很好, 这将是该公司“与地方政府建立。

“我们目前正在设计和建造三个新的电池储能系统, 共计 110 兆瓦, 我们打算与 Kiwi Power 在所有这些系统上合作。“英国已经接受了我们必须通过使用可再生能源来使我们的发电系统适应零碳排放的要求, 事实上, 政府已经为此立法。电网规模电池存储是稳定太阳能和风能产生的固有不稳定和不可调度能源的必要组件。”

据 Kiwi 称, SSDC 网站是不寻常的, 因为控制器需要能够立即关闭电池, 以响应 WPD 的信号。因此, 这家科技公司必须开发一种解决方案, 能够解读传入的信号, 并同时发送 22 台设备。

北极星储能网 2020-08-14

地热能

“长三角”地热开发为何热不起来

核心阅读：中科院日前启动“长三角地区地热资源及其综合利用研究”，以系统厘清地热资源家底、开发利用现状与需求，梳理存在的问题，探索长三角地区地热开发利用道路，提出战略与对策，为长三角一体化发展提供有效支撑。

7月28日，中国科学院学部咨询评议项目“长三角地区地热资源及其综合利用研究”启动会在中国科学院地质与地球物理研究所举办。

中国科学院院士、“长三角地区地热资源及其综合利用研究”项目负责人汪集暘主持会议，项目执行负责人、中国科学院地质与地球物理研究所研究员庞忠和汇报了项目实施方案。中国科学院原副院长杨伯龄、中国工程院院士曹耀峰、中国科学院院士刘嘉麒、中国科学院院士王焰新等专家出席启动会并进行评议讨论，多家参与单位负责人以线上形式参加会议。

“长江三角洲地区是中国经济发展最活跃、开放程度最高、创新能力最强的区域之一，具有‘两多’（地热多、水多）的特点，沿海风能等可再生能源较丰富，加上近年来该地区居民供暖需求日益迫切，这些都是开发地热的有利条件。因此，在长三角地区系统厘清地热资源家底、开发利用现状与需求，梳理存在的问题，探索长三角地区地热开发利用道路，提出战略与对策，可为长三角一体化发展提供有效支撑。”汪集暘指出。

根据《长江三角洲区域一体化发展规划纲要》，长江三角洲包括上海市、江苏省、浙江省、安徽省，区域面积35.8万平方公里。

据庞忠和介绍，在资源分布方面，长三角地区有丰富的浅层地下水，具有良好的浅层地热能赋存条件，蕴藏着丰富的浅层地热能资源。而且长三角地区河流湖泊众多，地表水广泛分布，水资源丰富，可作为水源热泵的重要热源。

然而事实上，虽然“坐拥”丰富的浅层地热资源，但长三角地区的地热开发利用却还未形成较大规模。

“从目前存在的问题来看，一是地热资源勘查程度处于较低水平，资源分布及资源量尚未准确摸清；二是地热资源开发利用整体规划尚未编制，影响地热资源的可持续利用；三是地热资源开发利用形式较为单一，综合利用程度尚待提高；四是地热资源开发利用保障措施不到位，财税价格扶持政策不足，不利于社会资本投入。”庞忠和分析指出。

对此，“长三角地区地热资源及其综合利用研究”项目提出了五个研究目标：一是摸清目前长三角地区的地热资源分布特征；二是查明地热开发利用现状与存在问题；三是选比地热能勘查评价和开发利用技术；四是创新地热能利用技术理念，探索高效的产业模式；五是破解地热开发利用中急需解决的关键问题，并提出对策。

“尤其是针对长三角‘一体化’和‘高质量’的发展理念，分析研究地热能产业的战略定位、发展路径和关键方向，提出具有全局性、系统性、针对性和可操作性的建议。”庞忠和强调。

他进一步介绍，“长三角地区地热资源及其综合利用研究”包括六大课题，分别为地热资源分布特征与开发潜力评估、地热资源开发利用现状与需求预测、资源勘查创新技术、开发利用创新技术、产业发展创新模式、产业发展战略建议。

该研究项目预期成果包括完成《长三角地区地热资源及其综合利用研究报告》、形成具有可操作性的咨询建议并提交中国科学院地学部常委会和长三角地区政府机构、总结长三角地区地热资源开发利用及管理成果形成学术论文和行业标准、培养相关行业人才等。

在组织管理方面，该研究项目成立以汪集暘院士为项目负责人的咨询顾问组，以庞忠和研究员为组长的项目工作组以及课题负责人研究团队。参与单位包括中国科学院地质与地球物理研究所、

上海市地矿工程勘察院、沪苏浙皖四省市的地质调查研究院等 18 个单位，共 60 余人，研究成果预计 2021 年底完成。

据了解，自 20 世纪 70 年代以来，中国科学院地质与地球物理研究所长期开展地热地球科学研究工作，最早开展全国大地热流质量研究地热资源形成分布特征以及全国地热资源潜力评估工作，为地热资源勘探开发奠定了基础。近年来，该所地热团队重点开展了地热清洁取暖规模化研究，并且通过产学研结合，在雄安新区试验区示范基地建成了“雄县模式”，产生了显著的社会经济效益与环境效益。

本报实习记者 齐琛同 中国能源报 2020-08-03

新的地热发电厂在全球范围内涌现

应对气候变化和减少温室气体排放的需要促使各国寻找利用可再生能源的不同途径。建立地热发电厂是实现这一目标的一种环境友好的方式，世界上许多国家都在大量投资建立地热发电厂。中东、南美和欧洲的国家已经采取措施开发这种无限潜力的可再生能源。

各国一直在努力投资地热项目，肯尼亚等非洲国家也不例外。肯尼亚向前迈出了一步，与日本携手在该国建立和经营一个地热工厂。预计，地热发电将占该国电网容量的近一半。

对地热发电的需求在世界各大洲都有增长势头。许多新工厂将在未来几年开始运作。根据联合市场研究公司发布的报告，到 2026 年，全球地热能市场预计将达到 68 亿美元。以下是该行业近期发生的一些活动。

随着世界各国政府认识到地热发电厂的重要性，并充分利用可再生能源，一个中东国家已批准建造新的地热发电厂。总部设在伊朗的热电厂控股公司(TPPH)将委托建造该国第一座地热发电厂。据伊朗能源部表示，该电站预计将于 2021 年第一季度投入使用。TPPH 董事总经理莫森·塔兹塔拉布(Mohsen Tarzatab)表示，该电厂一期的发电能力计划为 5MW，而最终容量预计将扩大到 50MW。

该项目将利用 TPPH、Niroo 研究所和 MAPNA 小组合作研制的涡轮发电机(MGT75)。这台涡轮发电机的发电能力接近 220MW。当局计划投资近 404 亿美元在萨巴兰蒙特(Mont Sabalan)基地建设这座工厂。经过各种环境研究，该场地被确定为最适合提高容量、降低用水量、降低建设成本和提高效率的场地。

地热发电厂的投资趋势在欧洲国家也持续着。随着技术的进步和对环境友好的操作方法的革新，新的工厂将会建立起来。英国政府宣布了康沃尔投资地热-锂回收试点工厂的计划。该项目的投资为 400 万英镑，由康沃尔锂和地热工程有限公司合作。该项目旨在从地热水中生产锂。这个项目将实现零碳排放。

该工厂将采用直接锂提取技术。这项技术使用纳米滤材来分离水中的锂元素。然后通过注入钻孔将水回灌到深处。Cornish Lithium and GEL 进行的测试发现，位于 Cornwall 花岗岩下的地热资源可以通过先进的提取技术在工厂中得到利用。地热工程的总经理 Ryan Law 概述说，康沃尔未开发的自然资源可以用来建立该国第一座地热发电厂。他补充说，与 Cornish Lithium 的合作将有助于将专业知识结合起来，并成功地运营这家发电厂。

建立地热发电厂不仅会带来环境效益，而且由于有了外来投资，也带来了经济效益。南美国家已经批准了这些工厂。在对秘鲁的场址进行环境评价之后，能源开发公司计划建立两个地热发电厂。一家总部位于菲律宾的地热能公司——EnergiMinas 表示，它将在 2026 年或 2027 年开始运营这两座地热能发电厂。阿楚玛尼电厂和奎洛阿帕切塔电厂——将分别设在阿雷基帕和莫奎格瓜。

(本文来自：可再生能源杂志 中国新能源网综合)

中国新能源网 2020-08-13

南方冬天取暖有了可行方案 长三角地区地热开发利用研究启动

南方冬天如何取暖?这个困扰许多人的难题,或许很快就会有答案。近日,中科院学部咨询评议项目“长三角地区地热资源及其综合利用研究”启动会召开,线上线下共计80余位地热、地质领域专家参会,共同为探索长三角地区地热资源及其综合利用献计献策。

会议由项目负责人、中国科学院院士汪集暘主持。“长三角地区对冬季供暖的需求日益增加,地热能作为一种新型清洁供暖技术,正进入人们的视线。”他指出,长三角地区中低温地热资源丰富,是地热直接利用的有利区域;北方地区此前开展的一些地热资源开发利用的技术和经验,可以在长三角地区适当借鉴。

项目执行负责人、中科院地质与地球物理研究所研究员庞忠和在介绍《长三角地区地热资源及其综合利用研究实施方案》时提到,除将地热开发为绿色能源外,对长三角地区地热资源的开发和利用还有两个好处。第一,在地热资源的开发利用中要使用大量水作为热导介质,长三角地区水量充沛,今年多地发生洪涝灾害,如果合理规划利用可变害为利;第二,长三角及沿海风电资源丰富但并不稳定,地热发电可与之配合,二者合而为一可稳定供暖。

中国工程院院士曹耀峰在听取了研究方案汇报后提出,长三角地区江河湖泊众多、水系发达,可积极发展地表水源热泵、江水源热泵等技术应用。他还提到,该项目可与中国工程院重点咨询项目“中国地热产业规划与布局战略研究(二期)”有关“‘夏热冬冷’地区地热能高质量开发利用”子课题互相参考和借鉴。

中国地源热泵产业联盟理事长方肇洪、中国地质调查局浅层地温能研究与推广中心主任李宁波等专家还分别从“夏热冬冷地区浅层地热能应发挥重要作用”“除了利用好江河湖水外,还应加强污水能源利用”等角度为研究项目提出建议。

据了解,目前在北京城市副中心、大兴国际机场、延庆冬奥会等重大工程中,地热能都已建立了示范应用;同时,从“北京奥运”到“上海世博”,北京地热能开发利用经验也得到了成功复制。

该研究旨在系统厘清长江三角洲地区地热资源家底、开发利用现状与需求,梳理存在的问题,探索长三角地区地热开发利用发展道路,提出战略与对策,为长三角“一体化”和“高质量”发展提供支撑。该研究成果预计将于2021年底完成。

中国科学报 2020-08-04

江苏地热能产业渐入“热”境

室内恒温恒湿 大棚加温种植

炎炎夏日,走进位于淮安市的江苏省水文地质工程地质勘察院大厅,阵阵清凉扑面而来,无论是办公室还是公共区域,空调出风口飘出来的微微凉风造就恒温恒湿的舒适环境。令人称赞的是,这款“风力十足”的空调和传统设备相比仅需使用少量电能,主要依靠地热能开展工作。

“既省电节能,又恒温恒湿,



其秘诀在于大楼采用了地源热泵系统。”江苏省水文地质工程地质勘察院综合办主任许永斌介绍，“地源热泵通过输入少量的高品位能源电能，实现低温热能向高温热能的转移。简单来说，就是在冬季把地表土壤中的热量‘取’出来，用于提高供热循环水的温度，向室内供给热量；夏季则把室内的多余热量‘取’出来，‘排放’到地下，以达到房间的制冷效果。”

如今，地热能源应用正步入寻常百姓家。在南京鼓楼国际服务外包产业园，眼下江苏省内规模最大的江水源热泵和区域供冷供热项目已建成投入使用；在南通市市民服务中心采用污水源热泵每小时可处理上千立方米污水；在徐州贾汪，矿（钻）井出水温度达 47℃，可用于生态体验、生态农业以及大棚种植。最新消息显示，江苏北部农村地区拟采用水热型地热资源供暖示范，将在安置小区附近开采 2000 到 2500 米深井，改善农村居民生活；目前，该项目已公开招标，预算金额达 921 万元。

“我国进入了高质量发展阶段，需要高质量能源体系的支撑。”江苏省地热能源学会理事长杨增夫说，高质量能源必须有质的变革，地热能这种分布式能源，已经成为我国应对气候变化、保障能源安全的重要内容。

杨增夫介绍，浅层热能资源通常赋存在地下 0-200 米深度的土壤、地下水中，采用地源热泵技术提取热能对建筑物供暖和制冷；其中 100 米左右区域温度常年恒温 18 摄氏度左右，以水为载体转运地下恒温，可为地上建筑物提供制冷供暖。中深层热能则为 200 米到 3000 米深度的水热型地热资源，地下热水自然温度超过 25 摄氏度。地热勘察 16 年来，杨增夫认为，我省浅层及中深层热能资源分布较广，有丰富的应用资源。“我省已先后完成了南京、苏州、扬州、泰州、南通、盐城、镇江、淮安、宿迁的城市规划区浅层地热资源调查，按照《全国地热能开发利用“十三五”规划》要求，至 2020 年底我省浅层地热能开发利用面积将超过规划要求的 8500 万平方米。”杨增夫透露。

地热作为一种新能源，目前正逐渐得到广泛的开发利用。但由于其还属新生事物，在推广利用的过程中，一些亟待解决的问题也逐渐显露。

“地下 0 米到 200 米的岩、土层，温度区间一般为 15 摄氏度到 25 摄氏度，由于岩层土层沙层岩性的差异，每延米换热系数也不一致，很多暖通个体户，不经换热试验就盲目打井做地源热泵工程，导致地热利用效果不佳，甚至导致工程报废。”江苏省地热能源学会副秘书长、地热能专家杜建国说，开采使用浅层地热能源，对技术人员要求非常高，不仅要掌握地下勘探知识，还需具备机电安装技能。

“目前地热产业向好发展。但是，有些地区规划滞后、浅层地热能的开发利用监管存在‘真空’，中层水热型地热资源的矿权设置不够科学”。杜建国坦言，目前省、市各级层面均没有审批管理浅层地热能使用的部门，省内不需经过审批就可以开展浅层地热能钻井施工。

杜建国介绍，目前省内已有泰州、南通、苏州等地出台针对地热资源开发管理的政策文件。放眼全国，北京、天津已出台地热资源开采管理办法。“地热能源开采管理方法如果出台，将对我省地热能源利用有促进作用；对企业来说，可保障地热资源可持续开发，不盲目滥用。”杜建国呼吁，我省应明确职能部门，尽快出台地热资源开采管理办法。

“浅层地热能源开发初期投入成本高，企业投资后至少需 5 年才能收回成本。”杜建国还建议，政府可出台鼓励、扶持政策和相应补助，引导企业主使用浅层地热能源；住建部门在设定房屋交付标准时，也可加入清洁能源使用指标。

张宣 徐嘉曼 新华日报 2020-08-10

生物质能、环保工程

澳大利亚将“啤酒库存”转化为可再生能源提供电力

今年3月以来，澳大利亚酒吧和餐馆纷纷关闭，导致大量啤酒滞销。在南澳大利亚州，部分过期啤酒流向废水处理厂，转化为沼气发电。

据美国有线电视新闻网(CNN)报道，位于阿德莱德的格雷尔废水处理厂，最近数月用当地滞销的啤酒生产沼气，为废水处理提供电能。

这家工厂通常将有机工业废料与下水污泥混合，制造沼气，转化为电能，一般可以满足工厂大约八成电力需求。

废水处理厂负责生产的经理丽莎·汉南特表示，近期引入过期啤酒为原料，产能提升至新高——一个月可以发电654兆瓦时。

汉南特解释道，工厂使用大型密封混凝土罐将下水污泥于无氧环境中加热分解，以生成沼气。啤酒氧化过程中会释放大量热能，因此成为“完美添加剂”让下水污泥得到充分加热分解，进而提高沼气产量。

“通过每周增加约15万升的过期啤酒，我们在5月份和6月份分别产生了创纪录的35万和32万立方米的沼气，”汉南特补充道，“这足以以为1200个家庭提供电力。”

据报道，澳大利亚最大的啤酒厂之一——雄狮啤酒公司在5月份表示，他们将清空9万桶——即450万升的啤酒，这些啤酒将被转化为可再生能源提供电力，用以酿造新啤酒。

茅燕楠 单珊 东方网 2020-08-13

山东济宁高峪镇全力发展生物质分布式热电联产

时下，走进山东济宁泗水县高峪镇，“变废为宝”“绿色能源”“清洁能源”“石头缝里种太阳”等新鲜而时尚的词语不绝于耳。

骤雨初歇，泗水山区的天空放晴。高峪镇北部的会山东坡上，一排排海蓝色的光伏板在阳光下熠熠生辉，从空中俯瞰，甚为壮观。据泗水县启方发电站巡查员王遵池介绍，该发电站利用山坡面积600亩，年发电量达2632万千瓦时，上传国家电网。

置身高峪镇双创园区的济宁永阳生物质能源有限公司，亦令人耳目一新。这是一家利用农林废弃物生产生物质炭的企业。走进生物质炭加工车间，两台颗粒机开足马力工作，将粉碎、筛选后的树皮、树枝、锯末、麦秸、花生壳等挤压成直径8毫米、长约3厘米的颗粒状生物质炭。公司经理孔德军向记者介绍：“相比无烟煤，生物质炭更有优势。无烟煤每吨1500元，这个价格差不多能买2吨生物质炭颗粒，而1.5吨生物质炭就能替代1吨煤。生物质炭炉具看上去和传统煤炉差不多，但是用起来却更干净、更安全，燃料燃烧完之后产生的烟还会在炉膛内二次燃烧，没有刺鼻气味，不冒黑烟，也避免了一氧化碳中毒的风险。”

“高峪镇4MW生物质分布式热电联产县域清洁供热示范项目已获得批复，即将在这里开工建设。”7月31日，高峪镇副镇长王昆鹏站在高峪镇双创园区东北角的一片空地上说，“该项目建成后，可直接解决镇驻地社区居民的冬季取暖问题。”

如今的高峪镇，困扰当地百姓多年的垃圾堆不见了，田间地头堆放的玉米秸秆有人收了，焚烧秸秆的情况也没有了。今年1月，该镇被列为全省10个绿色能源示范村镇之一。“这个结果得益于我们在绿色能源建设方面实行的‘三箭齐发’策略。”王昆鹏自豪地说，“我们以生产生物质炭为基础，大力推广生物质分布式热电联产和光伏发电，建设绿色能源镇。”

“我们已将推广生物质炭炉具列为镇里的一项重点工作。”王昆鹏满怀信心地说，“县里也出台了

购买炉具和生物质炭补贴政策，并计划推广 1500 台生物质炭炉具，高峪镇是推广重点。”

泗水县是鲁西南的一个农业大县，玉米产量在山东省位居前列，全县每年农林废弃物高达 30 万吨，因此，县里积极探索符合当地实际的秸秆综合利用之路，从 2018 年开始积极推广生物质能源取暖，就地取材，变废为宝，让农民用上玉米秸秆炭。县里对炉具、玉米秸秆炭进行补贴，炉具每台补贴 80%，生物质压块燃料每吨补贴 250 元，每户最高补助 2 吨，生物质颗粒燃料补贴 70%，每户最高补助 1.5 吨。目前，全县已有 8000 户农民用上了经济实惠、安全环保的生物秸秆炭。该县在农村地区推广“生物质成型燃料+生物质专用炉具”利用模式，有效破解气源不足、群众负担重、使用不习惯三大难题，走出一条“群众认可、政府推动、环境改善”的生物质清洁利用新路子，为农村地区冬季清洁取暖工作探索发展出一套“泗水模式”。

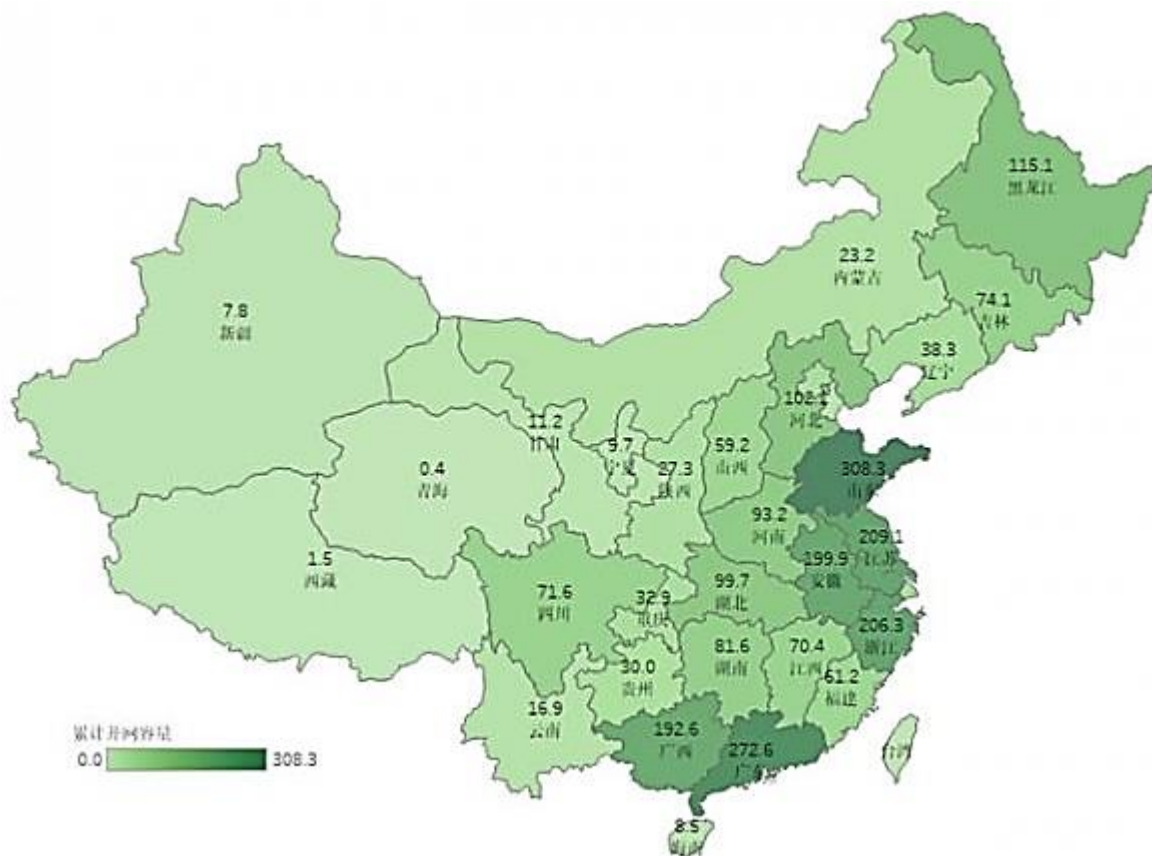
“我们在探索生物质清洁利用的同时，还加大光伏电站建设、热电联产等绿色能量建设布局。”泗水县发改局能源和环境发展科科长孔德峰介绍，华能山东泗水 30 兆瓦生物质热电联产项目落户苗馆镇，正在进行锅炉钢架的吊装施工，年底投产后，预计年发电量 2.1 亿千瓦时，每年可消耗秸秆约 25 万吨，替代标煤 7.43 万吨。

大众日报 2020-08-07

菌草变燃料 打造环保生物质发电新模式

近年来，国内外能源、电力供求日趋紧张，作为绿色可再生能源的生物质能资源的开发利用受到了极大关注，生物质能发电行业应运而生。在我国，生物质能发电也越来越凸显出其必要性。

目前国际能源形势紧张，我国电力供应也多次出现缺口，传统化石能源发电之路日益面临“无米之炊”的困境，利用菌草燃烧发电是我国能源结构调整最现实的方向之一。相比其他各类可再生能源原料中，菌草燃烧发电的电能质量好、可靠性高，其残存物可用作农田肥料，具有较高的经济效益。



图为：2020 年我国上半年生物质发电各省累计装机容量(万千瓦)

表1 菌草热值和工业分析

植物	热值 (j/g)	工业分析 (%)			元素分析 (%)			
		挥发分	固定碳	灰分	C	H	N	S
巨菌草	18880	78.12	18.74	3.14	44.7	5.03	1.84	0.14
玉米	16123	72.85	19.11	7.65	44.3	3.39	1.12	0.13

巨菌草作为 C4 植物，其光合作用的转化率是阔叶树的 6~21 倍。在中国南方年每公顷产鲜草 450~500 吨。将巨菌草作为生物质燃料进行燃烧发电，可以实现二氧化碳的零排放。

而且燃烧的巨菌草干基热值是 18880j/g，是玉米的 1.15 倍。特别适合生物质锅炉燃烧，其生物质燃料特性优于玉米，灰分含量仅有玉米秸秆的一半，燃烧时方便排渣。不仅如此，巨菌草的硫含量较低，平均含硫量大约为 0.38%，而煤的平均含硫量约达 1%，因此巨菌草燃烧时产生的硫少，作为生物质燃料(颗粒燃料和生物质发电等)较为环保。

表2 菌草燃烧热值

种类	热值 (大卡/公斤)	比值
原煤	5000	1
巨菌草	3580	0.71
菌草菌糟 (平菇)	3495	0.7

2008 年，福建农林大学菌草研究所与浙江兰溪发电厂确定合作意向，用巨菌草代替煤燃烧，巨菌草热值为 3500~4100 大卡/公斤，在兰溪生长三个半月，鲜草达 8142 公斤/亩，其燃烧发电量相当于 4 吨原煤燃烧的发电量。

根据福建农林大学菌草研究所粗略估算：1 公斤巨菌草(干物质)燃烧值为 3580Kcal，相当于 0.716 公斤原煤的燃烧值。1 公顷巨菌草的燃烧值相当于 52.5~60 吨原煤的燃烧值。

02 菌草燃烧发电技术原理

菌草发电原理与燃煤发电原理基本一致，通过菌草燃烧产生的热量把水变成水蒸气，利用水蒸气发电或为生物质气化后经内燃机发电。

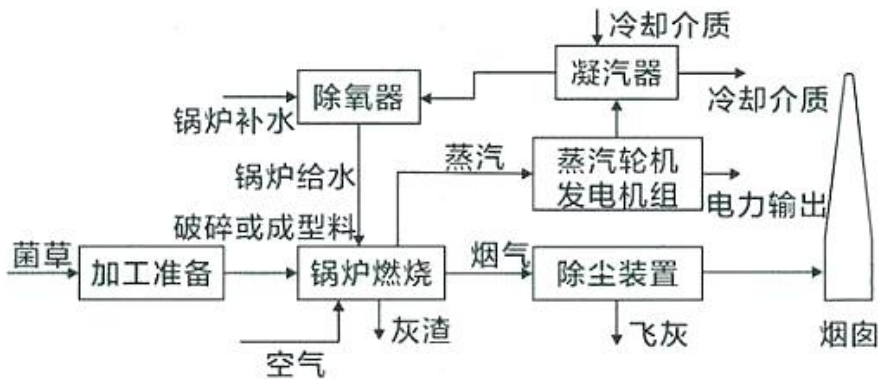
按菌草原料利用方式的不同可将菌草发电技术分为以下 3 类：菌草直接燃烧发电、菌草与煤混合燃烧发电、菌草气化燃烧发电。

(一)菌草直接燃烧发电

菌草直接燃烧发电是将菌草送入合适菌草燃烧的特定蒸汽炉中，生产蒸汽，蒸汽驱动汽轮机，从而带动发电机发电。菌草直燃发电系统主要包括：菌草的预处理、输送系统，锅炉系统，烟气净化系统、汽轮机系统和发电机系统;流程如图 1。

菌草直接燃烧发电的优点：对菌草燃料的适应性好，对菌草燃料颗粒度要求低，易于不同生物质间的掺烧;发电量易于计量，便于取得政策补贴。

图1 菌草直接燃烧发电流程图示意图

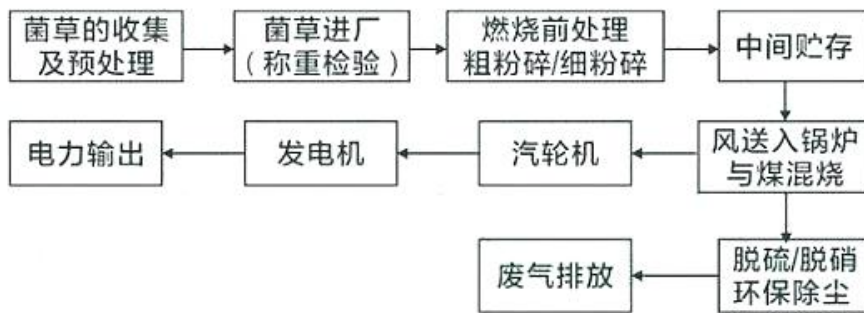


(二)菌草与煤混合燃烧发电

菌草与煤混合燃烧发电是将菌草预处理后与燃煤在炉外或炉内混合后进行燃烧，产生蒸汽，蒸汽驱动汽轮机，后带动发电机发电;流程示意如图2。

菌草与煤混合燃烧发电的优点是：掺配系统简单，机组运行方式不受燃料掺配量的影响。

图2 菌草与煤混合燃烧发电流程图示意图

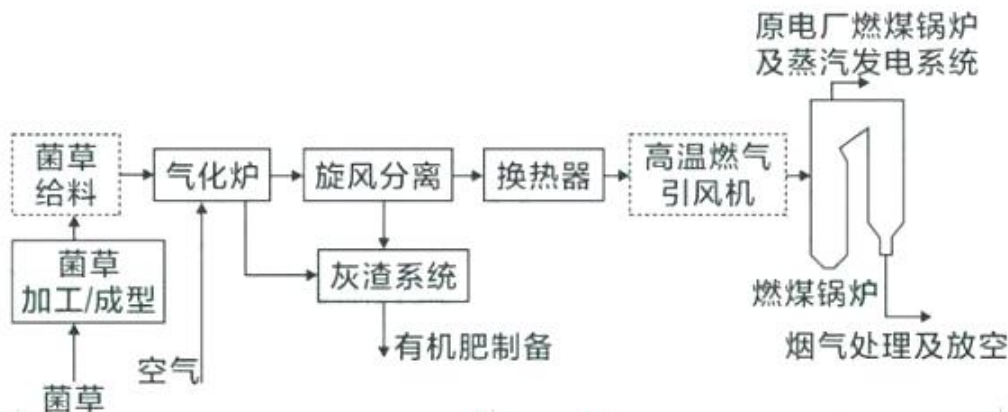


(三)菌草气化燃烧发电

菌草气化燃烧发电是将菌草放入气化装置中气化，生成可燃气，再将燃气输送至燃煤锅炉进行燃烧，产生蒸汽后带动汽轮发电机组发电，综合发电效率达到32%~37%，流程示意如图3。

菌草气化燃烧发电的优点：混合燃烧方式通用性较好，对原燃煤系统影响较小;对原锅炉环保排放指标的影响较小;生物质燃料发电效率高，利用率较高;可在线监测燃气热值、流量、温度，通过机组的发电效率折算，实现生物质燃料发电单独核算。

图3 菌草气化燃烧发电流程图示意图



在化石资源过度消耗引发世界能源危机时，菌草作为一种很好的绿色可再生能源及开发利用潜力的新能源之一。

随着经济社会的发展，国家对不同方式、不同程度污染环境的煤电、风电、光伏发电、水电、核电生产的逐步限制，生物质发电的发展是必然的选择。人类现有的能源，用一吨就会少一吨，而菌草年年生长，年年收获，必然成为取之不尽、用之不竭的绿色能源。

因此利用菌草燃烧发电能有效替代燃煤等化石能源，缓解能源消耗与环境发展矛盾的同时，促进农民增收，实现农村能源转型发展的可行方式。是完全符合当前国家积极推动的可再生能源向高效、清洁、低碳、多元化为特征的方向转型和变革。

国家菌草中心海南基地 2020-08-03

走出经济困境，巴西拟优先发展生物燃料

巴西圣保罗的一家生物燃料生产厂。这家工厂用甘蔗生产糖，然后用剩余的植物物质生产乙醇燃料。图片来源：网络（media.sciencephoto.com）

2020年年初，全球遭遇了近一个世纪以来最严重的公共卫生危机——新冠肺炎疫情。为防止疫情扩散，各国纷纷进入封锁状态，全球经济基本停滞，石油产业需求遭受重创。面对困境，巴西政府把生物燃料（主要包括生物乙醇和生物柴油）作为科技创新优先发展领域，将其作为走出经济困境的一条重要途径。

长期鼓励发展生物燃料

20世纪70年代以前，由于当时巴西探明的原油储量不足，巴西石油基本上依赖进口。1973年，世界爆发了第一次石油危机。原油价格暴涨使得所需原油一多半需要进口的巴西经济遭受沉重打击。由此，巴西政府决心利用本国丰富的土地资源和有利的农业气候条件，从甘蔗、木薯等作物中提取乙醇燃料，因地制宜发展出以乙醇、生物柴油为代表的生物燃料技术。

1975年，巴西宣布实施国家乙醇计划，鼓励利用甘蔗生产乙醇以替代石油，拉开了发展生物燃料的序幕。联邦政府通过补贴、设置配额、统购乙醇燃料、调整价格以及行政干预等手段，鼓励民众使用乙醇燃料。巴西甘蔗工业联盟估算，1975年至2015年的40年间，巴西生产的乙醇替代了大约25亿桶的汽油，成功减少了对石油进口的依赖。

巴西把传统的通过甘蔗发酵生产的乙醇称为一代乙醇。如今巴西一代乙醇生产技术已非常成熟，由于使用了一种特殊的酶，成本比美国从粮食中提取乙醇要低1/3。近年来，巴西政府开始鼓励发展玉米乙醇。巴西玉米一年可收获两季，巴西农业科研人员通过品种改良和轮作制度使玉米产量得到很大提高。玉米单位产量从2004/2005年度的每公顷3000公斤提高到2016/2017年度的5560公斤。玉米产量的大幅度提高，为开发乙醇提供了新的原料来源。2017年巴西第一家玉米乙醇厂在中西部地区的戈亚斯州投产。

巴西的生物柴油原料主要使用蓖麻籽。在东北部的皮奥伊州建立了巴西最大的生物柴油厂，年产量700万升。但是，东北部气候干燥，限制了蓖麻的增产。此后，巴西用大豆油作为生物柴油的主要原料。目前，巴西生物柴油71%的原料来自大豆油，12%来自牛脂肪，其余来自猪、鸡等动物脂肪或棉籽油、棕榈油等植物油。

出台新的国家生物燃料发展规划

尽管巴西已经成为世界第二大生物燃料生产国，但是，目前巴西交通运输的能源消费结构中，仍然是以石化燃料为主。在2018年的交通运输领域能源结构中，汽油占30%，普通柴油占45%，乙醇占15%，生物柴油仅占2.4%，其余为天然气和煤油等。巴西生物燃料还有很大的发展空间和消费需求。

2016年12月，巴西矿能部、环境部和农业部联合制定了《国家生物燃料发展规划草案》，以规范和鼓励国内生物燃料生产和应用。2017年2月，规划草案在政府网站公布，广泛征求相关产业部

门及社会各界意见。同年 12 月 26 日，时任总统特梅尔正式批准了《国家生物燃料发展规划》。该规划是巴西政府制定的具有战略意义的法律文件，强调了生物燃料在保障国家能源安全和促进经济发展上的重要作用。

该规划明确提出，到 2030 年要把可再生能源在全国能源结构中的比重提高到 45%，其中生物燃料的比重占 18%。计划到 2030 年，全国有三分之一的城市投资开发生物燃料，可为国民经济提供大约 1500 亿雷亚尔（约合 283 亿美元）的产值，还将创造大约 100 万个就业岗位。

根据巴西农业部的统计数据，巴西农作物种植面积约 6400 万公顷，仅占全国土地面积的 7.6%，其中大豆种植面积 3390 万公顷，甘蔗种植面积 900 万公顷。扩大甘蔗和大豆产量，巴西有充足的土地资源，生物燃料不会与粮食生产发生“争地”冲突，巴西生物燃料的发展空间巨大。

邓国庆 科技日报 2020-08-06

太阳能

中山瑞科助力广州首座光伏储能配电房投产

至 8 月 6 日，广州首座光伏储能电房已安全运行 14 天。整套光伏储能系统使用中山瑞科高效碲化镉 (CdTe) 薄膜太阳能电池，能持续供电 22 个小时，为电网带来了绿色、环保和可靠的解决方案。

据南方电网广东广州白云供电局配网项目经理曾鸣介绍，项目采用中山瑞科薄膜光伏发电玻璃安装于顶面及外墙四周，通过吸收太阳能转化为电能，能满足光伏配电房自身设备日常用电负荷需要。“传统的电房，当线路故障或检修时，后备电源只能提供 4 小时，难以满足检修的时长需求。”曾鸣说，“光伏配电房利用蓄电池将发电电能存储起来，当无电源时，储能系统能提供电房最大负荷供电 22 小时，断电时提供的最大负荷比原来提升了 5 倍。”

W020200806578645916354.jpg

中山瑞科新能源有限公司 CEO 齐鹏飞介绍，发电玻璃内部的薄膜太阳能电池，主要使用了 CdTe（碲化镉）。这种材料的 3 个突出特点，非常适合应用在配电房等建筑一体化项目。首先是碲化镉与太阳光谱非常匹配，最适合于光电能量转换，发电稳定，弱光发电性好，阴天、雨天也可发电；其次是抗局部遮挡能力强，不会形成热斑，抗污性好，不用经常清洗，节省维护成本。三是结构简单，仅由 2 片玻璃夹发电层和胶膜构成，安装角度非常灵活。

据了解，光储智能配电房一方面能充分合理利用闲置的电房建筑顶、立面资源，满足绿色建筑水平，符合节能环保的设计理念；另一方面，实现清洁能源自发自用，资源不浪费，减少火力发电带来的环境污染。齐鹏飞表示，瑞科将加强整体解决方案运营模式和服务创新，加快推进标杆示范项目建设，为粤港澳大湾区光伏建筑一体化打造绿色引擎，助推能源消费型城市向能源生产型城市转变，为粤港澳共建国际一流湾区和世界级城市群贡献力量。

中国能源网 2020-08-06

22.1%! 615Wp! 中来全新一代 Niwa®高效双面组件闪耀上海 SNEC 展会

8 月 8 日，第十四届（2020）国际太阳能光伏与智慧能源展在上海新国际展览中心隆重拉开帷幕。来自业内知名企业齐聚一堂，展示最新的产品与技术。全球最大的 N 型光伏产品制造商中来光电带来了他们的全新旗舰品牌 Niwa? Super 615W 高效双面组件，这是该款产品在全球的首次亮相，吸引了行业内外无数人的目光，引起了不小的轰动。

在这场名为全新一代中来 Niwa 570W/615W 新品发布会上，中来厚积薄发，向大家揭晓了三款重量级组件 Niwa? Super, Niwa? Pro 和 Niwa? Black。这三款产品均采用了中来最新一代的 NTOPCon

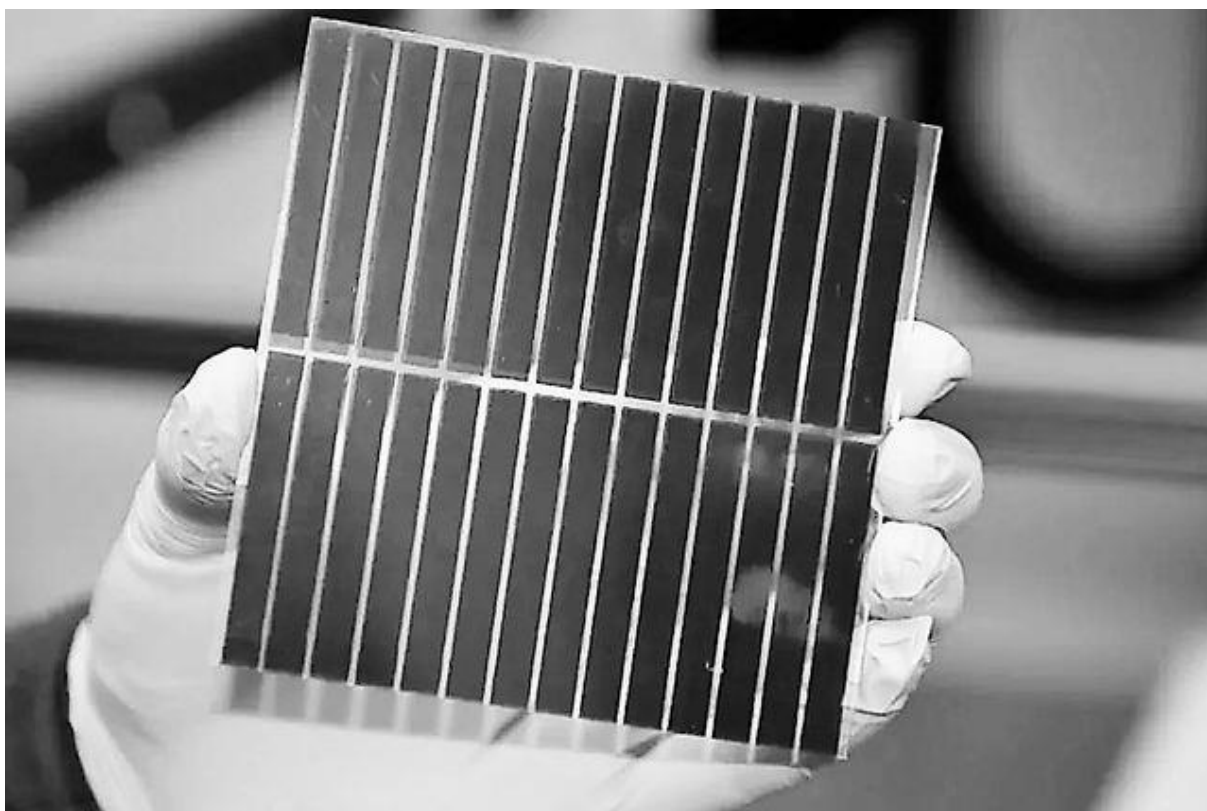
电池技术，最大功率可达 615W，组件效率 22.1%，是目前光伏市场组件转化效率最高的组件。在展会现场，中来展台嘉宾云集、人头涌动，吸引了无数人驻足浏览。值得一提的是，中来的此次发布会由线上线下同步进行，对于不能来展会现场的国外客户，可以通过中来的线上平台实时了解发布会信息。

中来的 Niwa 系列产品在去年的 SNEC 展会上首次亮相，当时也是引起业内不小的震动，首款 Niwa?产品以 23.2%的电池量产效率及 460W 的组件功率成为全国乃至全球最高功率的组件之一。此次发布的 Niwa?二代产品是一次全新的升级，组件性能更加强大。

中来光电副总经理刘志锋博士表示：“这是我们全新推出的 Niwa?二代产品较上一代 Niwa 产品不管是在电池效率还是组件技术层面都做了大幅度的改进和提升，电池效率上由一代的 23.2%提升至 24.5%，量产效率平均 24%。我们二代的 Niwa?产品有“三高三低”的核心优势，即高效率、高双面率、高可靠性、低衰减、无 LID/LeTID、低温度系数，是未来市场上顶级的光伏组件。我们同时还使用大尺寸硅片、11 主栅、二分片、纳米合金透明背板等前沿技术，组件每平米重量仅 12.1kg，在有效降低 BOS 安装成本的同时，也加大了大组件在屋顶等应用面的扩展。未来我们会继续深耕 N 型双面光伏技术，推出更多的产品类型，以满足不同的市场需求。”

特变电工新能源 2020-08-09

全无机钙钛矿电池光电转换效率达 16.1%



“倒装式”结构设计的全无机钙钛矿电池

近日，香港城市大学新研发的全无机钙钛矿电池的光电转换效率达到 16.1%，而获中国计量科学研究院认证的效率亦高达 15.6%。香港城市大学学务副校长兼化学及材料科学讲座教授任广禹指出，这次研究成果的突破在于找到了简单方法，用于制造光电转换效率与稳定性兼具的全无机钙钛矿电池。

据悉，香港城市大学的研究团队近年来一直在探索提高全无机钙钛矿光电转换效率的方法。他

们在制备钙钛矿的过程中添加了特制的小分子 6T1C-4F，以减少表面或晶界的缺陷。研究结果发现，开路电压从 1.10V 显著提高到 1.16V，且填充因子及短路电流在添加 6T1C-4F 作钝化后都有所改善。

研究结果还显示，在连续照射 350 小时后，电池的能量转化效率只下降了约 15%。这说明添加 6T1C-4F 以钝化钙钛矿的表面，不仅能保护钙钛矿的表面免受湿气、氧气和光线的侵蚀，而且结晶的颗粒增大了，能有效减少晶界缺陷及电流流失，使得全无机钙钛矿电池的光电转换效率和稳定性均有所提高。

据任广禹介绍，这款全无机钙钛矿电池的结构设计是“倒装式”，适合制成叠层式太阳能电池。其特色是能够同时吸收不同光谱的太阳光，因此科研界预料，其光电能量转换率未来有望超过 30%。

中国科学报 2020-08-05

全面高效，巅峰王者！腾晖光伏发布 590W“麒麟”新品组件

8 月 4 日，全球领先的光伏组件制造企业苏州腾晖光伏技术有限公司（下称“腾晖光伏”）举行全球线上发布会，面向全球正式发布最新一代 590W“麒麟”超高功率组件。

据悉，该组件基于先进的 PERC 技术，成熟应用 182mm 硅片，采用多主栅半片密排设计，单片功率可达 590W，问鼎 500W+功率段巅峰王者。

（腾晖光伏董事长王伟峰致辞） 王伟峰表示：“作为全球领先的太阳能光伏组件制造商和太阳能整体解决方案提供商，腾晖光伏一直致力于技术创新及市场需求的有机结合，紧跟市场动向，充分利用技术优势，不断实现创新发展，以更加大胆和激进的速度推动行业前沿技术演进，迎接光伏平价时代。”

王伟峰董事长在现场嘉宾和全球众多光伏人的关注中，为“麒麟”新品组件解开了“神秘面纱”。

随后，新品“麒麟”组件产品开发团队负责人腾晖光伏 CTO 倪志春博士，对新品组件进行了细致的介绍。

他说：“随着光伏行业进一步发展，大硅片高效率组件已成为全球市场的首选，腾晖光伏紧跟时代步伐，把握市场脉搏，从终端客户的需求出发，结合市场需求和技术的发展（高效率、高功率、低成本）等因素，推出此次新品麒麟组件，通过不断的电池技术革新及组件技术来提升组件效率，保障产品可靠性，适配更多场景，为客户带来更多价值。”



本次发布的系列产品分为单玻和双面产品两部分，运用多主栅切片技术，有效控制电池间距，

使用当前主流的 182mm 尺寸硅片，虽然略大于传统尺寸，但最终功率密度得到了显著提升。

在产品性能方面，腾晖的专利 PERX 技术（多主栅设计）使得组件抗隐裂性能优异，特别应用防断栅、多切割等技术，采用独特的结构设计，增强了组价的可靠性。据测试，该系列组件在 5400Pa 测试衰减低于 3%，充分展现了其优异的机械载荷性能。

182mm 硅片组价在整个产品供应链中相对主流，M10 的硅片供应到电池组件的制作基本不存在问题，兼容性比较强。无论是集装箱运送还是逆变器、支架等产品的匹配，182mm 组件都能兼容。产业链匹配度高，便于产业化这一点，符合腾晖光伏一贯秉持的客户价值观念。尺寸匹配度高，在效率方面表现依然优异。590W 的高功率，堪称 500W+功率段王者。相比现有的 166、210 产品，麒麟组件将大幅降低 BOS 成本和 LCOE。这些性能让麒麟系列组件成为高效率、高功率及高可靠性能集一身的高发电量组件产品。

据悉，公司将于 2021 年上半年正式接单面向全球销售，至年底产能可达 3GW 以上。

在发布会上，倪志春博士表示：“未来，腾晖光伏将不断通过技术的迭代革新，促进光伏行业从高成本到低成本、从低质量到高质量的转化，积极提升产品的竞争力，本次发布的麒麟高功率组件产品正是结合了现在和未来的光伏市场需求而诞生的。”

在发布会现场，来自光伏产业上下游的生产及设计企业高管与业内专家一起，针对大尺寸高功率组件技术的未来发展趋势进行了深入的探讨。

大家一致认为：随着光伏平价上网时代的临近，降低光伏电站的度电成本已经成为不可逆的大趋势。未来，大尺寸高功率组件将会拥有更加广阔的市场前景，期待“麒麟”组件在市场上会有精彩表现，实现口碑和效益的双丰收。

在谈到麒麟组件未来的发展和展望时，腾晖光伏董事长王伟峰表示：“大硅片高效率组件有利于降低光伏度电成本，优化系统解决方案，在各种情况下帮助创建更强大、更高效的光伏系统，实现终端客户利益最大化，为客户创造额外价值。我们希望此次新品的发布能为行业发展带来新的突破，为全球光伏产业平价上网强劲赋能，为全球能源转型作出贡献。”

中国能源网 2020-08-06

化学家创造出最亮荧光材料 还能收集太阳能

8月6日，研究人员在 Cell Press 细胞出版社旗下期刊 Chem(《化学》)上报告说，通过将带正电荷的荧光染料合成到一种名为小分子离子隔离格(SMILES)的新型材料中，化合物灿烂的光芒可以无缝地转化为固态结晶状态。这一进展克服了长期以来开发荧光固体的障碍，有助于开发目前已知的最亮材料。

“这些材料在任何需要明亮荧光或设计光学特性的技术上都有潜能，包括太阳能收集、生物成像和激光。”美国印第安纳大学化学家 Amar Flood 说。他与丹麦哥本哈根大学的 Bo Laursen 均为该论文的资深作者。

“除此之外，还有一些有趣的应用，包括在太阳能电池中对光进行上转换以捕获更多的太阳光谱，用于信息存储和光致变色玻璃的光切换材料以及可用于 3D 显示技术的圆偏振荧光。”Flood 说。

虽然目前有超过 10 万种不同的荧光染料可用，但几乎没有一种能以可预测的方式混合和匹配，以制造固体光学材料。当染料进入固态时，由于紧密排列在一起时的表现，它们倾向于经历“猝灭”，从而降低荧光强度，产生更柔和的辉光。

“当染料在固体中并肩站立时，染料间的猝灭和耦合问题就出现了。”Flood 说，“它们情不自禁地‘触摸’彼此。就像小孩子坐在那里听故事一样，它们互相干扰，不再像个体一样行事。”

为了解决这个问题，Flood 和同事们将一种有色染料和含有氰星的无色溶液混合。氰星是一种星形的大环分子，它可以防止荧光分子在混合物凝固时相互作用，保持其完整的光学特性。当混合物变成固体时，SMILES 就形成了，然后研究人员将其变成晶体，沉淀成干粉末，最后制成薄膜或直接

与聚合物结合。由于氰星大环形成了类似棋盘格的构建块，研究人员只需在格子中插入一种染料，无需进一步调整，结构就会呈现出它的颜色和外观。

虽然，之前的研究已经开发出利用大环分子来分隔染料的方法，但它依赖于彩色大环完成这项工作。Flood 和他的同事发现无色的大环是关键。

“有些人认为无色大环没有吸引力，但是它们允许隔离晶格完全表达染料的明亮荧光，而且不受大环颜色的阻碍。”Flood 说。

接下来，研究人员计划探索使用这种新技术形成的荧光材料的性质，以便在未来与染料制造商合作时，实现该材料在各种不同应用中的全部潜力。

Flood 说：“这些材料是全新的，所以我们不知道它们的哪些固有特性能够提供更好的功能。我们也不知道材料的极限。因此，我们要从根本上了解它的工作原理，并为其创建新属性提供一套稳健的设计规则。这对于将这些材料交到他人手中至关重要——我们希望寻求众包，并在这方面与他人合作。”

中国科学报 2020-08-07

广州首座光伏储能电房投产 断电后仍可供电 22 小时

4 日，记者从广州市供电局获悉，广州首座光伏储能电房近日在白云区钟落潭镇完成智能模块接入，宣告整体投产。它不仅可以实现自身设备供电的“自给自足”，在阴雨天等弱光天气条件下稳定发电，余电还可以反供上网，而且，还能有效地提升区域的供电可靠性，突发情况导致断电时，光伏储能系统持续供电 22 个小时，为后续的故障研判、抢修复电争取时间。

创新采用发电玻璃

进入白云区钟落潭镇五龙岗村，没多久就可以看到一个漂亮的“水晶盒子”。这正是广州白云供电局刚刚投产的光伏储能配电房。该配电房创新性采用发电玻璃安装于顶面及外墙四周，通过吸收太阳能转化为电能，能满足光伏配电房自身设备日常用电负荷需要。多样化的外墙样式，促进电房与周围环境的高度融合。

据白云供电局配网项目经理曾鸣介绍，五龙岗光照时间长，场地空旷，为光伏储能配电房试点创造了条件。发电玻璃内部的薄膜太阳能电池，主要使用了 CdTe（碲化镉）。这种材料的 3 个突出特点都适合应用在配电房上：首先是碲化镉与太阳光谱非常匹配，最适合于光电能量转换，发电稳定，弱光发电性好，阴天、雨天也可发电；其次是抗局部遮挡能力强，不会形成热斑，抗污性好，不用经常清洗，节省维护成本；第三是结构简单，仅由 2 片玻璃夹发电层和胶膜构成，安装角度也很灵活。

同时，这个光伏储能配电房还是智能电房。它增加了设备状态监测、电气保护测控、视频监控、环境监测和安防监控五大功能配置，实现设备的感知、互联、边缘计算优化和预测。

提升区域供电可靠性

光伏配电房的储能系统，利用光伏发电资源补充电房用电，提高变压器供给效率；而且光储一体，为后备电源提供用电，提升了区域内的供电可靠性。

曾鸣称，传统的电房，电房内部的基础用电如照明、空调都是由市电供应，当线路故障或检修时，后备电源只能提供 4 小时，难以满足检修的时长需求。

光伏配电房利用蓄电池将发电电能存储起来，当没有电源时，储能系统能提供电房最大负荷供电 22 小时，包括夜间最长 16 小时和后备 6 小时，断电时提供的最大负荷比原来提升了 5 倍。

“这种配电房特别适合白云区的实际情况。白云区是广州城中村最密集的行政区，高速增长电力需求导致电网建设投资居高不下。每年夏天电力设备负荷最高峰之前，我们都会开展度夏工程项目的建设。”曾鸣说，尽管如此，在高温天气的用电需求下，还是有部分台区设备出现重过载。光伏配电房为我们带来了一个绿色、环保的解决方案。

据了解，当市电故障停电时，光伏配电房通过智能模块能自动切换至备用电源，提供 22 小时后备电源，供基础用电及智能模块使用，保障故障或检修时人员的工作安全。当市电恢复供电后，智能监控系统自动操控并网开关合闸，恢复光伏并网运行。

据了解，广州供电局正全面应用智能配电标准设计 V3.0，按照“建设投产、调试验收、有效应用三同步，投产一项见效一项”原则，推进实现配电设备状态、环境、负荷监测和视频监控等。

马灿 羊城晚报 2020-08-06

广东梅州落户投资 12.5 亿大型光伏电站 平均发电量 3.44 亿千瓦时

北极星太阳能光伏网讯:据了解，国家发改委、国家能源局在今年联合发布了《关于做好 2020 年能源安全保障工作的指导意见》，明确指出大力支持清洁能源发电发展，并对 2020 光伏装机提出要求：达到 2.4 亿千瓦左右！这意味着我国的光伏产业又迈上一个新台阶，也是明确了国家对清洁能源发展的决心。

位于广东省东北部，地处闽粤赣三省交界的梅州市，自 2015 年开始，陆续引进多家光伏安装企业进驻。经多年发展，梅州市的光伏发电产业由起步阶段进入了发展阶段。据了解，梅州市光伏发电产业目前都是以分布式光伏电站为主，大型的并网光伏电站还是相对的少。

据了解，作为我国特大型发电企业集团，中央直接管理的国有独资公司——中国大唐集团，即将在梅州市建设一个大型光伏发电项目——大唐广东大埔西河农光互补光伏发电基地，项目分三个地点建设，总投资 12.5 亿元。根据当地太阳能资源以及开发规划，建成投产后，主要任务是向电网供电。

两期建设规模均为各装机 100MW，各占地 2000 亩左右，每个子项目主要建设内容包括 32 个光伏方阵、32 座箱变的安装工程，以及新建一座升压站、道路建设及电缆敷设等，投产后 20 年年平均发电量约为 13763.4 万千瓦时。

建设规模为 50MW，占地 1000 亩左右主要建设内容包括 32 个光伏方阵、32 座箱变的安装工程，以及新建一座升压站、道路建设及电缆敷设等，投产后 20 年年平均发电量约为 6900.5 万千瓦时。

农光互补光伏发电可以是“棚上发电、棚下种植”，也可以是“上可发电、下可养鱼”的模式，其最大的优势就是将光伏发电产业与现代农业有机结合，发展现代高效农业。既具有无污染零排放的发电能力，又不额外占用土地（鱼塘、海域），可实现土地（鱼塘、海域）立体化增值利用，实现光伏发展和农业生产双赢。

南粤橘城 2020-08-11

彭博新能源：全球光伏趋势最大的市场是印度、中国和欧洲

“2020 年是新的装机市场的一年，最大的市场是印度、中国和欧洲，在美国实现新的装机 14.9GW，印度是 11.9GW，17 个市场，每个可能会实现 1GW 的安装，包括中国、美国、印度、日本、韩国、澳大利亚、墨西哥、西班牙、台湾地区、土耳其、越南、法国和以色列，这些国家有强劲的政策实现 2020 年达到可再生能源的目标，有些没有补贴的大型项目也将会是大量的来建造，尤其是在西班牙和葡萄牙。”

彭博新能源财经太阳能分析部主管 Jenny CHASE 在第十四届 SNEC 全球光伏大会上做了主题“全球光伏市场趋势”的演讲。

以下为发言实录：

Jenny CHASE：非常高兴在今年的 SNEC，虽然没有办法到现场，希望大家在上海的 2020SNEC 能够有圆满的会议。

全球光伏市场的趋势

2020年是新的装机市场的一年,最大的市场是印度、中国和欧洲,在美国实现新的装机14.9GW,印度是11.9GW,17个市场,每个可能会实现1GW的安装,包括中国、美国、印度、日本、韩国、澳大利亚、墨西哥、西班牙、台湾地区、土耳其、越南、法国和以色列,这些国家有强劲的政策实现2020年达到可再生能源的目标,有些没有补贴的大型项目也将会是大量的来建造,尤其是在西班牙和葡萄牙。在美国、欧洲、澳大利亚,我们看到,居民和商业的太阳能市场也会有很好的方法,因为有很好的经济性,以及公众对光伏,可以看作是一个好的投资机会,巴西也是实现了2GW创记录的一年的成绩。

在2020年有新冠疫情的影响,在中国第一季度也是受到了影响。我们做了三种类型的情景,看一下疫情太阳能的影响,在今年下半年控制住疫情,这样会是140GW创记录的一年,其实对于我们来讲是可能的,第一个、第二个情景是代表疫情持续下去,经济的增长可能要到明年才复苏。第三种情景是疫情持续到明年,经济的影响会受到很多年的影响,这样的预测在月底做的,我们会在8月底做一些更新,现在也在跟进看每个国家的情况。我的感觉疫情确实是变得更加糟糕,但是它对太阳能的影响是比较少的,在5月份,很多的拍卖是推迟的,一些企业居家办公,他们也越来越多的适应了居家办公,以及相关的文书工作,而且采取了相应的措施,总的来讲会有这样的一些复苏,会实现之前预计的目的。在澳大利亚经济主要是出口导向的,最终澳大利亚影响会更大一些。电价以及投资也在减少,我们认为,2020年不会像想象的糟糕。

中国光伏电池和组件月度的出口情况,3月份是影响最大的。总的来讲,也并不是很糟,我相信不管是在中国还是在欧洲,会慢慢的恢复正常。

公开招标

这长图上看到公开招标和全部的能源项目的规模,这是全球各地的,2019年拍卖到了79GW,2020年上半年是40GW中标的容量,中国显然是最大的,16GW中标的容量。虽然预计中标的容量有一半可能没办法在今年进行运行,因为接下来的时间也比较有限,但相信会在中国2020年有29-43GW,到2021年推迟的一些项目也会恢复。

印度的公开招标以及欧洲的招标市场,我们也看到是两大市场,这个结果就是量大,价格下降。这边展示了全球范围光伏项目的竞标电价,大家看到这是这个项目的Y轴和X轴,看到欧洲一般都是40到80,印度比较低,政府现在有比较大的项目,所以说竞标电价下降,印度有2个GW招标,也有3.8GW的项目,所以说和以前的项目相比,本身1个兆瓦时是32.1美元,西班牙公司拿到订单。(声音太嘈杂,听不清)

其实这会影响到配电网和输电,所以说现在我们可以说世界经济面对压力,就需要更多的利用太阳能,但是印度太阳能市场让人乐观。在荷兰最近的SDE,2020年4月份拿到订单,这边规模翻了一番。当时能源部长说从20亿欧元变成40亿欧元,4个GW的规模,能源部长4月份在荷兰讲的。大家看到新的版本里面预算更高,这是一个4GW的大项目,也有政府补贴,这是一个好事,也就是说在荷兰额外增加2个GW。

再看其他国家,西班牙会有2个GW,没有相应的补贴,新冠影响整个电价市场。

西班牙,这是比较典型的故事,每个兆瓦时是10美元,因为新冠冲击,现在变成了40欧元,所以说2023年我们要将基荷电价下调,趋势下降,当然也有一点回升,其实对我们的光伏电厂没有影响。现在我们仍然在西班牙建电站,当然了这会对于项目影响,主要是三个项目,比如说现在有一些风险,如果说新冠肺炎带来更长的经济衰退,我们看到电价还会下降,会保持比较低的水平。

再看美国的屋顶光伏,大家看到这是相应的,这是屋顶光伏项目开发许可的颁布数量,今年年初是1,这是6个洲的表现,这是美国的一个指数,可以看到好的方面,多数的洲开发的许可证到了7月份恢复了,4月份比较低,特别是纽约,因为从4月、5月封城,现在已经开始颁发许可证。加州、德州等等影响不大,恢复比较。屋顶开发许可证颁发数量比较慢,美国消费者信心没有受到新冠的影响,这个市场还是有非常大的弹性。

但是新冠肺炎美国经济还没有停,未来还有不确定性。所有的信息放到一起,未来的市场充满

不确定性，我认为并不是那么差，从 111 或者到 141 个 GW 就会落地，虽然中国之外，其他国家都有疫情，无法用全部的模块或者组件，所以要 2020 年底垂直一体化的单晶 PERC 光伏组件已经低于每瓦 19 美分，因为供大于求，我们发现价格仍有下行压力，市场做的不好的公司可能就会被淘汰。

2020 太阳能多晶硅供应取向

有的说价格已经上升了，价格可能会有紊乱，或者有暂时的困难。这张图供应曲线，大家看到 X 轴是工厂，累积产量，Y 轴是相应的成本。红色是中国!其他是中国之外，这张图告诉我们多晶硅供应量还是非常大的，是 7 美元每公斤，整个全球需求，可能稳定价格在 9 美元以下，效应只影响几个月，所以供应量不用担心。生产商说价格上升了，他们愿意去追风。

光伏市场发展的本质，仍然是强劲的，即便今年有下滑，明年的数字会恢复。这是我的结论，驱动、强劲，虽然有不确定性，但是目标仍然能够达成，可能会受到一定影响，虽然说新冠疫情最终不会影响总体趋势，有证据指出疫情对光伏市场的短期影响并不是彻底负面的，不同地区的屋顶项目的数据显示有正有负。

目前我们追踪光伏市场 120 多个国家，包括很多新兴地区，缅甸、马来西亚等也有新的招标，我们都追踪这些项目。看缅甸、马来西亚今年上半年各自宣布了超过 1GW 的光伏招标，作为对抗疫情损害经济发展颁布的新的政策，尽管有短暂的波动，光伏产品的价格在年度时间仍然会由于制造商的宏观产能过剩和产生的竞争激烈而下跌，虽然看到 2020 年安装量不小，但是可能会有一些生产商破产。

(发言为北极星太阳能光伏网根据速记整理，未经本人审核)

北极星太阳能光伏网 2020-08-10

荷兰研究发现光伏发电制氢的成本最低

荷兰研究人员分析了两种最有前途的太阳能辅助技术来生产绿色氢气，基于氢气的平均成本。他们发现，光伏发电制氢的成本最低，为每公斤 6.22 美元，太阳能与氢气的效率比为 10.9%。

荷兰乌得勒支大学的一个研究小组比较了两种最有前途的太阳能辅助制氢技术：直接将太阳辐射转化为氢气的光电化学(PEC)系统和离网的光伏供电的电解器(PV-E)。

他们在《国际氢能杂志》上发表了他们的研究报告可再生氢生产光电电池和光电电解的技术经济比较。他们的结论是光电化学相对于电解器的潜在技术经济利益是不确定的和有限的。

科学家们通过考虑标准的电解器设计和未来大规模应用的预期的光电化学设计，计算了两种技术的氢(LCOH)的水平成本。

研究人员说：“尽管在过去几年对光电化学技术进行了密集和有前途的研究，但目前还没有一种系统可以投入商用。本论文将分析光电化学设备是否以及在什么条件下能够通过光伏电解太阳能制氢。”

该集团根据投资费用、收入和工厂整个生命周期的成本，贴现到参考日期，计算出技术的最低成本。两个系统的生产速度定为每天 10 吨，而制氢的时间框架为 20 年。

他们在加利福尼亚州的达格特进行了演示，因为那里的日辐照度为每平方米 6.19 千瓦时。安装费用假定为两个系统的资本成本的 20%。

学者们说：“电解器系统的安装需要更多的电缆和电解槽的安装。另一方面，光电化学系统需要更多的管道，此外还要安装压缩机。”

电解器系统的设计目的是通过优化光伏发电机组的规模和电解槽的规模来平衡电解槽的高成本。所演示的电解槽总效率为 10.9%。

对于光电化学系统，研究人员选择了效率为 10%的非集中面板。它基于单液-固结设计，将光电极的一侧浸入电解液中。研究人员说：“太阳能电池板的一部分必须承受电化学反应和腐蚀，而另一部分必须与环境空气接触。”

研究人员表明，电解器系统可以实现每公斤 6.22 美元的 LCOH。他们的结论是，由于规模经济，未来电解槽的系统平衡(BoS)成本可能会再次下降。

研究人员表示：“电解槽的成本比光伏系统的成本要高，如果不优化这两种植物成分的规模，这个差距会更大。”

研究人员还表示，如果 BoS 成本和光伏组件价格再下降 50%，未来 LCOH 可以达到 3.76 美元/公斤。光电化学系统的 LCOH 比光电化学系统高 2 美元，为 8.43 美元/公斤，而光电化学模块几乎占整个系统成本的一半。

微锂电 2020-08-14

阿联酋将建全球最大光伏电站

本报讯 据福布斯新闻网报道，阿联酋水电公司（EWEC）近日宣布，已经完成阿联酋阿布扎比 Al Dhafra 光伏发电项目的招标工作，阿布扎比国家能源公司（TAQA）、法国电力集团（EDF）、中国晶科能源以及另一阿联酋当地企业 Masdar 中标，并签订了长达 30 年的长期电力购买协议（PPA）。

按照规划，该项目选址于阿布扎比市 Al Dhafra 地区，预计占地面积约 20 平方公里，计划在 2022 年第一季度投入商业运营。顺利投产后，Al Dhafra 光伏发电项目将为 16 万户阿布扎比家庭提供电力，每年可减少 240 万吨二氧化碳排放。不过，截至目前，项目相关方并未透露总投资规模。

福布斯新闻网指出，值得注意的是，阿布扎比 Al Dhafra 光伏发电项目头顶两大“桂冠”：一是项目装机规模庞大。据悉，该项目总装机量达 2 吉瓦，是迄今为止世界上装机规模最大的单体光伏电站。二是该项目的发电成本创全球可再生能源发电成本新低。据测算，该项目发电成本仅为 13.5 美元/兆瓦时，低于 2019 年葡萄牙一光伏发电项目创下的 16.44 美元/兆瓦时的纪录。

TAQA 首席执行官 Jasim Husain Thabet 表示：“超大的装机规模和超低的电价证明了从国家层面推动可再生能源产业发展的可行性。Al Dhafra 项目将成为我们能源领域的标杆项目。”

福布斯网站表示，近年来，海湾国家纷纷走上能源转型之路，各国政府大力支持推动可再生能源产业发展，光伏发电更是成为多数国家的第一选择。目前，阿联酋在光伏发电领域的发展已经领先于其他海湾国家，该国正在持续推进大型集中式光伏发电项目。

据了解，阿联酋光伏行业发展历史并不长。资料显示，2017 年以前，阿联酋政府并未针对可再生能源制定过专门的支持政策，可再生能源产业发展十分缓慢。截至 2016 年底，阿联酋光伏发电累计装机规模仅为 42 兆瓦。

2017 年，阿联酋政府发布了“2050 年能源战略”。根据这一战略，到 2050 年，阿联酋可再生能源发电占比将达到 44%。

在上述能源战略的推动下，阿联酋两大酋长国——阿布扎比和迪拜，开始积极建设大型光伏项目，光伏发电装机规模不断增长。

其中，阿布扎比于 2017 年启动了首个由公共事业单位组织建设的光伏发电项目 Abu Dhabi Noor，项目装机规模 1.2 吉瓦，是阿联酋首次实施的大型集中式光伏发电项目。2019 年，该项目顺利并网，贡献了当年阿联酋光伏发电新增装机总量的 92%。

今年，EWEC 又完成了 Al Dhafra 项目的招标，若按期成功并网，阿联酋光伏发电累计装机将突破 3 吉瓦。

不过，英国气候及能源智库 Ember 的数据显示，阿联酋的光伏发电规模仍远落后于全球许多国家和地区。2019 年，阿联酋光伏发电新增装机规模为 1.3 吉瓦；截至 2019 年底，阿联酋可再生能源发电占比仅为 3%。

但市场研究机构 SolarPower Europe 认为，未来 5 年，阿联酋光伏市场发展潜力巨大。据其预计，2020—2024 年，阿联酋光伏发电新增装机规模有望达到 10 吉瓦。

董梓童 中国能源报 2020-08-03

钙钛矿和有机太阳能电池太空首测成功 比硅更轻薄且成本更低

据国际著名学术期刊《焦耳》(Joule)报道,钙钛矿和有机太阳能电池已经被证明是广泛使用的硅基器件的很有前途的替代品,而且现在它们已经首次在太空中进行了测试。慕尼黑技术大学(TUM)的测试结果显示,这些太阳能电池不仅性能良好,而且比目前使用的电池更薄、更轻,甚至可以吸收从地球反射回来的漫反射光。

几十年来,硅一直是太阳能电池的首选材料,而且到目前为止,它所提供的性能都很好。然而,它可能很快将被钙钛矿所取代,钙钛矿在过去十年左右的时间里发展迅速,其效率已经接近硅。

此外,有机太阳能电池是另一个越来越有吸引力的选择。在效率方面,它们可能无法与硅相抗衡,但其优点是更薄,更灵活,批量生产成本也低得多。

据报道,钙钛矿和有机太阳能电池近期首次在太空中进行了测试。在慕尼黑技术大学(TUM)研究人员的一项新研究中,他们将每种类型的太阳能电池的两种型号分别连接到从瑞典北部发射的探空火箭上,该火箭在最高海拔 240 公里(149 英里)的高空进行了一次短时间的亚轨道往返飞行。

结果显示,太阳能电池经受住了发射和飞行的极端条件,并在太空中的 7 分钟内成功地收集了阳光。它们可能没有硅那样高效,但其体积要小得多。而在太空飞行中,尺寸和重量都需要尽可能保持在最低限度。

这项研究的资深作者 Peter Müller-Buschbaum 说:“在这个行业中,重要的不是效率,而是单位重量产生的电能,也就是所谓的比功率。在火箭飞行过程中,这种新型太阳能电池的功率达到每平方米 7 到 14 毫瓦。”

更有趣的是,这些太阳能电池即使在远离太阳的情况下也能吸收能量。它们似乎能够捕捉到从地球表面反射回来的微弱光线,而这是传统的太阳能电池通常无法做到的。

“这是一个很好的暗示,也证实了这种技术可以用于所谓的深空任务,即把它们送到远离太阳的太空中,在那里标准的太阳能电池无法工作。这类技术的未来非常令人兴奋,它们可以被用于未来更多的太空任务。”Müller-Buschbaum 说。

当然,7 分钟的太空测试时间并不长,因此未来研究人员希望在卫星上试验钙钛矿和有机太阳能电池。

黄君芝 财联社 2020-08-14

阿联酋将建首个垃圾+太阳能发电项目

据标普全球普氏报道,阿联酋第三大酋长国沙迦日前宣布,计划建设阿联酋第一座垃圾发电和太阳能发电相结合的电站。

沙迦垃圾管理和可再生能源公司 Beeah 在一份声明中表示,公司计划将一座占地面积 47 公顷的垃圾填埋场进行改造,对填埋的垃圾进行封顶处理,然后在上面安装太阳能光伏板,使该垃圾场成为一座既有垃圾发电,也有太阳能发电的综合电站。

预计该项目完工后,每年不仅可以处理 30 万吨不可回收垃圾,同时还能通过填埋的垃圾和太阳能产生超过 42 兆瓦的电力。

据悉,该项目将由 Beeah 公司和阿布扎比清洁能源公司 Masdar 的合资企业具体实施,将在 2021 年分两个阶段启动。第一阶段先将 27 公顷的垃圾填埋场改造成装机量为 24 兆瓦的太阳能发电场,第二阶段将再改造 20 公顷的垃圾填埋场,安装 16 兆瓦的太阳能发电设施。

据了解,目前阿联酋主要依靠天然气和水力发电,该国正在将可再生能源和核能纳入其能源结构。

仲蕊 中国能源报-中国能源网 2020-08-05

阿联酋将建全球最大光伏电站 做好告别最后一滴石油的准备

阿联酋水电公司近日宣布，已完成全球最大的单体太阳能发电站阿联酋阿布扎比 AIDhafra 光伏发电项目的招标工作，阿布扎比国家能源公司、法国电力集团、中国晶科科技以及另一家阿联酋当地企业中标，并签订了长达 30 年的长期电力购买协议。

阿布扎比国家能源公司首席执行官 JasimHusainThTabet 表示：“超大的装机规模和超低的电价证明了从国家层面推动可再生能源产业发展的可行性，AIDhafra 项目将成为我们能源领域的标杆项目。”

发电量将满足约 16 万户家庭用电需求

AIDhafra 项目建成之后将成为全球最大的单体太阳能发电站。根据阿布扎比能源公司官方估计，项目建成运营后，发电量将可以满足约 16 万户阿联酋家庭的用电需求，并使得阿布扎比的光伏装机总容量提高到约 3.2 吉瓦，每年可以减少超过 360 万吨的碳排放，相当于减少 72 万辆在路上行驶的汽车排放量。

不仅如此，该项目的发电成本还创全球可再生能源发电成本新低。该项目发电成本仅为 13.5 美元/兆瓦时，低于 2019 年葡萄牙一光伏发电项目创下的 16.44 美元/兆瓦时的纪录。

作为阿布扎比 AIDhafra 项目的中标者之一，中国晶科科技与阿联酋水电公司正式签署了为期 30 年的电力收购协议。此前，晶科科技与法国电力公司组成联合体，参与了该项目的竞标，并以 1.35 美分/千瓦时的历史性报价于 2020 年 4 月阿联酋水电公司的公开宣读结果中排名第一。

AIDhafra 项目建成之后，将有利于推进阿布扎比的能源转型和可持续发展；也将是我国“一带一路”倡议下绿色能源领域里程碑式的光伏项目，能够进一步提升中国品牌在国际光伏发电市场的影响力和竞争地位，对整个光伏行业起到技术示范和标杆的作用。

野心勃勃的“2050 能源战略规划”

最近几年，海湾国家纷纷走上能源转型之路，各国政府大力支持推动可再生能源产业发展，光伏发电更是成为多数国家的第一选择。

三年前，阿联酋就已做好与最后一滴石油告别的准备，并开始大力投资太阳能等新能源项目，在全球风光等新能源成本的快速下降过程中起到了先锋作用。

阿联酋石油和天然气储量居于世界前列，加上此前政府大力补贴天然气发电使得电力结构相对单一，天然气发电曾一度占据总电力来源的 97%。为摆脱单一的能源结构，2017 年，阿联酋公布了野心勃勃的“2050 能源战略规划”，到 2050 年能源构成将包括 44%的可再生能源、38%的天然气、12%的清洁燃料及 6%的核电，并且计划投资 1630 亿美元用于可再生能源项目。

在上述能源战略的推动下，阿联酋两大酋长国——阿布扎比和迪拜，开始积极建设大型光伏项目，光伏发电装机规模不断增长。

阿布扎比于 2017 年启动了首个由公共事业单位组织建设的光伏发电项目 Abu Dhabi Noor，项目装机规模 1.2 吉瓦，是阿联酋首次实施的大型集中式光伏发电项目。2019 年，该项目顺利并网，贡献了当年阿联酋光伏发电新增装机总量的 92%。今年，阿联酋水电公司又完成了上述 AIDhafra 项目的招标。

不过，英国气候及能源智库 Ember 的数据显示，阿联酋的光伏发电规模仍远落后于全球许多国家和地区。截至 2019 年底，阿联酋可再生能源发电占比仅为 3%。

但欧洲光伏产业协会认为，未来 5 年，阿联酋光伏市场发展潜力巨大。据其预计，2020—2024 年，阿联酋光伏发电新增装机规模有望达到 10 吉瓦。

阿联酋还将建首个垃圾+太阳能发电项目

阿联酋由多个酋长国组成，其中以迪拜和阿布扎比为核心，光伏发展上也围绕在这两大酋长国身上，未来这两大酋长国的动向和光伏新政值得关注。

但阿联酋第三大酋长国沙迦也不甘示弱，日前宣布，计划建设阿联酋第一座垃圾发电和太阳能发电相结合的电站。

沙迦垃圾管理和可再生能源公司 **Beeah** 在一份声明中表示，公司计划将一座占地面积 47 公顷的垃圾填埋场进行改造，对填埋的垃圾进行封顶处理，然后在上面安装太阳能光伏板，使该垃圾场成为一座既有垃圾发电，也有太阳能发电的综合电站。

预计该项目完工后，每年不仅可以处理 30 万吨不可回收垃圾，还能通过填埋的垃圾和太阳能产生超过 42 兆瓦的电力。

据悉，该项目将由 **Beeah** 公司和阿布扎比清洁能源公司 **Masdar** 的合资企业具体实施，将在 2021 年分两个阶段启动。第一阶段先将 27 公顷的垃圾填埋场改造成装机量为 24 兆瓦的太阳能发电场，第二阶段将再改造 20 公顷的垃圾填埋场，安装 16 兆瓦的太阳能发电设施。

韩晓彤 南网传媒全媒体 2020-08-14

隆基智汇 Pro?5.0 发布 领跑光伏平价新时代

8 月 8 日下午，在第十四届 SNEC 全球光伏展上，西安隆基清洁能源有限公司（以下简称“隆基清洁能源”）正式发布隆基智汇 Pro? 5.0 全生命周期光伏系统解决方案（以下简称“5.0 方案”）。

这是隆基智汇 Pro? 单晶系统解决方案自上线以来的第五次迭代。5.0 方案在 4.0 方案的基础上做了全新优化，技术引领、设备融合、方案设计、项目交付、增值服务等五大方面全方位升级，赋予了隆基智汇 Pro? 5.0 系统效率明显提升的成果，并使光伏电站具有更优的集成表现。

5.0 方案以隆基 Hi-MO5 单晶高效组件为核心。整合行业知名逆变器和支架厂家，通过系统化研究将隆基 Hi-MO5 组件与高强度平单轴支架、智能逆变器等关键设备进行深度技术融合，实现解决方案技术开发、方案设计的全面互通与融合，进而帮助光伏项目实现最优度电成本与最高发电量。

随着光伏发电平价上网加速到来，组件、逆变器等设备成本不断降低，技术成本下降趋势曲线趋缓。水电水利规划设计总院新能源处博士后王烁认为，光伏电站建设的理念发生根本性的变化，低价型的电站逐步退出舞台，以客户需求驱动的电站建设成为主流。行业呼唤技术创新，需要全生命周期的电站解决方案。“通过的一站式的解决方案，为客户提供光伏电站全生命周期服务和价值创造，不断满足客户需求的电站解决方案提供商会依靠其品牌辨识度逐渐脱颖而出。”王烁表示。

在此背景下，隆基清洁能源发布隆基智汇 Pro+5.0 光伏系统解决方案，旨在围绕“以客户为中心、提供卓越服务、超越客户预期”的服务宗旨，针对客户痛点，确保工期及质量，帮助降低运营期成本，提供更优 LCOE 表现，优化项目投资 IRR 数据，提高电站投资企业效益。

中国电力规划发展部总经理章艺认为，光伏产业正在步入一个新的“大”和“智”时代，大组件、更大功率器件、更高电压等级以及更大规模电站。但本质上是通过产品技术发展不断降低系统成本、降低 LCOE 使得光伏在能源行业更具竞争力。同时，行业竞争格局也从“质的提升”向“智的飞跃”转变，通过大数据分析、智能控制、智慧生态能源，实现跨界融合。

中国电力与隆基清洁能源的合作始于 2017 年，在光伏电站投资领域，中国电力是“智的飞跃”的受益者。其中中国电力开发建设国家首批光伏平价示范项目-朝阳 500MW 光伏平价上网项目，隆基清洁能源作为 220MW EPC 总包方，以高效、智能的隆基智汇 Pro?4.0 光伏系统解决方案为载体，将其服务理念体现在项目合作各个方面，最终实现 12.24 的提前并网。在中国电力光伏场区六个标段中，隆基清洁能源承建的标段最先实现并网。

隆基清洁能源拥有全国范围内多类型的实证电站案例，集约海量工程设计数据及系统表现数据，建立了大型平地、一般山地、复杂山地、大型水面等复杂模型数据库及设计仿真，实现系统设备、方案设计与运营表现的全面互通与融合。针对不同应用场景，可选择匹配的最优系统解决方案。

隆基清洁能源董事长张长江表示，经过十多年的发展，光伏成本已经下降了 90% 以上，已经成为最清洁、最经济的能源，未来必将替代传统化石能源。我们的目标就是帮助客户建设友好型电站，让光伏电站的生命周期更长、投资收益更高、具备更优的度电成本。

中国能源网 2020-08-09

风能

GWEC 发布《2020 全球海上风电报告》！2019 年新增 6.1 GW

- 2019 年全球新增海上风电装机 6.1 GW，为历史新高
- 即便有新冠疫情影响，2020 年全球新增海上装机仍有望达到 6.6 GW
- 海上风电将成为世界各国疫情之后经济绿色复苏的重要引擎之一
- 欧洲依然是海上风电装机最多的地区，但亚太市场正在崛起，中国已经在新增装机量上领先，亚洲多个市场在 2030 年之前都会有快速发展
- GWEC 预测到 2030 年全球海上风电将新增装机 205 GW
- 漂浮式海上风电在 2030 年之前将全面实现商业化

比利时布鲁塞尔，2020 年 8 月 5 日：全球风能理事会(GWEC)在最新发布的海上风电报告中预测，到 2030 年，全球海上风电装机量将从现在的 29.1 GW 升至 234 GW，亚太地区会成为最重要的市场，而欧洲依然能保持强劲的增长势头。

GWEC 的这份《2020 全球海上风电报告》包含最新的数据和市场预测，全面分析了全球海上风电产业，并对新兴市场的情况做了介绍，同时展望了 2030 年全球海上风电市场的态势。报告中还有多个案例分析，主题包括扶持政策、产业发展及创造就业、海上风电并网、成本降低、供应链、健康与安全等。

《报告》称，在 2020 年上半年，中国海上风电新增装机容量达到亚洲海上风电新增装机容量的 70%以上。《报告》预测，由于亚太地区的指数级增长和欧洲地区的持续强劲增长，到 2030 年，全球海上风电装机容量将从 2019 年底的 29.1GW 激增至 234GW 以上。届时，预计中国将超过英国，成为世界海上风电累计装机容量最大的国家。

在疫情影响方面，《报告》认为新冠肺炎疫情影响到了风电供应链和项目建设的速度。疫情爆发后进行预计的 2020 年风电装机规模比疫情爆发前预测的低 19%。同时，《报告》认为，由于疫情的延误，2021 年风电装机规模将形成反弹。

在装机规模方面，报告称，2019 年全球海上风电新增装机量 6.1GW，全球累计安装量达到 29.1GW。2019 年中国的新增装机量连续第二年位居全球第一，达到创纪录的 2.4GW。英国和德国紧随其后，分别是 1.8GW 和 1.1GW。2019 年的累计装机容量方面，英国依然保持最高(9.7GW)，紧随其后的是德国(7.5GW)、中国(6.8GW，不包括中国台湾地区统计数据)和丹麦(1.7GW)。

在海上风电市场增速方面，自 2013 年以来，全球海上风电市场平均每年增长 24%。截至 2019 年底，欧洲仍是最大的海上风电市场，占全球总风电装机量的 75%。未来，该地区仍是全球海上风电产业增长的焦点，将在英国、荷兰、法国、德国、丹麦、波兰等国引领下达成 2050 年雄心勃勃的 450GW 装机目标。

在海上风电降本方面，2019 年 9 月公布的英国第三轮 CID 分配结果显示执行价创历史新低，比 2017 年拍卖价格低约 30%。在荷兰，Vattenfall 在 2019 年 7 月获得了总发电量为 760 兆瓦的海上风电项目开发资格，且电价仅为市场电价，无电价补贴。这些结果都证明了海上风电可以通过技术创新来降本增效。过去十年，海上风电成本下降了 50%。

在中国海上风电市场发展方面，《报告》认为，目前中国沿海省份燃煤电厂发电价格在 0.39-0.45 元/Wh 之间，至少比目前的海上风电价格低 30%，海上风电需要进一步降低度电成本。海上风电的国补退坡可能会迫使风电项目“抢装”，比预期更早实现并网。

在海上风电机组单机规模上，《报告》认为，大兆瓦机组是海上风电机组发展的必然方向。2020 年，海上风电机组平均单机规模为 6.5MW；2025 年海上风电机组平均单机规模将达到 10~12MW。国内外风电整机商都在竞相打造大兆瓦风电机组。目前，国外实际装机单机最大规模风电机组生产商

为通用电气(12MW), 尚未实际装机单机最大规模风电机组生产商为西门子歌美飒(14MW);国内实际装机单机最大规模风电机组生产商为东方电气(10MW), 尚未实际装机单机最大规模风电机组生产商为明阳智能(11MW);在海上风电机组风机驱动方式上,《报告》称, 在国外高速齿轮传动风机市场, Senvion 是目前的王者, 单机规模达到 6MW;在中速齿轮传动风机市场和浮式海上风机市场, 三菱—维斯塔斯单机规模分别达到 10MW 和 8MW;在直驱风机市场, 西门子歌美飒 14-15MW 风电机组傲视群雄。

在国内高速齿轮传动风机市场, 虽然华锐风电和联合动力的单机规模较大(6MW), 但已经推出接近 8 年, 在 LCOE 竞争上处于劣势;最新的高速齿轮传动风机由远景能源提供;在中速齿轮传动风机市场中, 明阳智能的 8MW 风电机组已经实装, 10MW 和 11MW 风电机组已经发布;在直驱风机市场中, 东方电气 10MW 风电机组已经实装。

中国能源网全球风能理事会 GWEC 2020-08-07

GE 在华第二座陆上风电生产基地投产

通用电气(下称 GE)在国内的第二座陆上风机工厂投产, 将生产为中国市场定制的低风速风电机组。

8 月 6 日, GE 宣布其位于河南省濮阳市的亚太低风速生产基地竣工, 首台风电机组也在今天正式下线。

GE 的这座新工厂位于濮阳市下辖的濮阳县, 占地三万平方米, 相当于四个足球场大小。该项目于去年 9 月动工建设, 是 GE 在全球的第六座陆上风电工厂, 也是公司在国内的第二座陆上风电生产基地。

GE 称, 濮阳基地将生产 2.5-132 机型风电机组, 这是公司专门针对中国低风速风况环境而设计的陆上风电机组。该机型隶属于 GE 的 2MW 风电机组平台, 濮阳基地的年产量预计将达到 200-300 台。

GE 在中国的首座陆上风机生产基地位于沈阳, 建成于 2005 年, 目前的风机年产能为 1200 台。

去年, GE 在国内赢得了 1215 MW 的陆上风机订单, 其中包括数笔 2.5-132 风机合同, 涵盖中国华能集团有限公司(下称华能集团)位于河南省、深圳能源集团股份有限公司位于江苏省的多个风电场。这些风电项目均预计在今年完工。

其中, GE 将向华能集团位于河南濮阳的 715MW 风电场, 供应 286 台 2.5-132 风电机组, 这是该公司在亚洲获得的最大规模单笔风机订单。

濮阳风电生产基地竣工的同时, GE 还宣布与河南省升级战略合作, 并签署了二期投资合作协议。

GE 将适时追加投资, 升级濮阳生产基地的低风速风机生产线, 并建设包括风电工程应用中心、风电数字化服务中心、风电培训中心和风机运行维护中心在内的设施。

过去一年, GE 在中国风电市场动作连连。去年 11 月, 该公司位于广东省揭阳市的海上风电机组总装基地动工, 这是其在亚洲的首个海上风机总装基地。

这座基地预计 2021 年建成投产, 并在下半年开始组装生产制造 Haliade-X 12 MW 海上风电机组。该机型是 GE 目前功率最大的海上风机, 也是当下全球单机容量最大的海上风电机组。

去年 11 月, 时任 GE 国际业务总裁兼首席执行官段小纓告诉界面新闻, GE 在广东生产的风机直接步入大功率的 12MW 机型, 是看准了中国对于海上风电的大手笔规划。

根据彭博新能源财经统计, GE 是全球排名第四的风机制造商, 其去年风电新增装机量为 7.37 GW, 市场份额约为 12%, 仅次于维斯塔斯、西门子歌美飒和金风科技(002202.SZ)。

但在中国风电市场上, GE 并未出现在排名前十的主机厂商名单中。去年 GE 在国内的风机市场占有率不到 1%。

界面新闻 2020-08-07

中国正成为离岸风力发电“领头羊”

全球风能理事会指出，全球离岸风力发电总生产能力在 2030 年前将达到 234 吉瓦，其中超过五分之一将由中国贡献。

风能目前在全球的应用范围尚没有太阳能那么广。去年，全球太阳能发电总量达到 580 吉瓦。与之相比，风力发电总量为 430 吉瓦。风能利用起来不像太阳能那么方便，因为风的方向和大小在一天之内就可能发生很大改变。不过，全球风能理事会认为，离岸风力发电可能是一条新出路。离岸风力发电较为环保，是相对较新的方向，很有前景。风力发动机装在离岸不远的海底。沿岸的海风不那么急剧，却一直较为强劲，这能保证发电机稳定运转。

目前，全球离岸风力发电总量达 29 吉瓦。与此同时，75% 的电量向欧洲供应。英国在这方面领先，发电总量 9.7 吉瓦；排在之后的是德国(7.5 吉瓦)和中国(6.8 吉瓦)。未来 10 年，按照全球风能理事会预测，风力发电的格局将发生巨大变化。中国离岸风力发电产能增长最快，去年发电总量为 2.4 吉瓦。与此同时，英国的离岸风力发电总量为 1.8 吉瓦，德国为 1.1 吉瓦。如果一切照现在的速度发展，到 2030 年，中国将占有离岸风力发电总量的超过五分之一--52 吉瓦，而全球离岸风力发电总量将增长 7 倍多。

全球风能理事会报告的撰写者认为，每增加 1 吉瓦离岸风力发电，能减少 350 万吨二氧化碳排放。对中国来说，这一领域的发展颇具前景。中国是《巴黎协定》缔约国，承诺将在 2030 年之前实现二氧化碳排放量达峰。此外，中国提出非化石能源占一次能源消费比重提高到 20% 的目标。按计划，碳强度(单位 GDP 二氧化碳排放量)也将在 2005 年的基础上降低 60%-65%。中国人民大学国家发展与战略研究院副院长、国际能源与环境战略研究中心主任许勤华表示，目前煤主导着中国的能源平衡，中国是一个发展中国家，并不谋求做“脱碳领域”的绝对领导者，但愿意积极参与这一过程，风力发电和太阳能发电都是中国的优先发展方向。

许勤华称：“中国从未表明要领导全球‘脱碳’进程，只是在积极地参与其中而已。中国作为发展中国家，考虑到当前的能源结构、资源禀赋、人口数量以及工业化水平，我们的‘脱碳’和绿色能源发展需要赋予发展中国家的定义和内涵，首先需要解决的是国家和人民的需求。同时随着全球气候的变化，‘脱碳’也是全世界都必须努力解决的问题，因此中国肯定会与发达经济体通力合作，尽全力呼吁占全世界最大比例的发展中经济体走出一条具有发展中国家国情特点的“脱碳”道路和技术路线。毫无疑问风力发电是我国非常有希望的绿色能源发展方向。当前我国可再生能源主要集中在太阳能和风力两方面，其中光伏发电以分布式为主，而风力发电则更为集中，二者缺一不可，都是中国最重要的可再生能源的种类。”

即使中国无法在 2025 年前实现碳中和并成为“脱碳领域”领袖，也能借助增加生产必要产品的规模成为全球风能发展的主要驱动力。在太阳能领域情况也是如此，仅仅 15 年前，太阳能还是热心环保人士的娇宠。2008 年经济危机期间，为避免经济硬着陆，中国投资扩大产能，也增加了太阳能电板的产能。结果，这一领域产能过剩，中国太阳能光伏发电容量可达 130 吉瓦，排行世界第一。另外，全球三分之二的太阳能电板产自中国。按国际可再生能源署计算，中国依靠量产，仅用 10 年将太阳能电板的价格降低了 90% 以上。

离岸风力发电可能也将面临同样的情况。当前的危机可能再次影响绿色能源。中国政府为支持经济决定对“新基建”大力投资，主要指的是建设 5G 和数据中心，发展物联网和工业互联网、智慧城市、绿色能源，以及旧产业生态升级。如果中国遇到亟需保住足够数量工作岗位的局面，离岸风力发电可以提供很大的帮助。按照全球风能理事会计算，未来 10 年离岸风力发电能创造至少 90 万个新岗位。

澎湃新闻 2020-08-10

德国利用海上风能生产绿色氢

作为 Reallabor(真实实验室)框架下德国第一个大规模氢项目，合作伙伴获得了德国联邦经济和能源部的资金确认。

西库斯特(Westküste)100 项目的目标是研究和开发一种方法，利用海上风能生产绿色氢，并利用产生的余热和氧气。该项目的目的是使工业流程、航空、建筑和供暖在未来更加可持续。

执行副总裁兼首席执行官马丁说，“西库斯特 100 是我们的第三个氢项目，也是我们在德国的第一个有资格获得公共资助的氢项目，我们对以可再生氢为基础的清洁替代能源支持重工业和重型运输的前景感到非常兴奋”。

该项目总预算为 8900 万欧元。从 2020 年 8 月 1 日开始，该项目的批准资金为 3000 万欧元。

“这个项目是独特的，因为它使用海上风能大规模生产氢。只有海上风力能够提供这样一个可靠的再生的绿色能源来源电解，”常务董事 Volker Malmen 在德国说。

“这就要求可再生能源和海上风能的发展与氢气生产需求的增长保持平衡。”我们相信，可再生氢是工业部门脱碳的关键。西库斯特 100 项目是我们努力在可再生氢能源方面的基石，就像我们在海上风能方面所做的那样，我们要创造一个完全依靠绿色能源运行的世界。”

新成立的合资企业，“H2 Westkuste GmbH”，法国电力公司(EDF)组成的德国，海德炼油厂和，打算建立一个 30 兆瓦电解槽。

这可以从海上风能生产绿色氢气，并提供电厂运行、维护、控制和电网服务方面的信息。

此外，还将测试氢的管道运输以及海德周围现有和新建基础设施中氢的使用情况。

该联盟还将启动一项工作，以发展大规模部门耦合的愿景，包括将一个 700 兆瓦的电解槽系统变成一个具体项目。合作伙伴说，这将需要大量的研发和工程努力。(赵斌 摘译自 世界天然气)

中国石化新闻网 2020-08-06

未来将接入 60GW 容量风电场！全国首个省级海上风电大数据中心平台开工建设

北极星风力发电网讯:海上风电作为全球风电发展的最新前沿，大力开发海上风电资源，加快推进海上风电建设，不仅可以带动海洋经济和装备制造业发展，更是保障能源安全、增加能源供应、优化能源结构、促进节能减排、应对气候变化、推动低碳经济发展的重大举措。

但与陆地风电相比，海上风电不论在管理上，还是技术方面，都呈现出新的特点和问题。海上风电建设面临着投资成本高、海上运维风险高、设备故障率高、运维管理弱、抗风险能力低等技术和商业风险。

基于上述目的，广东省海上风电大数据中心，在建立产业标准化、统一数据中心的基础上，为海上风电智慧运维与政府监管提供相应的技术支撑。

搭建海上风电大数据平台，围绕着“一平台，两服务”的设计宗旨，通过一个大数据平台将海上风电涉及的规划数据、建设数据、工程信息、风机、升压站、气象数据、海事船舶数据、海缆、塔基、雷达、海洋监测等各种数据采集并实现集中存储。

通过数据服务平台为海上风电相关各方提供共享的数据融合服务，涉及到海上风电建设和运维的生态各方，如投资方、运维方、设备厂家、建设方、业主、气象局、海事局、地方政府、海洋局等多方，为他们提供共享的数据服务。

按照本项目规划，未来将接入 6000 万千瓦的容量的风电场，预计 200 个风电场。设备数据点容量巨大，一年预估数据总容量接近 20PB；除了风机、升压站的大量实时数据，海缆、结构监测、测风塔、气象、雷达、船舶等系统采集测点也将近 50 万点。同时，本次项目涉及的接入子系统非常多，设备类型众多，包括了：风机、电气设备、海缆、结构监测、测风塔、雷达、气象水文监测设备、海洋生物监测等各种类型设备。



中能远景是本次项目的建设方，通过自主研发的 CloudLinX 工业互联网及大数据平台为本项目提供基础的工业大数据处理能力。CloudLinX 工业互联网及大数据平台具备分布式大容量并发处理数据能力，采用实时推送的技术架构，实现实时数据的即时应用；同时针对工业大数据的实时流数据特点，实现海量数据的流式处理，海量数据的分布式存储。目前在电力新能源、环保、军工、工业制造行业等多个领域均有多个成功应用案例。

广东省海上风电大数据中心介绍：

2017年11月28日，中国首个省级海上风电大数据平台——广东省海上风电大数据中心在中国能建广东院举行建设方案发布会暨揭牌仪式，标志着中心正式启动建设。广东省海上风电大数据中心是经广东省发改委批准、在中国能建广东院设立的公益性机构，为广东省海上风电开发建设运营提供有力的数据支撑，为安全生产等行业监管提供有信服力、有价值的决策依据，对降低项目建设运维风险、提升海上风电全产业链发展水平、加快地方经济可持续健康发展起到重要的促进作用。

海上风电作为新兴战略性新兴产业，广东省政府把发展海上风电作为可再生能源开发利用的重要方向。广东发改委、广东海洋与渔业厅联合发布的《广东省海洋经济发展“十三五”规划》指出，要围绕海上风电、海洋能技术研发，重点支持海洋风能和波浪能等新能源开发。积极发展海上风电，到2020年，海上风电力争建设投产100万千瓦以上。

数字能源 2020-08-10

陆上风电迎来 4MW+时代

本报讯在平价政策的催化下，陆上风电正迎来 4MW+时代。

不久前，国家电投 1.4GW 风电大基地项目发布招标公告。此次招标分为 6 个标段，风机交货时间为 2021 年 5-8 月，2021 年 12 月底前投产，且要求单机容量 3MW 以上。

如此大规模的招标无论花落谁家，都毫无疑问地会巩固该企业在平价之后的市场地位。当前，仅存的 29 家中国本土整机商中，12 家参与了该项目的竞标。值得关注的是，除去中车株洲所投标的风机单机功率是 3.6MW 外，其他 11 家整机商风机的单机功率均在 4.5MW 及以上。

事实上，选用 4MW+风机已成为平价风电项目的趋势。

在 4MW 风机被整机商视为平价法宝之前，2MW—2.5MW 机型是中国风电市场最具统治力的风机。据中国第一大整机商金风科技 2019 年财报显示，其 2.0S 和 2.5S 型号的风机销售台数高达 3195 台，二者销售台数占据总销售台数的 90.5%。

从 2010 年首台 2MW 风机下线开始，该型号风机统治中国风电市场接近 10 年之久，而 3MW 风机的大规模商用则始于 2017 年左右，但仅仅不到三年时间，随着“单机功率不低于 3MW”招标要求的频繁出现，可以预见，在不久的将来，3MW 风机亦难满足市场需求。

目前，接近一半的整机商已经具备了 4MW+风机的生产能力，而且正在研发更大容量的机型。

不过，大风机仍面临一些阻碍。首先，大兆瓦风机配套的大叶片现阶段产能不足。4MW+风机需要配套长 76 米、叶轮直径 155-156 左右的叶片，在市场上属于新一代的产品，供应链并未稳定，产能并不充足。

其次，缺乏与 4MW+风机配套的安装条件。如果 4MW+风机配套 120m 以上的塔筒，那么，目前通用的 600 吨级别的履带吊车或者 1000 吨的地面汽车起重机均满足不了力矩要求。

最后，在运输方面亦有障碍。三北部分山区风电场路况艰险，吊车上山会存在一定困难。

罗玲艳 中国能源报 2020-08-12

风能已成为美国排名第一可再生能源

据风能专委会 CWEA 发布信息显示，在经历了十年的快速增长之后，2019 年风能已成为美国排名第一的可再生能源。2019 年美国新增风电装机 9.1GW，仅次于中国。

到 2019 年底，美国有近 6 万台风电机组在 41 个州和两个地区运行，在运风电总装机容量超过 100GW，达 105.5GW，足以为 3200 万美国家庭供电。

随着各州宣布超过 25GW 的海上风电目标，美国海上风电继续保持增长势头。2019 年将新目标调整为超过 16GW 甚至达 18GW，并计划到 2026 年有 9GW 的海上风电并网。

风能也正在创造越来越多的就业岗位，风能技术人员是美国增长第二快的工作。

美国风能产业直接雇佣了 12 万名美国人，分布在 50 个州。根据美国劳工统计局的数据，风力发电机组技术人员、风电场建设和维护工人是美国增长速度第二快的职业。截至 2019 年，美国 43 个州有 530 多家工厂生产风电机组部件，雇佣了 26000 多人。风能给美国农村带来了大量的投资，99% 的风电项目都在农村。仅在 2019 年，风电项目就支付了超过 9 亿美元的州和地方税。

处于计划中的风能项目接近历史最高水平，而海上风电有望在美国疫情后经济复苏中发挥重要作用，在十年内创造 83000 个就业机会。

此外，一些大型企业去年购买了创纪录的风电，已经占到了美国所有在运营风电的 10%。沃尔玛、通用、百威和麦当劳等财富 500 强公司都在努力实现可持续发展目标并提高盈利能力，都在拥抱风电，购买风电为旗下商店、工厂和数据中心供电的不再只是一种趋势，而已成为这些公司开展业务的新常态。

电缆网 2020-08-14

氢能、燃料电池

“储运难”掣肘氢能大发展

“氢的体积能量密度最低，因为很轻，将其作为能源载体的最难点是氢的储运。”中国工程院院士衣宝廉称。

“氢能利用的经济性问题是能够解决的，关键是运氢环节如何降低成本。”中国工程院院士干勇表示。

“我国拥有丰富的氢源基础，制氢技术完全可支撑氢能中远期发展，但包括储存与输送设施在内的氢能基础设施发展滞后，且现有方式的储运成本和碳排放对运输距离、供应量较为敏感，亟待开展大规模制氢、储氢和输配工程示范。”中国工程院院士彭苏萍说。

在近日中国石化举办的氢能发展战略研讨会上，多位专家一致认为，“储运”环节已成为氢能商业化应用亟待突破的“瓶颈”。

现行储运方式皆有短板

有预测显示，到 2050 年，氢能将在我国终端能源体系占比 10%，对应用量在 1 亿吨左右。随着制氢技术不断成熟，未来供应不再是问题。相比之下，如何把分散的氢气安全高效配送至应用端仍有待突破。

北京低碳清洁能源研究院新能源中心助理主任何广利说，按照政策要求，制氢和加氢环节必须严格分离。现阶段，我国暂不允许在加氢站内直接制氢，储运是必经环节。“氢气的储存和运输不分家，前一步怎么储，决定后一步怎么运。”

记者了解到，氢气具有燃点低、爆炸区间范围宽及扩散系数大等特性，长期被作为危化品进行管理。目前，储运主要分为气态、液态及固体三种形式。

从技术成熟度来看，高压气态储氢最为常用。与之对应的运输方式，包括长管拖车和管道两种。“我国已有加氢站也是普遍采用这种方式，在常温下可快速充放氢，但一个致命弱点，就是储氢量低。此外，这种方式对高压储氢瓶技术要求高，可能存在安全隐患。”北京海德利森科技有限公司总经理巩宁峰称。

另外两种方式同样各有利弊。据巩宁峰介绍，低温液态储氢是全球研发重点，具有储氢密度高等特点，可减少车辆运输频次、提高加氢站单站供应能量。但在我国，受到法规标准所限，该方式目前仅用于航天服务，尚无民用液氢输送案例。

固体储氢则是以金属氧化物、纳米材料等作为载体，通过化学和物理吸附的方式实现存储，作为运氢装置也具备较大潜力。“该方式能有效克服气态、液态储运的不足，但仍处于攻克阶段，对储氢材料、储罐结构等有着很高要求。”巩宁峰称。

经济性是最大瓶颈

“目前，主流储运方式还难以实现长距离、大规模的经济运输，要实现明显的降成本目标也非易事。”何广利进一步表示，除技术层面各有制约，经济性是不同方式面临的共同难题。

巩宁峰举例称，表面上看，低温液体方式让储运变得简单，可解决长距离、大规模运输难题，但要把气态的氢变为液态，每液化 1 千克氢气将消耗 4-10 千瓦时电量，在现有条件下转化成本偏高。为保证稳定储存，该方式还需配备特殊容器，满足抗冻、抗压、严格绝热等要求。容器制造难度大，导致成本高昂。再如，近期备受追捧的有机液体储氢，与石油产品储存方式相似，具备安全稳定、载氢量大等优势。但因技术操作条件苛刻、装置配备要求较高，储运费用依然下不来。

“运输环节省钱了，制造液氢的代价却比较高。液氢有其优势，但也要看到综合成本并不算低。”国际氢能协会副主席、清华大学教授毛宗强表示，未来，氢能应用技术、安全性能等方面不存在大的问题，影响储运环节的最大瓶颈就是经济性。

受此影响，我国目前的氢能示范应用主要围绕工业副产氢和可再生能源制氢产地附近布局，运输半径小于 200 公里，储运以高压气态方式为主。“在 200 公里范围以内，采用鱼雷车每天运送 10 吨氢气，包括压缩、设备折旧等费用在内，每千克运氢成本在 2-3 元，相对较低。”衣宝廉称。

根据中国氢能联盟发布的《中国氢能源及燃料电池产业白皮书（2019 年版）》（下称《白皮书》），长管拖车、固体储运成本可观，经济距离却不超过 150 公里；液态储运经济距离大于 200 公里，成本在所有方式中最高；管道运输成本最低，经济距离超过 500 公里。“管道输氢量大、能耗小，但建设管道一次性投资大。”《白皮书》称，相比欧洲已有 1598 公里输氢管道，我国目前仅有管道约 100 公里。

拓展更多储运思路

在何广利看来，实现经济储运的大前提是提升应用规模。“氢能绝不单单供给燃料汽车使用，仅针对一两个加氢站的流量，固定投资肯定下不来。反过来，规模上来了，才能分摊基础设施等投入，让储运环节具备降成本的基础。”

同时，不同储运方式各有应用场景。何广利称，结合用能需求、供应网络、技术发展等形势，未来不会局限于某一特定模式，而将形成一个综合供氢网络，不同路线对应的储运方式不同，成本也有差别。“至少目前，没有哪种方式占了绝对优势，或者说以后一定要走哪条路。关键是从全生命周期进行考评，找准真正适用的储运路线。”

《白皮书》预测，氢能储运将按“低压到高压”“气态到多相态”的方向发展。以 2036-2050 年远期发展来看，高密度、高安全储氢将成为现实，届时建成完备的氢能管网，并出台固态、有机液态等储运标准及管道输配标准作为配套。

结合实际，衣宝廉提出利用天然气管网长距离输氢的思路，利用已有管网，把氢和天然气一起运到各地。在有需要的地方，采用管道里的天然气制氢，再根据用户需求进行净化。“建议尽快明确用天然气管网输氢的标准规范。弄清楚加入氢之后，输气管网可能发生哪些变化、有何影响。”

中国工程院院士倪维斗认为，甲醇是一个很好的载氢体，可借此形成氢能供应及输配网络，用作氢能经济的基础。“长距离输送甲醇再重整制氢，比直接输氢更有优点。因为甲醇在常温常压下是液体，用同样的管道输送比输氢的能量总量大 1000 倍，还可避免输氢易爆炸、易漏气等安全问题。”

何广利也称，不同于一次能源，在哪里发现、就从哪里运出，氢能作为二次能源，只有原料地，而没有储藏地一说，实际给储运带来更多选择。“到底是在原料地制取、运输，还是把原料运出后制取，或制成某种中间体，再运出、制取？就好像直接输电还是先运煤再发电，不同方式将带来完全不同的效果。但目前，讨论更多局限在‘先制氢再运输’，对此还要进一步科学论证。”

本报记者 朱妍 中国能源报 2020-08-03

“弃能”变“氢能” 助力可再生能源资源富集区经济发展

在日前闭幕的 SNEC(2020)国际储能和氢能及燃料电池工程技术大会暨展览会上，中国工程院院士、中国可再生能源学会理事长谭天伟指出，我们目前正处于氢能发展的风口，氢能的平稳健康发展，将在能源结构调整、提高可再生能源使用效率、节能减排方面，发挥越来越重要的作用。

氢能被视为“21 世纪的终极能源”，其开发与利用已成为新一轮世界能源变革的重要方向，在全球日益受到关注。其中，被称作“绿氢”的可再生能源制氢，由于制备过程实现了“零碳排放”，符合世界发展潮流，也得到业界广泛的认可。通过技术研发促进“绿氢”成本的下降，并推动全产业链的突破，是全球氢产业发展的共同愿景。

绿色氢能前景广阔

“目前，氢能已经从研究开始进入商业化应用阶段，”据谭天伟介绍，氢能发展已受到全球主要国家的高度重视，日本、韩国、欧盟已先后制定了国家氢能战略，一方面，对氢能及燃料电池的研发给予特别的经费支持；另一方面，也为氢能的基础设施建设和燃料电池汽车的商业化应用提供了多种

政策支持。

谭天伟指出，我国一直大力支持氢能发展，在“十三五”国家战略性新兴产业发展规划中，就把氢能作为能源科技创新的重要方向，今年，《中华人民共和国能源法》明确将氢能列入能源体系。在国家政策引导下，国内多省市加快了氢能产业布局步伐，截至 2019 年 12 月，已有 16 个省市，33 个城市发布了氢能燃料电池产业相关规划或政策。

“我国可再生能源电解水制绿氢潜力巨大。”国家有色金属新能源材料与制品工程技术研究中心主任蒋利军表示，近年来，实行电力交易制和配额制后，由于波动性造成的“弃电”得到了有效控制，但与此同时，由于输电能力限制所造成可再生能源资源得不到有效开发的“弃能”现象更应得到关注。他表示，通过高效电解水制氢和氢的低成本储运，可以打通另一条有效开发可再生能源的途径，变“弃能”为“氢能”，推动可再生能源资源富集地区的社会经济发展。

绿氢是实现高比例可再生能源的重要支撑，也是实现交通运输、发电、建筑等领域高度深度脱碳的最佳选择。“通过提供一种长期的能源存储方法，氢可以实现可再生电能可在能源系统的大规模集成。”联合国开发计划署能源环境项目主任张卫东指出，氢能在能源转型中扮演的角色，能够实现能源体系从骨干到终端应用的脱碳。

尤其是交通运输领域的“去碳化”，氢能发挥的作用更为明显。在张卫东看来，当前全球的交通运输行业几乎完全依赖于化石燃料，并贡献了 20% 以上的二氧化碳排放，而氢动力车辆以其高性能和快充便利性，将能够补充动力电池汽车缺陷，并实现交通运输行业的广泛脱碳。

对于氢能参与交通领域的变革，中国科学院院士、清华大学教授欧阳明高近日指出，面向汽车应用的氢能战略应聚焦绿氢。他表示，燃料电池汽车合理性取决于氢能，氢能的合理性取决于可再生能源转型中大规模能量储存与多元化利用需求，主攻绿氢既突出重点又简化问题，10% 的可再生能源弃电可以满足 2025 年燃料电池车用氢需求，50% 的弃电可以满足 2035 年燃料电池汽车用氢需求。

绿氢成本下降可期

发展可再生能源制氢，是解决可再生能源发展瓶颈的重要方向，通过“氢储能”的开发，可以有效应对太阳能光伏、风能发电的间歇性和消纳问题，与此同时，我国可再生能源资源十分丰富，可以为氢能制备提供了充足的能量来源。随着可再生能源发电成本的大幅度降低，“绿氢”将逐渐成为主流。

蒋利军表示，目前，可再生能源制氢成本约为 6 美元/千克，当这一成本降至 2.6 美元/千克时，就可以拥有竞争力。他预计，在 5-10 年内，可再生氢平均成本可以降低至约 2-3 美元/千克，在条件最优地区将达到 1-1.5 美元/千克左右，和当前煤制氢成本相当。

其中，由于光伏技术的不断提升和光伏发电成本的持续下降，光伏制氢被给予厚望。中国科学院院士、中国电力科学研究院名誉院长周孝信指出，氢和电力的关系十分紧密，通过可再生能源大规模制氢，氢能未来将成为能源系统中的重要组成部分。他表示，只需将光伏度电成本降到 1 毛钱，绿氢就可以代替煤制氢。

“太阳能光伏制氢是非常有前景的，”周孝信进一步介绍，目前，煤制氢成本约为 1 元/立方米，天然气制氢成本约 2 元/立方米，当光伏电价为 0.34 元/kWh 时，光伏制氢成本就能达到 2 元/立方米，与天然气制氢持平，如果使用光伏电价达到 0.1 元/kWh，制氢成本甚至可以低于煤制氢。

根据 IHS Markit 近期的一项分析，十年内，可再生能源制氢将拥有成本竞争力。该机构指出，自 2015 年以来，生产绿氢的成本已经下降了 50%，到 2025 年，得益于规模扩大和标准化生产，绿氢成本将继续下降 30%；到 2030 年，通过可再生能源电解水制氢，绿氢将比天然气更具成本优势。

“世界氢能成本的降低，一定要看中国。”张卫东表示，在全球可再生能源的发展历程中，中国使光伏成本降低了 90% 以上，使风能成本降低了 80% 以上，如今，中国氢能和燃料电池产业的兴起，正在决定性地推动着全球氢能产业的发展。

全产业链亟需突破

近年来，我国氢能产业得到快速发展，截至 2019 年底，国内氢燃料电池汽车保有量达到 6000 余辆，累计建成加氢站已有 60 座，不过，到目前为止，氢能发展仍处于起步阶段，亟需全产业链的突破。对此，谭天伟指出，创新是推动氢能产业发展的重要动力，不同学科之间的交叉，不同技术的集成，是促进氢能尽快产业化的关键。

蒋利军表示，经过多年发展，我国已经建立了以灰氢为主要氢源，以高压氢为主要运输载体，以燃料电池汽车为主要应用场景的氢能产业链。这一产业链具有良好的氢气工业基础，制储氢技术成熟度较高，且延续了纯电动汽车的政策和投资热度。

但与此同时，产业链目前也存在着诸多问题。蒋利军指出，灰氢依然存在着环境污染和二氧化碳排放问题，与发展氢能初衷仍有差距，应向蓝氢和绿氢方向发展；高压氢存在着较大的安全隐患和较高的能耗；燃料电池汽车仅是氢能应用的一部分，还应扩大再发电、建筑和工业上的应用。他表示，未来要构建以绿氢为氢源，以低压氢为主要储运载体，多应用场景的氢能产业链。

“氢能是新能源技术体系的组成部分。”欧阳明高认为，当前，氢燃料电池技术取得了一定程度的突破，但是氢能产业还没有完全突破，未来需要全产业链走向成熟。其中，氢能储能成本低，和储电互补，且运储方式灵活，是集中式可再生能源大规模、长周期储存的最佳途径。

对此，张卫东表示，制约氢能汽车发展的瓶颈并不是氢燃料电池，整个产业链的创新迫在眉睫。他指出，“氢能技术落后于燃料电池技术，因为成本偏高，效率偏低，需要全方位革新。”他预计，未来需要 10 年，才能让新一代的高效低成本制氢、运氢、储氢技术实现完全成熟。

吴昊 张小宝 能源发展与政策 2020-08-14

俄罗斯全速布局氢能产业

“我们当然在考虑氢能产业发展，并将在实践中摸索前进。”俄罗斯总统普京曾在 2017 年的“俄罗斯能源周”论坛上公开表示。两年多以来，俄罗斯一直朝着这个方向努力。眼下，俄罗斯初步确定了氢能产业发展战略，参与氢能试点项目的首批企业名单也已出炉，最早年底将公布具体发展路线图，同时有望于明年出台相关支持政策和鼓励机制。

能源巨头牵头“试水”

俄罗斯政府日前发布“氢能经济政府计划”，确定俄罗斯天然气巨头俄气（Gazprom）、俄罗斯国家原子能公司（Rosatom）为推进氢气开发和利用的“排头兵”。俄气将从 2021 年开始建造并测试以甲烷制氢为动力的涡轮机，2024 年开始生产氢气并研究氢气作为燃料的不同应用，包括燃气锅炉、燃气轮机、车用燃料等。

《今日俄罗斯》报道称，俄气计划明年开发和测试一台氢气轮机，德国制造业巨头西门子将为俄气的氢气轮机研发测试提供帮助。此外，俄气还正和德国公用事业公司 Uniper 讨论使用甲醇对氢能进行存储和利用的前景。

据了解，西门子去年初就公布了氢气发展路线图，计划到 2030 年将燃气轮机的燃氢能力提高到 100%，目前其多个燃气轮机型号已经实现了高比例混合氢燃料的能力。

值得一提的是，西门子还是示范项目 HyflexPower 的参与者之一，该项目旨在通过可再生电力生产和储存氢气，然后再利用储存的氢燃料进行发电，从而逐步彻底替换掉目前燃电厂正在使用的天然气燃料。俄气认为，这些经验将在双方合作中发挥重要作用。

Rosatom 则将负责氢动力载人火车试点项目，最早将于 2024 年开始进行测试，预计最远目的地可达萨哈林岛。事实上，早在去年 9 月，Rosatom 就启动了一个核电制氢项目，随后还与日本自然资源和能源厅签署合作协议，旨在 2020—2021 年间进行一项从俄罗斯向日本出口氢气的可行性研究调查。

Rosatom 总干事 Nikolay Ponomarev Stepnoy 接受俄罗斯《国家报》采访时表示：“俄罗斯拥有天然气、核燃料等诸多原材料储备、高素质的人才，加上在核电制氢技术研究和开发过程中积累的大

量知识和经验，因此，完全能在发展氢能领域处于全球领先地位。”

油价网消息称，除了俄气和 Rosatom，俄罗斯最大私营天然气生产商诺瓦泰克（Novatek）也向俄政府表达了希望参与国家氢能产业发展的意向。

全力打造氢能经济

俄罗斯能源部在一份声明中指出，计划今年底做出“氢能行业整体发展构想”路线图，并努力推出更多氢能试点项目。从明年开始，还将就“氢气出口”以及“国内氢气购买”等出台支持政策和鼓励机制。去年底，俄罗斯能源部成立了氢能研究工作组，负责制订国家氢能发展路线图。

作为全球重要的油气出口国之一，在新冠肺炎疫情重创全球经济、油气市场持续萎靡的大环境下，俄罗斯认为加入全球氢能发展队伍的时机已经成熟。尽管目前规划和细节仍然很少，但俄罗斯政府内部早已开始了更为细致的讨论和研究，希望未来能将氢能打造成俄罗斯出口的又一重要角色。

根据俄罗斯新版《2035 年前能源战略草案》，该国正在加速向“资源创新型发展”的经济结构转型，其中明确了氢能经济为行业战略重点的部署，计划到 2035 年通过扩大氢气产能成为全球重要氢能经济国家。

在俄政府看来，俄罗斯庞大的油气管道网络也将在国家氢能经济战略中发挥关键作用。俄罗斯的氢气未来有望通过原有的油气管道出口至欧洲国家，成为继天然气之后，俄罗斯出口欧洲的又一个重要能源资源。

俄气表示，在旧天然气管道中，最多可混合 20% 氢气，而在诸如“北溪 2 号”这样的新管道中，氢气的混合比例可高达 70%。预计到 2050 年，欧洲氢能市场规模将达到 1530 亿欧元，“俄罗斯不会放弃这一市场”。

据标普全球普氏日前报道，俄罗斯与德国正在考虑建立氢能伙伴关系，德国计划为跨国合作的氢能项目拨款 20 亿欧元。德俄商会于 7 月初提交至两国相关部门的提案显示，希望利用两国在油气行业多年合作的成功经验，在氢能开发等气候友好型技术方面开展密切合作，初步计划共同投建一座制氢工厂。

“俄罗斯和德国在油气领域有牢固的战略伙伴关系，尤其是在建设‘北溪 2 号’天然气管道方面。”德俄商会负责人 Matthias Schepp 表示，“俄罗斯是超级能源大国，是推进氢能合作的理想伙伴。德俄两国在氢技术领域的合作，将为全球实现碳中和做出重要贡献。”

本报记者 王林 中国能源报 2020-08-03

多地纷纷出台发展规划 氢能源产业驶入“快车道”

近来，地方政府纷纷发力布局，加速推进氢能产业发展。7 月以来，岳阳、潍坊、青岛等多地发布氢能产业发展规划，明确将氢能产业发展纳入城市发展规划中。企业层面也在加速布局，工业能源领域已有中石化、中石油、中化集团等众多央企涉及氢能业务布局。

据川财证券统计，今年以来国内各级政府密集出台氢能产业扶持政策，国家有关部门出台了 7 项相关政策，地方上 22 个省市共出台了 30 条氢能产业扶持政策。随着更多文件落地，氢能产业链上下游的配合度有望持续提升。

厦门大学中国能源政策研究院院长林伯强在接受《中国产经新闻》记者采访时表示，我国的能源资源禀赋中，煤炭以及风能、太阳能、光伏能等可再生能源资源是我们的优势。结合当下现状，发展氢能是必要的，从国家层面来讲，是出于保障国家能源安全和环保的考量。从地方层面来讲，不仅有利于发展清洁能源，同时也可以创造新的经济增长点。

地方政府纷纷出台规划

事实上，自 2019 年，氢能源产业首次被写入《政府工作报告》后，氢能首次明确纳入能源统计报表。据统计，去年全年产业投资超过 1500 亿，在这一年，氢能产业发展迎来快速增长期。

今年以来，多地加速推进氢能产业发展。从省级层面来看，天津、四川、山东等地称将加快推

动氢能产业发展。

比如，山东省政府办公厅近日印发了《山东省氢能产业中长期发展规划(2020-2030年)》，明确了氢能产业发展的路径，对产业发展的指标体系进行了细化。山东省称将推动氢能产业加快发展，力争用10年时间使氢能产业关键技术综合指标达到世界先进水平。

四川省经济和信息化厅牵头拟制的《四川省支持新能源与智能汽车产业发展若干政策措施(征求意见稿)》中，有6条政策中涉及氢能与燃料电池相关。

天津市政府今年出台了《天津市氢能产业发展行动方案(2020—2022年)》。6月24日召开的市常务会议指出，近期天津发展氢能产业取得了阶段性成果。接下来，要推动氢能产业高质量发展，培育经济发展新动能，优化升级产业结构，加快打造自主创新的重要源头和原始创新的主要策源地。

此外，市一级层面，也在积极响应。值得关注的是，6月通过审议的《广州市氢能产业发展规划(2019-2030年)》明确将广州建成我国南部地区氢能枢纽，构建氢能全产业链，成为大湾区氢能研发设计中心、装备制造中心、检验检测中心、市场运营中心和国际交流中心。到2030年，建成集制取、储运、交易、应用一体化的氢能产业体系，实现产值超2000亿元。同时，还提出将重点建设黄埔氢能产业创新核心区、南沙氢能产业枢纽、番禺乘用车制造及分布式发电研发基地、从化商用车生产基地和白云专用车生产基地，打造一核、一枢纽、三基地产业布局。

“氢能是公认的清洁能源，能够有效改善大气环境质量，为解决环保和能源难题，各地方政府相继出台氢能相关规划和支持政策，来加快氢能产业链布局。”中研普华研究员张星在接受《中国产经新闻》记者采访时说道。

对于广州的发展规划，他指出，广州首次将氢能引入广州能源系统，利用氢气来源的多样化，推动氢能与电能互补支撑、氢能产业链与电网的有机融合，实现广州市能源系统多种能源的互联互通，助力能源结构优化升级和系统变革。

企业加速抢滩氢能市场

与此同时，企业也在加速布局。7月15日，上汽集团、中国宝武钢铁集团签署全面战略合作框架协议，共同打造“一园两廊”(吴淞氢能产业园、环A30公路氢走廊、临港至南通氢走廊)国家级氢能产业示范区。其中，吴淞氢能产业园是占地15万平方米的长三角氢能产业聚集中心，以宝山吴淞工业园为中心，计划至2025年共同推动10-20座加氢站在示范区内落地。

7月22日，燕山石化与北汽集团签约合作，共同推动氢燃料电池汽车研发推广和车用氢气燃料的生产供应。中国石化董事长、党组书记张玉卓近日表示，氢能正迎来快速发展的战略机遇期，中国石化将继续加大氢能领域投资力度。中国石化提出要打造世界领先洁净能源化工公司的发展愿景、构建“一基两翼三新”的发展格局，氢能在其中占据重要的地位。

山东重工、铁雄冶金拟共建氢能重卡物流示范区，在全国首家开创“产-储-存-运-加-用”一体化物流新模式。据介绍，该项目实施后年产氢气2.3万吨，可满足5000辆氢能电池车使用。

张星表示，央企大力布局，主要出于以下考量：一是开展多元化业务，提升企业的竞争力；二是解决能源供应问题，布局清洁能源；三是加快氢能产业链的创新，将科研成果产业化，形成竞争优势。

此外，张星表示，随着近几年的发展，氢能优势逐渐体现出来，未来对于氢能的需求会逐渐提高。氢能的发展除了依赖央企之外，民企也起着至关重要的作用，民企的主要任务是发展核心技术和关键零部件等细分市场产品。

多重问题待解

日前，25辆氢燃料电池公交车交付张家口市公交集团公司。目前，张家口市氢燃料电池公交车总数达到199辆，位居全国前列。氢能有效连接了能源与交通两大领域，受访人士认为，氢能是有市场需求的，未来氢能的发展空间极为广阔。

根据国际氢能源委员会发布的《氢能源未来发展趋势调研报告》，预计到2050年，氢能源需求将是目前的10倍，全球能源需求的18%将来自氢能源。

据介绍，中国是世界上最大的制氢国，2019年中国氢气产量约为2200万吨，呈现出供略过于求

的发展态势。预计到 2050 年左右率先产业化的氢燃料电池汽车领域有望产生上万亿的市场空间，随着应用领域的拓展，氢能相关产业成长空间广阔。

在林伯强看来，对于氢能，我们是有需求的，不过氢能产业距离商业化还有很长一段距离。

“目前产业进展缓慢，一是由于氢能制取成本高，二是氢能储备和运输技术无较大的突破。”张星指出，未来氢能产业发展的重点是要做好示范推进。国内在氢能核心技术能力、燃料电池和氢能关键部件与装备、标准体系建设等亟待加强。

林伯强同样提到标准体系建设的问题，他表示，国家层面要考量这个问题，未来氢能产业发展要解决好远距离运输、储存等方面的问题，兼顾环保、安全与运输成本。

同时，林伯强指出，各地都在加快对氢能的布局，各地要根据自己的能源优势和实际情况，因地制宜发展氢能产业。比如西北、西南的一些省份在风电、水电具有优势，可以加速推进做好氢的制取工作，而对于广州、福建等地方，能源优势不突出，就做好技术创新工作，大家齐心协力，共同做好我国氢能源的未来发展。

赵碧 中国产经新闻网 2020-08-03

实现“能源自主”下的氢能战略

中国是全球氢能利用的大国，目前已形成京津冀、长江三角洲、珠江三角洲等多个氢能产业集群。

我国已制订《能源技术革命创新行动计划(2016—2030 年)》，提出氢工业(氢的制取、储运及加氢站)、先进燃料电池、燃料电池分布式发电三大战略发展方向，以及大规模制氢技术、分布式制氢技术、氢气储运技术、氢气/空气聚合物电解质膜燃料电池(PEMFC)技术、甲醇/空气聚合物电解质膜燃料电池(MFC)技术和燃料电池分布式发电技术等 6 项创新行动。通过消纳弃水、弃风、弃光等富余新能源，减量替代煤、石油和天然气等化石燃料，加上煤炭的清洁高效利用，逐步降低成本，稳步提高安全性，通过“三大发展阶段”建立有利于氢能产业发展的支撑体系，建成全国性氢能供给和利用基础设施网络。

近期(到 2030 年)，以煤制气为代表的化石基氢能产业发展取得重大突破，初步完成产业链示范。目前需要加快我国煤炭地下气化制氢资源评价、经济高效产氢配套系列技术攻关与现场试验，以及超深层、超临界水气化制氢技术储备，特别是对高效产氢机理进行深化研究，加强对地质评价、工程工艺、监测控制、安全环保等系列技术，以及高温高压井下工具及高强度防腐管材等重大装备的研制攻关。

全国煤炭地下气化潜力巨大，仅鄂尔多斯盆地埋深介于 1000~2000 米的煤炭资源量就达 1.3×10^{12} 吨，保守估算可气化采出商品工业氢气约 10×10^{12} 立方米(相当于 9×10^8 吨)。应当按照浅层(地层压力低于 10 兆帕)、中深层(地层压力介于 10~22 兆帕)和超深层、超临界水(地层压力超过 22 兆帕)3 个层次来布局我国煤炭地下气化产业发展，并优选鄂尔多斯、二连、准噶尔等盆地开展现场试验研究。

中期(2035~2050 年)，氢能产业成为我国新的经济增长点和新能源战略的重要组成部分;打造新材料、储能和氢能产业链;加大石墨烯、纳米超材料等新材料的超前储备。通过自主、合作、技术购买、优质企业并购等多种方式，研发和大规模生产高标准、高性能车用、船用等电池，与主要汽车厂商合作或参股推动标准化电池在交通领域的规模利用。发挥企业加油站布局优势，建设大型仓储式充电中心，快速建立新能源汽车高效率充电站网络，抢占交通领域能源革命的先机。发挥石油管道布局优势，发展弃风、弃光、弃水低成本电解制氢、天然气管网输氢、掺氢天然气、液化氢、加氢站等业务。

远期(2050~2100 年)，氢能成为我国能源消费结构的重要组成部分，依靠新能源等实现国家“能源自主”。中国“能源自主”概念是指通过中国新能源生产革命，实现能源生产基本自给和消费安全。

2017年,我国一次能源产量中,煤炭占70%、石油占8%、天然气占5%、新能源占17%。中国煤炭资源丰富但油气相对不足的先天禀赋条件,决定了能源生产和消费必须具有中国特色,构成“一大三小”(煤炭大,石油、天然气、新能源小)的中国能源结构。太阳能、风能产量的增长率最快,水电、核电产量的占比最高,氢能、储能、新材料、新能源最具颠覆性,应加快煤炭清洁化利用、使新能源“两个规模”提前到来,减少油气在我国能源利用路径中的时间跨度和安全压力。中国“能源自主”的前提条件是新能源占主体地位。

我国需要谋划加快实现常规—非常规油气的“生产革命”、煤炭发展的“清洁革命”和新能源发展的“速度革命”,力争2050年前后实现能源结构从“一大三小”向煤炭、油气、新能源“三足鼎立”的能源结构转型,届时煤炭约占一次能源消费比例40%、油气占30%、新能源占30%。

到2100年前后,有可能依靠新能源等实现国家“能源自主”。化石能源占一次能源消费结构的比例下降至30%,非化石能源占到70%,实现二者的地位转换。

(作者 邹才能 系中国科学院院士)
邹才能 中国科学报 2020-08-06

广佛提前布局：大湾区氢能产业带呼之欲出

湾区产业蓝海,竞争合作并存。

种种迹象显示,以广州、佛山为主导的粤港澳大湾区城市,正加快布局氢能产业。日前,《广州市氢能产业发展规划(2019—2030年)》公布,明确将广州建成粤港澳大湾区氢能研发中心。佛山早在2009年起布局,南海、高明、顺德都有较为成熟氢能产业生态。在《佛山市氢能产业规划(2018—2030年)》中指出,要加快推进氢能源有轨电车产业化及规模化应用。

华南城市研究会会长胡刚接受南方城市智库采访时表示,随着人口、产业的进一步集聚,广佛提前布局氢能产业,有利于形成产业集聚。加拿大国家工程院院士、广州市氢能专家委员会副主任叶思宇建议,在粤港澳大湾区以及都市圈建设框架下,粤港澳大湾区可加强统筹,建设以广州、佛山为主导,联动东莞、惠州、深圳以及云浮的跨珠三角都市圈的湾区氢能产业带。

四大湾区争先布局氢能产业

从物质能量密度角度看,每千克氢气燃烧后产生热量约为汽油的3倍、酒精的3.9倍、焦炭的4.5倍。作为应对能源危机的重要突破口,发展氢能具有重大战略意义。

国际氢能委员会预测,到2050年,氢能技术及产业每年将为全球减少60亿吨二氧化碳排放,并催生2.5万亿美元的市场规模。这一巨大发展前景,引来四大湾区纷纷加码布局氢能产业。

叶思宇在接受南方城市智库采访时表示,相比较而言,燃料电池和锂电池应用场景是不一样的。锂电池倾向于短途、轻载汽车;燃料电池倾向于长途、重载汽车。从长远看,氢能源燃料电池不仅是电池装置,更是能源系统的一部分。国家布局氢能产业,更是着眼于能源系统的替代。

加氢站是氢能产业链的重要一环。聚焦这一产业瓶颈,在纽约湾区,哥伦比亚大学、普林斯顿高等研究院等学术机构早已开展氢燃料电池研究,当地政府对加氢站建设补贴标准位居全美前列;在旧金山湾区,从2004年起着手打造氢能高速公路网络,规划2025年前建成200座加氢站,2030年前氢燃料汽车投入使用数达500万辆;在东京湾区,2014年率先推出全球首台氢燃料电池乘用车,2019年日本发布的《氢能利用进度表》明确到2030年建成900座加氢站。

自“推动加氢设施建设”写入2019年全国两会《政府工作报告》,粤港澳大湾区氢能产业发展呈加速态势。

截至2020年3月,全国加氢站建成47座,其中2019年新增20座,又以上海(8座)、佛山(8座)数量最多。7月1日,全国首座集油、氢、电能源供给及连锁便利服务于一体的新型网点——广东石油佛山樟坑油氢合建站建成。通过引进日本离子交换膜法大型电解装置,广州企业鸿达兴业制取高纯度的气态氢、液态氢、固态氢能力大大提高。

业内人士预计,若发展顺利,五年内粤港澳大湾区氢能产业有望走向成熟。

广佛领衔湾区氢能产业发展

据测算，到 2030 年，我国氢能产业有望达到万亿元水平。与其他地区相比，粤港澳大湾区具有强大的制造业基础，加上工业生产的清洁化趋势、深厚的汽车产业基础，都将有效带动氢能产业发展。

近年来，佛山超前布局，成为全国发展氢能产业的急先锋之一。据落户佛山南海的广顺新能源董事长吴全回忆，2011 年，纯电动汽车产业方兴未艾。佛山就以敢为人先的魄力，在南海丹灶腾出 8200 亩土地建设新能源产业基地。

氢能产业落子云浮，则是“对口帮扶”的一次全新探索。

2014 年 7 月，在考察过纽约湾区、旧金山湾区和东京湾区后，担任对口帮扶云浮指挥部总指挥的佛山市副市长许国，决心以氢能作为对口帮扶云浮产业共建的支柱产业。

截至目前，在云浮的佛山(云浮)产业转移工业园，已有 20 多家氢能燃料电池上中下游项目落户。

因为布局得早，2015 年，落户佛山的广顺新能源离心式空压机样研发成功，一举填补了国内空白。2017 年 9 月，全国首座商业化加氢站在南海丹灶建成投用。

珠三角氢能产业发展序幕随之掀开。

这一年，爱德曼、海德利森、广东探索等一批氢能巨头布局佛山;国内最大氢能源装备产业化项目——东沣新能源装备产业化项目布局东莞松山湖;广州黄埔区签下六大项目，搭建起氢能源产业政、企、学、研一体化产业布局。

2018 年，哈尔滨工业大学(深圳)氢能与燃料电池研究院、澳大利亚新南威尔士大学氢能源实验室相继落户;2019 年，世界首条商业运营氢能源有轨电车在佛山高明上线……

佛山多区制定了氢能产业规划，其中南海打造“仙湖氢谷”，高明要建设“中国氢城”。佛山更是向世界喊出产业雄心：力争到 2030 年建成国际氢能城市。

佛山氢能产业快速发展同时，广州发展氢能产业版图同时浮出水面。

今年 6 月公布的《广州市氢能产业发展规划(2019—2030 年)》提到，到 2022 年，实现氢能产值 200 亿元;2025 年，初步建成氢能枢纽，实现氢能产值 600 亿元;2030 年，建成制取、储运、交易、应用一体化的氢能产业体系，加成加氢站 100 座以上，实现产值 2000 亿元以上。

《佛山市氢能源产业发展规划(2018—2030 年)》提到，2020 年，氢能源相关产值达 200 亿元;到 2025 年，氢能相关产值达到 500 亿元;到 2030 年，建成氢能源产业集群，实现氢能相关产值 1000 亿元。

从两份《规划》内容看，虽然只是市级产业规划，却直接瞄准大湾区枢纽和中心地位，广州呈现后来居上之势，力争撬动整个大湾区的氢能产业。

广佛有竞争 更有合作空间

从产业需求看，当前，粤港澳大湾区正处于产业体系变革和新旧动能转换的关键期，迫切需要发展氢能产业。

作为珠三角最早倡导发展氢能的官员，佛山市副市长许国早有预见：“佛山发展氢能产业，至多只有一到两年先发优势，一线城市觉醒后，佛山的优势将逐渐缩小。”

目前，佛山形成涵盖制氢及制氢加氢设备研制、氢燃料电池及核心部件、整车研发制造、氢能产业检测及设备研制、加氢站设计与建设、氢能标准制定等六大氢能产业链。

依托汽车工业基础，广州着力打造一核、一枢纽、三基地产业布局，重点建设黄埔氢能产业创新核心区、南沙氢能产业枢纽、番禺乘用车制造及分布式发电研发基地、从化商用车生产基地和白云专用车生产基地。

叶思宇告诉南方城市智库，电池只是氢能应用的一个方面，在国家战略布局下，更多的是以打造能源支撑系统考量的。针对广佛氢能产业规划的“竞争态势”，胡刚认为，广佛争相布局氢能产业，不能完全从竞争角度上看。在产业发展过程中，市场力量会自发推动不同城市间的相同产业的协同发展。

当前，广州与佛山在氢能产业上实现一定分工。广州研发实力强，佛山制造实力强。在资源禀赋不同前提下，两座城市对企业吸引力也不一样，各企业发挥专业特长的空间也越大，广佛氢能合作机会也更大。

大湾区氢能产业带呼之欲出

日前，广东省委、省政府印发《广东省建立健全城乡融合发展体制机制和政策体系的若干措施》。其中点名广东五大都市圈——科学制定广州、深圳、珠江口西岸、汕潮揭、湛茂都市圈发展规划。

广州市国土空间总体规划(2018—2035年)围绕广州与周边城市融合发展，提出共建广州大都市圈，推进广佛肇清云韶经济圈合作发展。

目前来看，广佛同城、广清一体化比较成熟。作为广州都市圈一员，云浮等于“半个脚踏入大湾区”。在都市圈规划下，氢能产业有望成为推动广州、佛山与云浮产业共建的一个抓手。

人类的生产力发展史，本质上是能源利用优化史。当前粤港澳大湾区能源使用主要还是以石油、煤炭为主，未来要转变为核能、风电、太阳能等能源支撑，需要一个安全可靠的储能装置。锂电池由于功率、储能空间等达不到未来需要，发展氢能产业有一定的前瞻性和必要性。

叶思宇表示，目前来看，中国氢能产业发展比较好的还是长三角地区。在珠三角，还没有一座城市能够完全拥有氢能产业发展的全产业链。胡刚认为，通过政府前瞻性规划引导，可大大缩短氢能应用的进程。作为广州都市圈的“小组长”，可以牵头制定都市圈产业规划，减少无序竞争，推动都市圈内的氢能产业协同发展。

规划横跨珠江两岸的氢能产业带，也在业内人士的思考中。叶思宇建议，粤港澳大湾区不仅需要广州、佛山、云浮加强氢能产业合作，还要与深圳科研、东莞装备制造产生联动，并强化与惠州大亚湾沿海石化企业合作，提高对石化产业副产氢有效利用，建成与长三角比翼齐飞的氢能产业带，率先享受布局新能源产业的发展红利，为建设世界一流湾区提供强大的、清洁的能源支撑系统。

南方新闻网 2020-08-06

广州南沙：将率先打造全国“氢能价格交易指数”

7月30日上午10时，广州市人民政府新闻办公室在广州市新闻中心举办第161场疫情防控复工复产新闻发布会(解读《广州市氢能产业发展规划》专题)。

发布会上，广州市南沙区副区长孙勇介绍，建设南沙氢能产业枢纽，将发挥在资源、制造、物流、港口等方面的综合优势，开展氢能公交、氢能港口等应用示范，通过产业规划、政策扶持等顶层设计发力，吸引和鼓励氢能相关企业入驻南沙，通过应用场景不断优化氢能技术，制定相应技术标准，再利用南沙区位于粤港澳大湾区几何中心的区位优势，对外推广输出氢能技术，以实现南沙氢能产业枢纽“先集后散”的定位目标。

如何打造氢能产业枢纽?孙勇说，一是制定出台《广州市南沙区氢能产业发展规划》。二是拓展氢能产业应用示范场景。以海、陆、空、河等丰富应用场景为切入点，实现氢能船舶、氢能公交、燃料电池乘用车、重卡物流车、港口机械设备、氢能无人机等立体性应用，通过探索多场景试点示范运行，推动南沙区氢能全产业链合理布局和健康发展。三是探索氢能交易平台建设。推动氢能商品化，完善氢能定价机制，发挥南沙核心枢纽优势，辐射带动珠三角及周边区域氢能产业链供需平衡，打造多点联动、优势互补的湾区氢能走廊，率先打造全国“氢能价格交易指数”。四是培育氢能学院。打造虚拟的氢能技术创新集成平台，积极吸引高校科研团队入驻，依托氢能创新技术的资源整合，提供企业与科研机构的对接平台。五是推进氢能产业项目。着力推进国际绿色氢能港口示范区、绿色氢能仓储物流示范区、绿色氢电智慧能源系统等示范项目先试先行，形成氢能产业集聚区和氢能示范生态圈。

南沙优势：产业基础+应用场景让南沙赢得新空间

孙勇坦言，虽然南沙目前氢能发展产业还较为薄弱，但打造南沙氢能产业枢纽仍有不少优势。

一是产业发展基础雄厚。在船舶制造业方面，南沙是中国三大造船基地之一，已打造千万吨级船舶修造及海洋工程装备生产基地；汽车制造业方面，形成以广汽丰田汽车为龙头，40多家配套零部件制造和服务企业的汽车产业集群；同时，科技创新产业累计已有475家高新技术企业。此外，还拥有广州市两个化工园区之一的南沙小虎化工区，具备氢能生产和储运的基础。二是可应用场景广泛。南沙区拥有大规模的港口、仓储物流基地等条件，可为氢燃料电池汽车的示范运行提供广泛的示范场景。例如依托南沙港可积极推动绿色“湾区氢港”示范项目的建设，以氢气作为港口主要供能来源之一，针对南沙港重卡物流车、港口机械设备，逐步采用氢燃料汽车替代。三是顶层设计完备。南沙区近年针对高新技术产业实施了多项优惠政策，将“1+1+10”产业扶持政策体系拓展升级为“1+1+10+N”产业政策体系，对企业引进、先进产业培育、人才集聚等方面均有较大的扶持力度。

发展路径：龙头企业带动，建完整氢燃料电池汽车产业体系

他认为，南沙区较适合的发展模式是政策驱动快速起步，通过产业规划、加大扶持等顶层设计发力，并开展氢能公交、氢能港口等较强应用示范，集聚一批知名氢燃料电池和氢能汽车龙头企业，发展本区完整产业链。

中期，通过龙头企业培育和带动，逐渐转型为技术驱动模式，加大技术集成，建设华南地区最大的氢燃料电池研究、生产基地，建成完整的氢燃料电池汽车产业体系，以氢能产业发展为核心促进南沙区“氢能社会”全面发展。

远期，实现氢能燃料电池关键材料、核心零部件、系统集成、氢能整车技术和制造以及高效安全新型储氢技术达到国际领先水平，打造成为具有国际影响力的氢能产业及多元化应用典范城市，氢能规模化、商业化应用普及成熟，引领广州市成为世界级新型氢能城市，辐射带动粤港澳大湾区能源变革转型。

广州日报 2020-08-01

广州发布氢能产业发展规划

7月30日，广州市人民政府新闻办公室召开《广州市氢能产业发展规划(2019-2030)》(以下简称《规划》)发布会，正式提出打造“一核、一枢纽、三基地”的产业布局，瞄准建设大湾区氢能产业中心、网络枢纽和氢能交易中心的战略定位。广汽集团近日也发布了试制成功的首款氢燃料电池乘用车——Aion LX Fuel Cell，并将于年内开始示范运行。

撬动氢能时代 广州瞄准大湾区枢纽和中心地位

此次广州氢能产业《规划》明确将广州建成我国南部地区氢能枢纽。到2030年，建成集制取、储运、交易、应用一体化的氢能产业体系，实现产值超2000亿元。在具体氢能发展路径上，南沙区副区长孙勇表示，建成广州氢能产业发展枢纽的规划将由近期的政策驱动向中期的技术驱动转变，最终实现具备国际领先水平的氢能产业高地。

《规划》提出，在广州终端能源消费结构中，交通领域占比最大，以柴油为主要燃料的交通工具排放严重。结合广州公交领域已全面实现电动化的发展现状，政策提出氢燃料电池汽车与纯电动汽车错位发展，共同解决城市交通污染的难题。到2025年，预计公交、环卫领域燃料电池汽车占比不低于30%，燃料电池乘用车实现千辆级规模商业化推广应用。

发挥氢燃料电池示范作用 广汽集团成为重要参与者

此次氢燃料电池产业将由龙头车企引领。根据《规划》中的明确指示，广汽集团成为“三基地”的重要参与者，以广汽集团番禺新能源智能生态工厂为依托，参与打造番禺燃料电池乘用车研发制造基地。

在7月28日广汽集团举办的“感·创未来”2020科技日上，广汽率先发布了旗下首款氢燃料电池乘用车——Aion LX Fuel Cell，展现了作为我国车企龙头在氢燃料汽车上的前瞻性布局与示范作用。

Aion LX Fuel Cell基于广汽GEP 2.0平台开发，搭载了广汽自主集成开发的氢燃料电池系统，该车

搭载的燃料电池系统额定功率超过 68kW,最高效率达 62.2%,加满氢气 NEDC 工况续航里程超过 650km,在零下 30°C环境中,整车无需外部热源即可实现一键冷启动,续航里程不缩水。此款车奠定了广汽氢燃料电池汽车持续发展与投放的基础。据广汽集团总经理冯兴亚表示,广汽氢能源车将于今年内开始示范运行。

目前,我国氢能发展以交通领域应用为引领,带动产业链逐步延伸到制氢、储氢、运氢、加氢、燃料电池及配套产业环节,走过了基础研究、推广示范等多个阶段。无论是从行业发展因素还是政策因素来看,广汽在氢燃料电池的研发与商业化上都迎来关键发展机遇。

在这场氢能变革浪潮中,广汽集团不仅是政策红利的受益对象,也是其中重要的建设参与者。广汽集团将利用自身在造车、氢燃料电池汽车与纯电动汽车研发的经验优势,为推动广州氢能产业发展与终端能源消费结构改善发挥引领作用。

我国能源安全问题突出,天然气与石油对外依存度较高,2019 年国内石油对外依存度高达 70.8%、天然气对外依存度达到与传统化石能源相比,发展氢能有助于促进能源体系清洁低碳化,被看作是最具应用前景的新能源形式之一。从能源安全角度考虑,氢能可替代油气,降低油气进口依赖度,优化能源终端体系。

氢能极具前景的应用蓝图和国家“以奖代补”政策红利点燃了市场热情,地方政府纷纷加快产业布局速度。根据氢云链数据库,仅 2020 年上半年有 37 项国家和省市地方氢能政策密集发布。

央广网 2020-08-03

广州石化氢燃料电池供氢中心将于 8 月投产

7 月 30 日,广州市人民政府新闻办公室举行第 161 场疫情防控复工复产新闻发布会(解读《广州市氢能产业发展规划》专题)。

广州市大湾区办常务副主任兼市发展改革委副主任陈建荣表示,今年 7 月,广州市发展改革委印发《广州市氢能产业发展规划(2019—2030 年)》,规划到 2022 年,完成氢能产业链关键企业布局,实现产值预计 200 亿元以上;到 2025 年,初步建成氢能产业链,实现产值预计 600 亿元以上;到 2030 年,建成氢能产业体系,实现产值预计 2000 亿元以上。

会上,还举行了广州市氢能专家委员会专家聘任仪式和广州市氢能产业发展联合会揭牌仪式。

广州在国内首次将氢能引入能源系统

目前,广州正处于产业体系变革和新旧动能转换的关键期,迫切需要加快改革创新,培育新动能,推动产业高质量发展,发展氢能产业对广州意义重大。

“广州不仅仅局限于燃料电池汽车的应用,而在国内首次将氢能引入广州能源系统,从能源的角度统筹谋划氢能产业发展,助力能源结构优化升级和系统变革。这体现了广州氢能产业方面发展的前瞻性。”陈建荣介绍。

同时,突出了氢能产业与传统产业的融合发展和相互促进,依托广州现有的石油化工、汽车制造、电力热力供应等传统优势产业发展氢能,从而带动传统产业的转型升级。

“《广州市氢能产业发展规划》的发布是广州氢能源产业的里程碑。”专家委员会主任、中国科学院院士李灿认为,《规划》在国内首次将氢能引入能源系统,利用氢气来源的多样化,推动氢能与电能互补支撑、氢能产业链与电网的有机融合,以实现广州市能源系统多种能源的互联互通,助力能源结构优化升级和系统变革。

李灿建议,广州市可以根据自身资源禀赋、工业基础、科技实力等情况,重点选择膜电极、高性能电堆、发电机系统、储运氢设备等产业布局,攻克技术难点,拥有关键设备自主知识产权,为氢能产业发展做出广州贡献。

“中国研究所做了很多创新工作,但客观地说,我们和世界仍有一定差距。”李灿表示,技术研发要持之以恒。“发挥中国的制度优势,政府重视,企业跟进,我们国家是有后发优势的。”

广州石化氢燃料电池供氢中心将于今年 8 月投产

展望广州氢能产业未来发展，黄埔和南沙具有重要地位。

广州开发区党工委委员顾晓斌介绍，现黄埔区已经引进鸿基创能、雄韬氢恒、雄川氢能、广州舜华、群翌能源、摩氢科技等 20 个项目，总投资超 40 亿元。

“广州石化年产 1500 吨燃料电池供氢中心项目将于今年 8 月投产，未来视市场需要氢气产能可达 2 万吨。”顾晓斌表示，黄埔内企业恒运集团与中石化广东石油分公司签订战略合作协议，推动建设 20 座油、氢、电等“五位一体”综合能源站，2022 年将形成覆盖全区的加氢站网络。

同时，扩大物流车示范，在现有燃料电池物流车示范基础上，8 月底前再投入 40 辆落地运营，年内达到 100 辆。二是加快推动首批氢燃料电池环卫车、燃料电池渣土车落地运营，并进一步扩大燃料电池公交车示范。

预计到 2025 年，黄埔区氢能产业规模突破 200 亿元，到 2030 年突破千亿元，成为粤港澳大湾区氢能产业创新核，打造成为国际一流的氢能产业聚集区。

广州市南沙区副区长孙勇介绍，南沙将发挥资源、制造、物流、港口等方面的综合优势，开展氢能公交、氢能港口等应用示范，通过产业规划、政策扶持等顶层设计发力，吸引和鼓励氢能相关企业入驻南沙，通过应用场景不断优化氢能技术，制定相应技术标准，再利用南沙区位于粤港澳大湾区几何中心的区位优势，对外推广输出氢能技术，以实现打造南沙氢能产业枢纽。

南方都市报 2020-08-01

广州编制完成氢能基础设施发展规划

“广州市氢能基础设施发展规划已编制完成，正准备征求意见。在已有的产业支持政策基础上，出台新的氢能产业扶持政策。”7 月 30 日，广州市大湾区办常务副主任兼市发改委副主任陈建荣表示。

今年 7 月，广州市发改委印发《广州市氢能产业发展规划(2019-2030 年)》，首次从能源角度全方位谋划氢能产业发展，立足氢能产业发展各主要环节，因地制宜打造氢能产业链，未来 10 年将打造成产值千亿级的新兴产业。

根据规划，到 2022 年，广州市将完成氢能产业链关键企业布局，推动氢能基础设施建设及示范应用，实现产值 200 亿元以上；到 2025 年，初步实现氢能规模化运用，实现产值 600 亿元以上；到 2030 年，建成集制取、储运、交易、应用一体化的氢能产业体系，实现产值 2000 亿元。

“氢能源是一种新型能源，是我国重点发展的战略性新兴产业。”在中国科学院院士、广州市氢能专家委员会主任李灿看来，未来 4 年将进入氢能产业加速发展的黄金期。根据测算，到 2030 年，我国氢能产业有望达到万亿元规模，到 2050 年将达到 4 万亿元规模。发展氢能产业，将有效缓解能源安全和环境污染等问题。同时，氢能产业具有全产业链条长、技术门槛高等特点，将引领高端材料、精密设备、智能制造等产业发展，促进产业结构升级，吸引更多高端人才。

陈建荣表示，广州从规划布局上着力打造“一核、一枢纽、三基地”产业布局，重点建设黄埔氢能产业创新核心区、南沙氢能产业枢纽、番禺乘用车制造及分布式发电研发基地、从化商用车生产基地和白云专用车生产基地。

广州市首条氢燃料电池公交示范线 15 辆车已于 6 月 25 日在黄埔区投入运营，首批 43 辆氢燃料电池物流车投入示范运营，第二批 57 辆氢燃料电池物流车即将投入运营。广州石化年产 1500 吨燃料电池供氢中心项目将于 8 月投产，未来视市场需要，氢气产能可达 2 万吨。2022 年，该区将形成覆盖全区的加氢站网络，目前已建成投运的加氢站有 3 座。

据介绍，黄埔区已引进鸿基创能、雄韬氢恒等 20 个项目，总投资超 40 亿元，形成了较为完备的氢能产业链，涵盖燃料电池催化剂、质子交换膜、膜电极、电堆系统、氢燃料电池测试设备等环节，预计今年产值将达 20 亿元。同时，加快引进氢能汽车龙头国际产业化项目、检验检测项目等。

“加快建设广州国际氢能产业园和湾区氢谷，规划总面积达 200 公顷。”广州开发区党工委委员顾晓斌表示，预计到 2025 年，黄埔区氢能产业规模突破 200 亿元，到 2030 年突破千亿元，成为粤港澳大湾区氢能产业创新核，打造成为国际一流的氢能产业集聚区。

广州市南沙区副区长孙勇介绍，南沙区将通过产业规划、政策扶持等吸引和鼓励氢能相关企业入驻南沙区，通过应用场景不断优化氢能技术，制定相应技术标准，利用南沙区位于粤港澳大湾区几何中心的区位优势，对外推广输出氢能技术，实现南沙氢能产业枢纽“先集后散”的定位目标。

“十四五”期间，南沙区将制定出台《广州市南沙区氢能产业发展规划》，拓展氢能产业应用示范场景，同时探索氢能交易平台建设，推动氢能商品化，完善氢能定价机制，打造全国“氢能价格交易指数”等。

当日，“广州市氢能产业发展联合会”进行了揭牌仪式，该联合会针对氢能产业“制-储-运-用”协同和产业链上中下游沟通、集聚资源、促进合作，助推产业创新发展。目前，联合会拟任会长单位穗恒运 A 牵头的各项筹办工作正有序开展。

上海证券报 2020-08-01

氢燃料电池产业链迎黄金十年 长三角这条“氢走廊”怎么走

距《长三角氢走廊建设发展规划》发布 15 个月，长三角现有氢能产业基础扩容，以上海为中心辐射的氢经济蓄势待发。8 月初，氢燃料电池全产业链在常熟加速成型，重塑科技长三角常熟产业化基地投产，填补中国氢燃料电池产业专业制造体系空白。

作为氢能产业链中游从事氢燃料电池技术研发、产品制造与相关工程服务的企业，上海重塑能源集团有限公司的董事长兼 CEO 林琦接受经济观察网记者专访时表示：“我们考虑将产业化基地安置在常熟是基于深化长三角一体化的背景，综合区域氢能产业发展优势后做出的决定。第一，长三角特别是上海、江苏地区，在氢能源产业发展有多年历史，有优秀基础的研发企业，是国内产业资源基础最好的区域；第二是区域内有较好的氢能资源禀赋；第三是长三角区域作为电商物流聚集地，长途重载，有天然适合氢能的应用场景。”

现场重塑科技展示了氢能重卡“盛宴”，从牵引车到自卸车，多吨位、多款型的重卡，最主要的是车辆搭载了重塑科技最新一代中高功率氢燃料电池系统，已实际应用于钢铁运输、城际高速物流、市政服务等多种场景，零排放同时抗住长时间运行、高负载率等考验。

长三角“氢走廊”

川财证券分析师陈雯指出，我国能源问题安全突出，天然气与石油对外依存度较高，2019 年国内石油对外依存度高达 70.8%、天然气为 43%，相当于 8.2 亿吨标准煤。与传统化石能源相比，氢能具备绿色环保优势，发展氢能有助于促进能源体系清洁低碳化。从能源安全角度考虑，氢能可替代油气，降低油气进口依赖度，优化能源终端体系。

常熟主动融入长三角“氢走廊”，率先发布氢燃料电池汽车产业发展规划，启动氢燃料电池汽车产业园建设。今年上半年，常熟建成投用了苏州首座商用加氢站，示范投运了 20 辆氢燃料电池公交车，上牌运行了 120 辆氢能物流车，氢燃料电池示范应用推广领先全省，一条以氢燃料电池创新研发、核心零部件制造、储氢、运氢、加氢、车辆示范应用为一体的完整产业链正在加速成型。值得一提的是，上述提到的公交车与物流车均采用了重塑科技的氢燃料电池技术。

在上海，早在“十五”期间，就已启动氢燃料电池技术的积累、人才团队的建设等，现如今已拥有了丰富的氢燃料电池汽车示范运行经验，并形成了较为完善的产业链，覆盖了关键零部件、燃料电池动力系统与整车以及推广应用与配套服务等。按照《上海市燃料电池汽车发展规划》中期目标，到 2025 年，上海要建成加氢站 50 座，进一步提升氢能关键技术水平，在重点城市之间推广建设 10 条以上氢高速公路，拓宽燃料电池汽车运营范围。同时实现氢能产业快速成长，形成具有影响力的氢能产业集群，打造特色鲜明的氢走廊创新发展模式。

长三角区域内具有良好氢能产业发展基础与潜力的地区在自身发力的同时，相互之间如何形成有效联动，协同发展，将是能否实现长三角氢走廊贯通的关键。

中国汽车动力电池产业创新联盟理事长董扬表示，重塑科技产业化基地的投产，将有助于长三角区域形成高质量氢能产业集群，进一步助推氢燃料电池汽车产业作为典型标杆引领中国汽车产业转型升级。

市场占有率 38% 探索规模化降成本

“目前是合作大于竞争阶段，过去几年深挖研发整个燃料电池系统及关键零部件，填补部分有技术门槛的产业链，实现关键部件本土化、自主化，目的就是为以后能满足更大规模的市场要求”，林琦告诉记者，在此背景下，我们也开放服务探索，不仅针对汽车公司，也面向企业，将供应链在过去的基礎向行业开放，减少行业重复性投入。重塑可以输出服务，也可以输出系统产品、向市场提供核心零部件产品。

2019 年，中国氢燃料电池装机量为 128.1MW，同比增长 140.5%。“目前重塑科技氢燃料电池装机市场份额在 38%，位于行业首位。”

推动前端示范应用和技术提升，逐步降低成本，氢燃料电池汽车的规模化至为关键。

林琦向记者坦言，规模化还需要克服三个问题，第一是将氢气作为能源纳入到能源体系来管理，包括加氢站的配套，氢气的制储运加环节打通，标准配套成体系建设到位是前提。从试点示范城市开展希望能先行先试有所突破。第二是产业链的不断完善，目前年出货量在千套级别。但市场空间是以万、百万级别的，这对整个业界都是挑战。在零部件满足整车需求外，对于产品一致性等问题就会凸显，在注重产品研发外，大规模生产制造就必须提前布局。

第三是电池包括电堆等上游材料可持续研发，从材料到部件到系统到整车，把产业链打通、本土化，做到关键的技术自主可控，才能够通过规模把成本有效上降低。“PRISMA 镜星 11 等产品国产化率在部件级能达到 100%，但在交换膜、催化剂等上游材料探索上，本土企业还要再加把劲。”

黄金十年

“我们规划非常清晰，特别是有四年左右的氢燃料电池汽车试点示范期后，在政策加持下把行业培育推向更高质量发展，应该是氢能产业发展黄金十年。”林琦说道。

聚焦在商业化场景探索，在示范区域内有好的政策体系支持，可持续性绿色氢能供给，实现闭环的场景运用推动行业规模化是林琦认为可推广的复制的样板模式，“将来就可以在全国各地找到对应的场景来复制。”

据介绍，重塑科技旗下的氢燃料电池系统产品已在全球范围得到广泛应用，服务公共交通、物流运输、工程作业、市政服务等多种商用车场景。截至发稿，采用重塑科技氢燃料电池技术的车辆累计行驶里程突破 3200 万公里。

在此基础上，为使中国氢燃料电池技术更好地服务于国内外市场，重塑科技以构建全球先进氢燃料电池制造体系为目标打造了常熟产业化基地。该基地位于常熟高新区，占地面积超 105 亩，拥有 12500 平方米的氢燃料电池系统生产车间，建有 2 条先进生产线，首期规划年产能为 20000 套氢燃料电池系统。基地具备强大的自主研发能力，有望成为全球最先进的燃料电池制造体系代表，从而更好地服务于中国氢燃料电池技术面向全球化市场。

另一方面，根据国内氢能基础设施技术路线图，加氢站缺口大，亟需能源央企战略支撑国内氢燃料基础设施建设。譬如，中国石化(4.000, 0.00, 0.00%)已在建设加氢站等方面进行布局，未来将发挥现有 3 万座加油站的网络优势，打造油、氢混合站。此外，中国石化探索更经济的制氢方法，进一步降低制、储、运氢成本。

2019 年 7 月，中国石化资本完成了对重塑科技的战略投资，成为重塑科技的战略股东。“有利于共同丰富和完善在氢能产业链上的布局，另外中石化集团投资也带来资本金补充，包括后续配套的金融服务，有助于拓展产业资源，实现产融结合与战略协同。”林琦表示。

王涵 经济观察网 2020-08-11

广州预计氢能产值将达 2000 亿元以上

氢能是应对能源危机和环境污染、促进能源转型升级的重要突破口。日前，广州市发展改革委印发《广州市氢能产业发展规划(2019—2030 年)》(下称《规划》)，以全新的角度构思氢能产业发展，全力打造未来千亿级氢能源产业。

7 月 30 日，在广州市第 161 场疫情防控复工复产新闻发布会(解读《广州市氢能产业发展规划》专题)上，广州市大湾区办常务副主任兼市发展改革委副主任陈建荣对《规划》进行解读。

《规划》首次从能源角度全方位谋划氢能产业发展，立足氢能产业发展各主要环节，因地制宜打造氢能产业链。根据该规划提出的目标，到 2022 年，广州将完成氢能产业链关键企业布局，推动氢能基础设施建设及示范应用，实现产值 200 亿元以上;到 2025 年，初步实现氢能规模化运用，实现产值 600 亿元以上;到 2030 年，建成集制取、储运、交易、应用一体化的氢能产业体系，实现产值 2000 亿元。

基于这一目标，广州着力打造“一核、一枢纽、三基地”产业布局，重点建设黄埔氢能产业创新核心区、南沙氢能产业枢纽、番禺乘用车制造及分布式发电研发基地、从化商用车生产基地和白云专用车生产基地。

陈建荣表示，发展氢能一方面有助于提高广州能源系统的自主性和灵活性，减少广州对化石能源的依赖，优化能源结构，另一方面氢能产业具备广阔的商业前景，能催生新的价值环节，引领电力、石化、汽车、装备制造等传统产业转型升级。

“广州氢能产业发展已经走在全国各大城市前列。”中国科学院院士、第三世界科学院院士、中国科学院大连化学物理研究所研究员李灿表示，希望广州市为全国的氢能产业做好示范，打造氢能产业发展的新标杆。

南方新闻网 2020-08-01

氢能：在追赶中寻求突破

7 月 30 日，广州市人民政府新闻办公室召开第 161 场疫情防控复工复产新闻发布会，解读《广州市氢能产业发展规划》，同时还举行了广州市氢能专家委员会专家聘任仪式和广州市氢能产业发展联合会揭牌仪式，聘请中国科学院院士、中国科学院大连化学物理研究所研究员李灿为专家委员会主任。

实际上，截至目前，已有 30 多个省市出台了氢能发展规划，纷纷在氢能产业战略布局上抢占先机。对此，中国工程院院士、中国工程院能源与矿业工程学部主任苏义脑的评价是，“出现了明显的‘氢能热’”。

但是，即便如此，在全球氢能竞争中，我国也未占据优势地位。核心技术能力、关键部件与装备等薄弱环节都亟待加强。

与国际先进水平仍有较大差距

2019 年，氢能首次写入政府工作报告。作为二次能源，氢能具有来源多样、终端零排、用途广泛等多重优势，在保障国家能源安全、改善大气环境质量、推进能源产业升级等方面具有重要意义。随着技术日趋成熟、成本大幅下降，氢能正迎来快速发展的战略机遇期。

在近日中国石化举办的氢能发展战略研讨会上，多位院士专家对氢能的未来给予了肯定。中国工程院院士、中国工程院原副院长干勇在视频连线中表示，保守估计，未来氢在我国终端能源体系中的占比将达 10%，成为我国能源战略的重要组成部分。氢能将纳入我国终端能源体系，与电力协同互补，共同成为我国终端能源体系的消费主体，带动形成 10 万亿级的新兴产业。

干勇介绍，我国氢能发展目前主要以交通领域应用为牵引，产业链逐步延伸到制氢、储氢、运氢、加氢、燃料电池以及配套产业环节，逐步形成了京津冀、华东、华南、华中、华北、东北等六大

产业集群。截至 2020 年 2 月，中国加氢站数量已达到 64 座。

不过，干勇也坦承，“国内氢能产业整体发展水平仍离国际先进水平有较大差距，在核心材料、零部件、装备等方面还有许多问题亟待解决。”例如，膜电极是燃料电池最昂贵的部件，目前国内已制订了支持中长期膜电极计划，但仍有一些指标没有达到，投入也还不够，特别是大型企业的介入不够。

苏义脑透露，为应对我国氢能和燃料电池相关技术和产业发展中面临的挑战，中国工程院先后组织了多个专题咨询项目进行研究，包括“我国燃料电池技术发展现状暨面向 2035 年的重大战略研究”“中国氢能源与燃料电池发展战略研究”等。中国工程院能源与矿业工程学部也将氢能和燃料电池领域咨询和服务作为重要工作之一。

苏义脑表示，中国工程院多位院士分别牵头进行了氢能和燃料电池有关项目的研究，开展了卓有成效的工作。这些研究成果将为我国氢能和燃料电池相关技术产业发展的系统谋划和前瞻部署提供决策，也为氢能和燃料电池相关领域的基础研究部署和技术路线选择提供科学依据。

绿氢是未来趋势

“目前，世界主要发达国家均在大力发展氢能产业，制定氢能发展战略。”中国工程院院士、中国矿业大学教授彭苏萍说。

其中，欧洲正在加快商业化进程，基础设施网络规划完备；日本和韩国已将燃料电池汽车与发电装置推向市场，关键技术开发及产业装备制造也较为成熟；美国拥有完备的产业政策及路线图，加州等地区已初步形成基础设施网络。相比之下，我国氢能产业尚处于产业化探索期，顶层设计、关键技术、装备制造、政策标准都有待加强。

国外的发展表明，氢的制备技术路线主要是发展绿氢，即利用可再生能源制氢。中国工程院院士、中国科学院大连化学物理研究所研究员衣宝廉在视频连线中指出，“能源发展的进程就是减碳的过程，氢能在能源转型中具有重要作用。可再生能源发电电解水制氢是未来趋势，但先进电解制氢装备技术仍面临诸多挑战。”

衣宝廉表示，欧洲氢能战略的核心就是将可再生能源生产的氢大规模用于工业、交通、发电、建筑等部门。为此，欧盟委员会还专门成立了欧洲清洁氢能联盟，提振对清洁氢能的需求并促进投资。

在他看来，可再生能源发电电解水制氢可克服可再生能源的波动性、季节性，提高电网适应性，解决弃水、弃光、弃风的问题。氢能还可以替代石油用于汽车燃料、替代天然气用于燃气轮机发电、替代焦炭用于冶金工业。

他介绍说，目前主流的三类电解水制氢技术中，比较成功的是碱性水电解和纯水电解，而高温蒸汽电解仍处于实验室研发阶段。

重在做好示范推进

“我国当前的氢能产业发展还处于培育阶段，重点是要做好示范推进。”在苏义脑看来，引领国家氢能产业健康有序发展，需要中国石化这样的大型企业来承担相关示范任务。

中国工程院院士、中国石化集团公司董事长张玉卓介绍，近年来，中国石化着眼打造氢能产业链，加大布局力度。目前，中国石化每年氢气的产量超过 300 万吨，占全国氢气产量 14% 左右；建立了全球第二大交通能源基础设施网络，拥有 3 万多座加油站，目前已建成若干油氢合建示范站。

“氢能发展前景十分光明，但氢能产业的发展方向如何选择、发展路径如何优化、发展时机如何把握，都需要深入研究和探索实践。”张玉卓说。

他表示，中国石化将持续加大氢能领域投资力度，以保障 2022 年北京冬奥会氢能供应为重要节点，力争在“十四五”期间形成一定规模的高纯氢产能，布局若干高速氢走廊，构建氢能产业链和关键材料自主核心技术体系及标准体系。

中国工程院能源与矿业工程学部副主任、国家能源集团科技委常务副主任顾大钊则透露，目前，国家能源集团风电和光伏发电装机规模超过 3800 万千瓦，水电装机超过 1800 万千瓦，拥有良好的

可再生能源制氢基础。而煤制氢能力每年超过 400 万吨，可供应 4000 万辆燃料电池乘用车用氢。在低成本低碳煤制氢方面，国家能源集团已成功示范了 30 万吨二氧化碳捕集和封存技术(CCS)项目，掌握了 CCS 的核心技术和装备，但因规模小，目前成本较高。

“未来 10 到 20 年将是我国氢能源与燃料电池产业发展的重要机遇期，需要紧密联系我国能源发展的实际，助力实现氢能源与燃料电池高质量发展。”基于目前我国氢能产业的探索与实践，彭苏萍强调，我国应从战略、政策、技术、资金、国际合作等方面积极谋划，通过改革创新破解发展难题。

中国科学报 2020-08-06

河南省按下氢能产业布局“快进键”

近日，《河南省氢燃料电池产业发展行动方案》全文公布，河南省将以郑州为中心城市群申报国家氢燃料电池汽车推广应用示范城市。

《行动方案》显示，河南省力争到 2023 年，实现以下发展目标：

示范应用：参与氢燃料电池汽车示范应用城市 5 个，示范公交和物流线路不少于 60 条，适时推进乘用车示范应用，各类氢燃料电池汽车推广应用达到 3000 辆以上，加氢站建成数量 50 座以上。

产业培育：引入和培育超过 30 家燃料电池汽车产业链相关企业，打造拥有国内影响力的氢燃料电池汽车及核心零部件生产企业 2-3 家，产业关键技术不断突破，核心竞争力不断提升，氢燃料电池汽车动力性、经济性、耐久性、环境适应性及成本等方面得到充分验证。

保障体系：供氢体系基本建立，基础设施基本满足示范应用需求，政策体系不断完善，产业协同优势逐步形成。

到 2025 年，示范应用城市不断扩大，示范应用氢燃料电池汽车累计超过 5000 辆，加氢站 80 个以上，产业体系、保障体系不断完善，协同创新能力优势明显加强，市场竞争能力不断提升，基本形成以客车为主，环卫、物流等氢燃料电池汽车全面发展的产业格局，氢燃料电池汽车相关产业年产值突破 1000 亿元。

众所周知，前一段时间，四部委已为国补政策定下基调，将在有基础、有积极性、有特色的地方展开氢燃料电池汽车示范运行。根据河南省现在一系列政策信号看，该省氢能发展潜力迸发在即。

早在 2018 年，河南省印发了河南省新能源及网联汽车发展三年行动计划（2018—2020 年）；2019 年 6 月，河南省人民政府公布《关于印发〈河南省加快新能源汽车推广应用若干政策〉的通知》；今年 4 月 17 日，郑州市人民政府办公厅印发郑州市 2020 年制造业高质量发展实施方案的通知；随后 4 月 29 日消息，省工信厅联合省发展改革委、省财政厅等八部门共同制定的《河南省氢燃料电池汽车产业发展行动方案》已经省政府同意印发。上述文件都不同程度的提到鼓励发展氢燃料电池公交示范运营，同步开展加氢站布局建设，积极探索解决氢源及用氢成本问题。

整体上，河南省将以郑州汽车产业基地为主体，推动氢燃料电池客车技术研发应用，加快氢燃料商用车研发布局；支持郑州、新乡等重点企业和研发机构加快氢燃料电池电堆、动力系统、电驱动系统研发应用；加快开封、洛阳、新乡、焦作、平顶山、鹤壁、安阳、驻马店、濮阳等地氢制备产业布局。

“河南省将以‘城市群’的方式申报展开氢燃料电池汽车示范运营。”上述知情人士告诉高工氢电，各个城市以自身优势协同合作，将有力拉动整个产业链发展。

以下是河南省部分城市在氢能产业链的布局最新进展。在河南省政府的领导下，河南各地已经陆续释放出巨大的氢能机遇。

郑州：当地公交再添氢能新军

继 2018 年 23 台氢燃料电池公交车在郑州投放运行后，今年 6 月，郑州公交二公司将 10 台氢燃料电池公交车投入到 B18 路、91 路使用。高工氢电从知情人处获悉，此次新增投运的 10 台氢燃料电池公交车来自宇通客车，车身高 12 米，由重塑科技配套燃料电池系统，系统功率 50kW，电堆则

由国鸿巴拉德提供。

据悉，郑州将会陆续投运氢燃料电池公交车。基础设施配套方面，早在 2015 年初，郑州宇通加氢站就已经交付使用。今年 1 月，上海氢枫签约郑州三座加氢站项目，疫情期间工作也在顺利开展。高工氢电获悉，这三座撬装式加氢站将很快投入使用，日加氢能力在 500-1000kg。同时，郑州正在规划建设固定式加氢站，预计将为越来越多的氢燃料电池公交车提供加氢保障。

濮阳：借力资本建氢能产业园

最新消息，河南省濮阳市近日与未名资本签订战略合作框架协议，计划在濮阳工业园区建设氢能产业园项目。

据悉，濮阳氢能资源丰富，在发展氢燃料电池等产业领域具有良好的基础。此次与未名资本签署合作协议，将为加快当地构建“制氢—储氢—加氢—氢燃料电池系统-氢燃料发动机整车生产”全产业链条打下了坚实基础。

新乡：联手中石化推进氢能基建

日前，河南省新乡市政府与中石化河南石油分公司举行签约仪式，双方将携手推进氢能基础设施建设。

现在新乡市已经引进了豫氢动力、豫氢装备、豫氢能源等重点企业，与同济大学合作建立了“氢能与燃料电池联合实验室”。同时，新乡市正在申建国家氢能燃料电池检测检验中心，加强制氢、储氢、用氢等核心技术攻关。

今年 4 月，新乡市申报的氢能产业园一期项目已获备案，总投资 6.72 亿元。该园区一方面主要完善动力电池材料产业链和燃料电池成品，另一方面大力引进新能源汽车制造企业，重点推动整车产业发展。新乡在着力打造“中原氢能产业基地”。

高工氢燃料电池 2020-08-06

深圳探寻氢能产业发展特色之路

核心阅读：当前，深圳纯电技术仍能满足发展需求，没有快速发展氢能和燃料电池的迫切需求。另外，氢能尚处于起步阶段，能否真正成为主流能源还需时间检验。深圳拥有人才资源和资金优势，不排除后来居上的可能。

近日，新能源汽车领军企业比亚迪在深圳发布全新一代电动汽车产品，同时，远赴成都，联合蜀都客车发力氢燃料汽车产业。

比亚迪在氢能开发领域的“舍近求远”，也让业内纷纷猜测，难道深圳没有发展氢能产业的土壤？氢能“后进生”

前有佛山牵头打造珠三角氢能一体化，后有广州布局氢能中心，夹在中间的深圳似乎在氢能领域没有什么大动作。

对此，有舆论认为，作为电动汽车产业领头羊的深圳，在氢燃料电池汽车产业上并不出彩，至今无站、无车、无政策，主要原因是当地龙头企业比亚迪不愿牵头，影响了深圳市政府发展氢能产业的积极性。

上海舜华新能源系统有限公司总工程师阮伟民表示，随着氢燃料电池汽车的全面发展，比亚迪作为深圳新能源汽车产业的代言人，与其说是比亚迪与氢能的竞争，不如说是锂电与氢能的竞争。比亚迪作为深圳锂电产业推动者和补贴受益者，没有动力在深圳发展氢能情有可原，但深圳政府也有一部分不可推卸的责任，当地至今没有明确发展路线，政府发展意愿不足，对市场处于观望的状态，这才是最大的问题。

“比亚迪现在聚焦于纯电，而锂电与氢能技术差异大，转换成本又很高，同时，宁德时代与特斯拉的市场冲击让比亚迪无暇涉及新技术赛道。另外，与其说比亚迪影响深圳氢能发展，不如说由于深圳补贴政策不确定，企业自身资金不足，市场同位竞争关系多等因素导致比亚迪对在深圳发展氢

能态度持观望状态。”新能智库秘书长张松认为。

深圳市燃气集团博士后李淇认为，虽然比亚迪对深圳氢能的发展造成一定影响，但不能完全归咎于比亚迪。“电动、氢能这两条新能源汽车技术路线深圳已经有一条了，做得也很好，另一条路线就没有那么迫切了。鉴于当前氢能产业并未完全成熟、加氢站建设审批缺乏规范和氢的来源及安全性问题，如何走出具有深圳特色的氢能发展路线，政府和相关企业一直在谋划和蓄力。”

未来电动氢能“两条腿走路”

深圳虽然没有出台针对氢能的支持政策，但实际上，已自发形成初具规模的产业链。业内人士将深圳的氢能产业现状描述为“有技术没示范”、“有产业没规划”。

“氢燃料电池汽车与电动汽车是可以互补的，不是非此即彼。深圳有优秀的氢能企业，相关人才也不少，产业基础较好，未来深圳一定会发展氢能。深圳的燃料电池产业已经准备就绪，只等政府发令枪声响。”李淇说。

阮伟民表示，深圳政府虽然将电动车作为优先发展的方向，但不代表着就彻底放任氢能产业。“两条腿走路”是未来发展趋势，氢能与锂电都会发展。“但是深圳地皮太贵，将大大提高加氢站建设的土地成本。现在高端制造业、新兴产业都要迁出，深圳氢能想要走稳走远，土地问题一定要考虑。”

“氢能尚处于起步阶段，能否真正成为主流能源还需时间检验。深圳拥有人才资源和资金优势，不排除后来居上的可能。”张松说，“但是当前深圳纯电技术仍能满足发展需求，纯电客车、物流车、出租车等居全国前列，没有快速发展氢能和燃料电池的迫切需求。在牵头企业空缺的情况下，政府并没有主动来支持氢能产业发展的积极性。”

“深圳本地也没有廉价的氢源，就算当地企业想要建一个加氢站，也需要从隔壁地市运输氢气，成本太高了。所以，深圳发展氢能，首先要解决大规模可持续供给难题。”一位业内专家表示。

需协调好与广州佛山产业关系

毫无疑问，氢能当前仍是政策驱动型产业。深圳迟迟不发布氢能相关政策，如何才能赶上氢能发展的浪潮？

李淇认为，深圳只要肯下定决心干，还是很有可能做出成绩。“发展燃料电池产业将助力深圳新能源汽车产业升级和转型。发展重点可以放在氢能产业中、下游，实现核心技术、关键材料和零部件突破，结合可再生能源制氢、天然气管道掺氢和适量加氢站的建设和运营，形成商业运营模式。”

阮伟民表示，深圳的新能源汽车产业基础坚实，纯电汽车的示范与运营经验丰富，未来的氢燃料电池汽车可以参考。“深圳氢燃料电池产业已经准备就绪，一旦政府解决了氢源问题，产业将有望实现自主运转。公交车、出租车等可以保留其纯电路线，而氢能将在海上运输、重卡、物流车、长途车等领域发挥优势。”

“深圳要发展氢能，不得不考虑与广州、佛山等地的关系。位于广州的广汽已率先开始氢燃料电池汽车的示范应用，佛山等地主要承担零部件供应商角色。未来，一旦深圳与广州走上同质化发展的路线，如何调节之间矛盾、形成区域化的共同发展体将成为一个难题。”业内人士表示。

韩逸飞 中国能源报 2020-08-12

澳研究称找到低成本制氢方法

澳大利亚国立大学研究人员日前宣布，他们创造了太阳能制氢转化效率的新纪录，找到了一种低成本制氢的方法。

澳国立大学日前在官网发表公报称，该项目由西瓦·卡鲁图里博士和中何萍博士共同领导。相关研究成果已发表在美国《先进能源材料》杂志上。论文指出，新研究通过低成本的半导体材料，使太阳能制氢的转化效率达到了“前所未有”的17.6%。

卡鲁图里在公报中说，相比传统的制氢方法，新方法避免了直流电和交流电多次转换造成的能

量损失以及电能传输过程中的损失，同时不需要大量额外设施，具有显著的成本优势。

“过去，太阳能发电厂必须生产电力，然后将其用于电解水，以生产氢气，而这种新方法则更加直接、高效。”卡鲁图里说。

据介绍，该研究团队使用“叠层”光吸收器结构，将钙钛矿电池放置在特制的硅电极顶部。申何萍介绍说，钙钛矿材料具有非凡的光电性能，为生产低成本、高效率的硅叠层器件提供了巨大潜力。

“随着钙钛矿电池效率的空前提高，钙钛矿材料的稳定性也得到显著改善，使其成为太阳能行业最有吸引力的候选材料之一。”申何萍 29 日对新华社记者说。

公报说，研究团队正努力在未来几个月内将 17.6% 的转化效率提升到 20%，从而为低成本的绿色氢生产铺平道路。研究团队正在探索如何使用更廉价的材料代替此次研究中使用的铂等贵金属催化剂，以进一步降低成本。（来源：新华社）

新华社 2020-08-01

燃料电池电堆技术迎黄金发展期

核心阅读：专家认为，通过燃料电池技术引进，并消化吸收发展为自主技术，建设电堆、系统集成和整车生产线，形成氢能产业化开发平台，有利于企业占领氢能技术制高点。

“今年出台的相关补贴政策有利于促进燃料电池电堆发展，带动电堆技术探索和多元应用，并推动氢能产业的进步。”在近日举办的燃料电池电堆技术发展网络研讨会上，与会专家表示。

据了解，近年来，我国燃料电池电堆技术发展迅速，电堆性能大幅提升，已接近国际水平，但电堆可靠性、寿命、成本与国外先进水平相比还存在较大差距。

政策利好电堆发展

今年 4 月，财政部等四部委发布的《关于完善新能源汽车推广应用财政补贴政策的通知》提出，调整补贴方式，开展燃料电池汽车示范应用，明确“以奖代补”建立氢能和燃料电池汽车产业链；随后，《关于开展燃料电池汽车示范推广通知》征求意见稿发布，明确“以奖代补”奖励细则，其中还强化了加氢站建设补贴。

“2018 年以来我国氢能产业发展速度显著加快，氢能产业遍地开花，全国各地掀起氢能发展新浪潮。得益于顶层氢能扶持政策，已形成上海、广东佛山-云浮、山东济南和河北张家口等氢能产业集聚区，并逐步向全国各地延伸。”国鸿氢能科技有限公司副总经理燕希强认为，这有利于推动关键零部件的技术攻关、产业化规模发展和商业化示范推广，进一步掀起氢燃料电池汽车发展的新高潮。

上海氢晨新能源科技有限公司总经理易培云表示，今年的新一轮补贴将改变燃料电池格局，尤其是对大功率氢燃料电池电堆而言，将获得难得的发展机遇。

燕希强表示：“氢燃料动力系统在整车成本的占比超过 70%，主要部件包括燃料电池电堆、高压储氢罐、电机、动力控制装置等，其中最核心的部分是燃料电池电堆，在燃料电池系统中占比约 65%，随着政策加持下生产规模扩大以及电堆国产化的逐步实现，电堆成本预计可下降 60%。”

双极板技术适用不同场景

双极板作为燃料电池电堆的核心部件，分别有石墨、金属和复合双极板。与会专家表示，由于应用场景、功率等有差异，各类双极板在不同的应用领域各有优势，因此，在未来很长时间不同材料的双极板将共存、互补发展。

对于燃料电池电堆而言，可靠性高、寿命长、成本低是确保电堆更具竞争力的必要条件。燕希强指出：“目前柔性石墨双极板处于领先位置，其原材料成本低，还能保留石墨双极板高导电性和高耐腐蚀性，同时又解决了硬石墨板加工周期长、脆性问题，实现了双极板的批量化制备，降低了双极板制备成本。”

而金属双极板也同样有其适用场景。易培云表示，金属双极板电堆具有功率密度高、冷启动快、抗震性能好等优势，适用于 100kW 以上的大功率电堆的大批量制造。

易培云坦言：“大功率电堆同时面临不可避免的技术挑战，与小功率电堆相比，功率大并非简单的数量加减，其设计理念和技术难度完全不一样，需要更好的设计、密封、装配和解决降本问题。”

“应用场景及整车对电堆的需求不同，乘用车更注重动力性能，而商用车需要经济性上的保证，不存在一个电堆适用所有场景，因此要遵循场景差异设计满足不同需求的电堆。”易培云表示。

建立全产业链生态

燕希强表示，氢能全产业链布局能够推动燃料电池电堆进一步研发迭代以及氢能产业快速发展。以国鸿氢能对燃料电池电堆的研发推广为例，国鸿氢能进行燃料电池电堆研发生产，氢源来自美锦能源工业副产氢，膜电极研发属于鸿基创能，舜华新能源进行加氢设备研发及加氢站建设运营，整车研发由飞驰客车负责，以此形成氢能全产业链生态。

因此，建立规模化电堆生产线，形成产业化开发平台尤为重要。“通过燃料电池技术引进，并消化吸收发展为自主技术，建设电堆、系统集成和整车生产线，形成氢能产业化开发平台，有利于企业占领氢能技术制高点。”燕希强表示。

易培云强调，电堆核心竞争力取决于性能、寿命及成本，性能与部件匹配及环境适应性有关，高寿命需要高温耐久的材料、一致性设计和高精度制造，而想要进一步降低成本，则需要提高性能、零部件一体化设计等。“因此，开发电堆智能制造技术，实现部件和电堆的自动识别、匹配、装配及监控也尤为关键。”

本报实习记者 仲蕊 中国能源报 2020-08-03

甲醇是解决氢能发展“痛点”的好法子

2019年，氢能源被首次写入《政府工作报告》：“推动充电、加氢等设施建设”。氢能因此正式成为国家能源战略中的重要一环。据不完全统计，我国迄今已有34座城市建设氢能产业园，但氢能目前还存在储运价格高、安全隐患大、基础设施建设投资高昂等瓶颈问题。

如何有效解决氢能“痛点”？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日前在“中国能源·化工30人论坛”上给出了他的答案：“甲醇在线制氢。”

来源可靠，是目前最好的制氢原料

“发展氢能主要是解决石油短缺、环境污染这两个问题，尽管氢能大有前景，但氢气并不是很好的能源载体。”刘科指出，氢的“四个最”是靠研发无法改变的：体积能量密度最低的物质、最小的分子、最易泄漏、最宽爆炸范围。这些原因造成储氢运氢成本和基础设施投资高昂，高压氢气罐燃料电池车从安全角度不宜在已建成的地下停车场这些封闭空间长期停放。

据悉，氢气在密闭空间的爆炸极限为4%-74%，全球炼油厂事故很多是由于氢气泄漏造成的，因此有了“氢气是炼油厂的魔鬼”的说法。

“加氢站一定要有安全距离，但考虑到经济性等因素，如果加氢站建在半个小时车程以外，来回一个小时去加气，你会买这样的车吗？”刘科说，与将氢气压缩到高压汽车储氢罐相比，甲醇是非常好的液体储氢、运氢载体。1升液氢（需冷凝到零下253摄氏度）只有72克氢气，1升甲醇跟水反应可放出143克氢气，1升甲醇的产氢量是1升液氢的2倍。以甲醇为原料，将小型的甲醇重整制氢设备与燃料电池进行高度集成，氢气即产即用，可实现即时制氢发电。

那么，甲醇作为制氢原料是否可行？记者进一步了解到，甲醇来源广泛可靠，既可以利用煤炭制甲醇，也可以利用“弃风”“弃光”电解水制氢，氢再与二氧化碳反应制取甲醇；天然气等都可以转化为甲醇。在刘科看来，“甲醇是目前最好的制氢原料”。

兼容性强，可利用现有基础设施

“为何世界上只有少数几个地方有石油，而世界任何一个角落都可以开车？”其主要原因是液体燃料陆上可以管路输送，海上可以很便宜地跨海输送，并可以长期保存。刘科院士算了一笔账，如果将一船汽油从休斯顿的炼油厂拉到天津港，加油站7元/升的油价中，运费成本不到7分钱。“液体

燃料输运成本低，也便于长期储存，这是液体能源的优势所在。”

值得注意的是，电动车和氢能汽车作为新能源汽车的两大“宠儿”，无论是加氢站还是充电桩，规模化基础设施成本都不低。刘科的研究数据显示，如果都以布局 10000 座站点计算，每天加注 450 辆车的液体燃料加注站建设运营成本约为 20 亿美元；每天充 24 辆车的充电站需投资 830 亿美元；每天 30 辆加注能力的小型氢气加注站成本则高达 1.4 万亿美元。

刘科指出：“人类已投资几万亿美元建设了液体燃料基础设施，这些基础设施不会轻易放弃，甲醇制氢路线，可以很好地将已有的加油站等设施利用起来。”由此可见，甲醇在线制氢系统在规模化方面有明显优势，可避开燃料电池汽车的商业化瓶颈。

另外，刘科认为甲醇能源已迎来了很好的发展机遇。甲醇现阶段可以作为能源、燃料、化工等行业的标准化原料，在长期发展进程中，甲醇还将对可再生能源具有极高的兼容性，同一套甲醇储运基础设施，可同时满足近期及中长期需求。“液态形式有能量密度高、可大规模运输、易实现低成本跨海输送等优点，转化成液体，是其他可再生能源将来的一个发展方向。”

刘科还指出，电动车、燃料电池车都是未来能源技术的发展方向，能满足不同的市场需求，但均面临各种挑战。电动车未来的突破点可能在应用端，氢燃料电池则需要解决氢气的储存和运输难题。目前，通过甲醇转化制氢，是解决氢能“痛点”的好法子。他还强调：“能源发展需要多元化，应加强各种技术的研发力度，最后让市场来选择技术。”

本报记者 武晓娟 中国能源报 2020-08-10

能源稀缺的浙江瞄准了洁净的氢能

氢能源客车最大的优点是环保，因为氢燃烧后的生成物只有水，不会对环境造成任何污染。记者从浙江省能源集团了解到，目前浙能集团正与北京航天试验技术研究所联手，积极开展氢能利用相关技术的研发和应用，今年底，液氢全产业链示范项目有望在嘉兴落成。今后，使用氢能的汽车，能耗成本有望接近汽油车。

开发液氢替代压缩氢 安全性提高使用成本降低

王斌告诉记者，目前氢能源客车充氢的价格是 68 元一公斤，按 1 公斤 20 公里行驶里程计算，每公里成本达到 3.4 元。“成本还是高了点，比使用柴油的公交车要贵一二倍。”

据浙江石油综合能源销售公司嘉兴分公司总经理戴中林介绍，嘉善县嘉善东客运中心内的这座综合供能站，是一座氢电合建供能站，去年 10 月份投入试运营，目前该站为嘉善县 4 条氢能源公交线路共 18 辆公交车提供加氢服务。

“这些压缩氢是用专门的管束车运输的，自重 30 余吨的车，有效运输能力为 250 公斤压缩氢。氢气液化后，用专门的槽罐车运输，自重 20 吨车可载 2500 公斤液化氢，可以大大节省运输成本，汽车使用氢能源的成本也有望明显降低。”北京航天试验技术研究所副总工程师刘玉涛介绍说。另外，氢能源生产规模扩大后，成本也会进一步降低。

液氢储氢具备密度大、储氢纯度高、充装速度快等优势，安全性优于高压气态储运氢。美国、德国、日本等氢能发达国家已将液氢技术在民用领域推广应用，全球加氢站三分之一以上为液氢加氢站。

实际上，我国在上世纪五六十年代就已经研发了液氢技术，主要用于火箭发射。北京航天试验技术研究所即中国航天科技集团公司第六研究院 101 所（简称航天 101 所），拥有我国唯一的航天液体推进剂研究中心，迄今一直承担各种航天动力试验任务及研制所需的各种性能液体推进剂，是我国仅有的能够生产液氢的两家单位之一。

而浙能集团通过与航天 101 所联手，申报的浙江省重点研发项目“大型国产氢气液化关键技术和装备研究”已取得重大突破，凝聚关键技术和囊括核心设备的冷箱集成工作将在 8 月底在航天 101 所内完成，今年底有望顺利产出液氢。

另外，浙能集团与嘉化能源联手，利用嘉化能源的工业副产氢气在其厂区内合作开展液氢全示范项目，目前已完成土建基础和厂房施工，计划年内将航天 101 所调试完善的装备移至厂内安装，建成国内首座民用国产、具有自主知识产权的 1.5 吨/天氢液化工厂。

工业副氢是氢能重要来源 使用成本有望与汽油车持平

近些年，浙能集团在能源清洁利用方面投入了大量的人力和财力。从 2011 年开始，浙能集团在国内率先提出燃煤电厂烟气超低排放概念，并斥资 50 多亿元联合浙江大学进行技术改造。“燃煤机组超低排放关键技术研发及应用”最终获得了国家技术发明一等奖。

液氢技术是浙能集团在能源清洁利用方面的又一大手笔，目前已累计投入 1 亿多元开展液氢全产业链应用示范和技术研发。

我省是能源消耗大省同时又是资源小省，发展氢能，资源从哪里来？

刘玉涛介绍说，氢的来源多种多样。最便宜的是煤制氢，但这一过程会产生大量二氧化碳，不是长久之计。华东地区工业发达，工业副产氢比较多，经过纯度提炼之后，便宜的成本只要 1 万元/吨，相当于 10 元/公斤，这一价格是很有竞争力的。如果放眼全国，工业副产氢的量就更大了。

另外，像风能、水电、潮汐能、太阳能这些可再生能源，都可转化成氢能做成燃料电池。“风能、水电、潮汐能、太阳能这些新能源的波动性比较大，能源供应不稳定。转化成氢能后，通过储氢，可实现能源供应的稳定。”刘玉涛表示。

浙能集团氢能技术引进和应用办公室主任王惠挺表示，从未来 3 到 5 年的发展前景看，氢能应用的主要场景仍将主要集中在氢燃料电池汽车。短期内，依托工业副产氢的氢能供应价格可达到 40 元/公斤，使用成本可基本与传统汽油车持平。

实际上，包括日本、美国、欧洲国家在内，各主要发达国家都非常重视氢能的发展，并普遍上升至国家战略层面。日本氢燃料电池汽车 Mirai 的行驶用氢成本已经和汽油车相当，约每公里 0.46 元人民币，整车销售价格也有望于 2025 年和燃油车持平，达到每辆 20 万元人民币左右。

浙江氢能全产业链已具雏形 年内全省建成十座加氢站

作为浙能集团旗下子公司，成立于 2017 年的浙江省石油股份有限公司致力于新型能源供应的开发与应用，包括氢能在内的综合供能站，正是浙江石油目前发力的重点之一。

按照计划，今年底之前，浙江石油将在全省新建 10 座加氢站，其中杭州 3 座，宁波 3 座，绍兴、嘉兴、金华、台州各 1 座。位于嘉兴平湖县的樱花综合供能站，紧靠目前正在建的氢液化工厂，争取年底前建成并供应液氢。

王惠挺介绍说，目前，我省已形成氢能全产业链联动发展的雏形，杭州、宁波、嘉兴、湖州等地区已形成一定规模的氢能产业集群，拥有吉利汽车、浙江中车等龙头车企，浙能集团、巨化集团、杭氧等氢能基础设施建设及装备制造企业，爱德曼、宁波绿动、德燃动力等燃料电池制造企业，以及浙江大学等高层次氢能科研机构。而浙能集团位于长兴的氢能装备制造产业园，将重点打造成以液氢为特色的氢能装备产业集群。

王惠挺表示，随着氢能应用技术不断突破和装备产业化能力不断提升，今后氢燃料电池汽车使用成本将优于传统燃油车和电动汽车，氢能热电联供系统等相关应用领域范围也将持续扩大。“光伏产业的发展过程就是个很好的例子，过去十年，光伏发电的成本已大幅度下降，具备了较强的市场竞争力。”

“预期 2025 年后，氢燃料电池汽车的电池寿命，乘用车可达 5000 小时，商用车可达 15000 小时。”刘玉涛表示。

按照王惠挺的预期，到 2035 年，我省使用氢燃料电池的整车产量将达到 20 万~30 万辆，建成加氢站 1000 座以上、氢能热电联供系统应用超过 5 万套，氢能产业将超过 5000 亿元规模。

王燕平 浙江在线-钱江晚报 2020-08-10

核能

中东首座核电站上线

8月1日，中东地区首座核电站巴拉卡（Barakah）在阿联酋正式投产。这使得阿联酋成为阿拉伯世界首个拥有核电的国家，同时也是近30年来全球首个启动核电项目的“新国家”。不过，全球各界给予阿联酋的除了祝福和期待，更多的则是忧虑和紧张，担心这座核电站存在安全隐患，并可能加剧海湾地区的紧张局势。

“核电俱乐部”迎新

阿联酋通讯社指出，此次投产的是巴拉卡核电站1号机组，这是阿联酋规划的4座核反应堆中的第一座，其不仅帮助阿联酋顺利跻身全球“核电俱乐部”，同时也让该国的能源转型进程又前进了一大步。

据悉，巴拉卡核电站由韩国电力公司承建，4座核反应堆均采用该公司设计的APR-1400先进压水堆，总投资规模达244亿美元，由阿联酋核能公司（ENEC）负责运营。巴拉卡核电站位于阿布扎比Gharbiya地区东部，1号机组装机量为1400兆瓦，4座核反应堆总计装机量将达5600兆瓦，约占阿联酋目前电力装机总量的1/5，全面投运后可满足阿联酋25%的电力需求，同时每年可减少2100万吨碳排放量，相当于道路上减少320万辆汽车。

ENEC在一份声明中表示，巴拉卡核电站致力于“最高安全标准”，将在阿联酋经济多样化和脱碳方面发挥重要作用，同时还将为阿联酋提供更多清洁电力。

据了解，今年1月，巴拉卡核电站已经接受了世界核电运营者协会的战略评估和审查，并得到了后者予以的“适合进入启用阶段”的批准。阿联酋联邦核监管局（FANR）随后于2月授予了该核电站运营许可，期限长达60年。

ENEC首席执行官Mohamed Ibrahim Al Hammadi表示：“8月1日是一个历史性时刻，意味着我们离实现安全、可靠、无排放电力的目标又近了一步。”他补充称，在FANR的监督下进行了“连续数周”的安全测试，1号机组完全可以正常并网发电。

国际原子能机构（IAEA）也对巴拉卡核电站予以了较高评价，称1号机组已经“首次达到临界点”，标志着已正式进入持续、可控运行状态。目前，全球31个国家和地区拥有核电站，阿联酋已正式成为这个“核电俱乐部”的新成员。

阿联酋常驻IAEA代表Hamad al Kaabi表示，目前尚无4座核反应堆全部完工的准确时间，但可以肯定的是，另外3座核反应堆的建设都在稳步推进。

商业价值有限？

巴拉卡核电站项目于2009年启动，在长达12年的时间里，始终被视为阿联酋国家战略和经济的头等要务，原计划2017年投产，但各种问题导致工期一拖再拖，成本投入超出最初的200亿美元预算，最终延至今年问世。

阿联酋总统、阿布扎比酋长国酋长哈利法·本·扎耶德·阿勒纳哈扬高度重视这座核电站，称这是科学进步的象征，商业意义重大，是阿联酋迈向清洁能源结构的重要里程碑。

不过，西方媒体普遍认为，对阿联酋而言，巴拉卡核电站的现实意义有限。英国广播公司新闻网指出，中东地区阳光充沛，发展更便宜、更清洁的太阳能，比发展核能更有意义。

英国莱斯大学贝克学院能源研究所研究员Jim Krane表示，纯粹基于成本考量，核电对阿联酋而言并非最佳选择，还有更多选择比其更具有经济竞争力。

业界担忧存在安全隐患

值得关注的是，业界普遍认为，巴拉卡核电站的落地，或将带动中东地区更多核电项目问世，例如沙特就一直在推进核电发展计划，但鉴于中东海湾地区动荡不安的局势，核电站很容易成为地

区冲突中袭击的目标，甚至可能引发核军备竞赛。

以巴拉卡核电站为例，其虽然位于阿布扎比，但实际位置更靠近卡塔尔首都多哈，距离沙特边界也只有 50 公里，与伊朗隔海湾相望，这样敏感的地理位置，加上海湾地区紧张的地缘政治氛围，无疑存在极大隐患。

“中东至少发生过 13 次对核设施的空中袭击，比全球任何其他地区都要多。”美国防扩散政策教育中心执行主任 Henry Sokolski 坦言。

《纽约时报》指出，尽管阿联酋多次强调核电计划以民用和商业化为根本，但仍然无法缓解邻国对其掌控核能力的担忧。卡塔尔去年曾向 IAEA 提出申诉，称巴拉卡核电站对中东地区的稳定构成严重威胁，但 IAEA 并未给予正面回应。

卡塔尔方面指出，巴拉卡核电站整体设计“有问题”，韩国方面以异于常理的低价中标，意味着其可能从其它方面“获得了补偿”，比如在设计上“减少”防御功能以节约成本，包括没有应用第三代核技术且缺乏纵深防御原则，这一组合旨在飞机坠毁或导弹袭击时为核设施提供附加保护。

伦敦大学学院能源研究所研究员、核能咨询集团创始人兼负责人 Paul Dorfman 也表达了同样的担忧，称巴拉卡核电站是“廉价”的设计，在安全性上走了弯路，缺乏应付堆芯熔化的堆芯收集器等关键安全功能，而这本是新型反应堆的标配。“如果巴拉卡核电站在运行中发生任何问题或事故，将给海湾地区带来灾难，因为该地区很大程度上依赖海水淡化获得饮用水，如果海水受到污染，后果不堪设想。”

本报记者 王林 中国能源报 2020-08-10

南非核电艰难中呼之欲出

南非新版《国家综合资源计划》(IRP) 去年底获批后，核电成为该国能源结构转型的重要力量。新版 IRP 明确规定，南非将以“负担得起的规模和速度”发展核电，初步计划新增 250 万千瓦装机。

然而，今年以来，新冠肺炎疫情让本就不堪负重的南非经济“雪上加霜”，加上政府对待核电的态度始终摇摆不定，南非核电发展仍面临重重困难。

核电发展路线图呼之欲出

南非矿产资源与能源部日前发布声明称，核电是南非长远发展的必然选择，将就核电发展一事向社会广泛征求意见和建议。公众、企业、投资者、行业专家等各界人士，可从技术选择、成本投入、厂址选址、环保影响等核能产业链的各个环节提供信息，回复截止日期 9 月 15 日，这之后将参照所有信息回馈起草国家核电发展路线图。

彭博社指出，南非政府此举旨在深入了解核电项目涉及的所有问题，如所有权结构、成本回收预期、最终用户费用和方案的可持续性等。南非国有核能公司(Necsa)对此表示强烈支持，称预先规划对核电建设和能源供应安全至关重要。据悉，Necsa 董事会年初时曾全体辞职，以抗议政府对核电事业“置之不理”，该公司主要负责核电以及核材料加工和存储方面的研究，2014 年以来一直处于亏损状态。

Necsa 董事会主席 David Nicholls 表示：“通过建议征询，可以帮助政府更深入了解核电技术，为制定更合理、可负担的核电发展路线奠定基础。”

南非能源和矿产资源部部长曼塔谢 5 月曾提出，可能会向企业授予开发合同，以“建造、运营和转让为基础开发模块化核电站”，这意味着不会要求国家提供资金。按照规划，启动核电是为了给南非带来“经济实惠”的电力，压水反应堆、小型模块化核反应堆，都比大型核电站更适合南非。

“我们欢迎私人企业参与进来，政府会通过市场调研，听取潜在投资商或企业团队对新核电站建设的意见。”曼塔谢说，“为避免 250 万千瓦核电站建设计划再次受阻，我们不打算从国库拿钱，且在推进核电建设的同时，还将一并支持发展太阳能、风能等可再生能源。”

事实上，南非最早曾提出 960 万千瓦的新增核电装机目标，但最终考量了国家整体经济情况之

后，将其调整为“有望实现”的 250 万千瓦。路透社指出，新增 250 万千瓦核电装机需要的投资总额约占南非去年 GDP 的 8%。

电荒为核电“上位”创造契机

核电在南非的发展可谓“一波多折”。2014—2015 年间，非洲大陆唯一一座核电站——位于开普敦附近的 Koeberg 核电站，发生了 3 次核废料泄漏事故，在南非掀起轩然大波，“是否发展核电”成为各方争论的焦点。

南非本土电荒持续加剧，不仅严重影响民生，近年来甚至开始制约工业生产，由此核电才迎来了发展的契机。

据了解，肩负南非 90% 供电任务的南非国家电力公司（Eskom）近年来深陷债务危机和腐败丑闻，发电业务每况愈下，导致南非拉闸限电成为“家常便饭”。从去年初开始的频繁限电，到今年连约翰内斯堡、开普敦等大城市也受到严重影响。

据南非“新闻 24 小时”网站近日报道，今年第一季度，南非拉闸限电达 270 个小时。随着南非进入寒冬季节，电力需求的增加和非法连接的增加，停电的可能性正进一步增强。

路透社指出，Eskom 高频率、高强度的限电，充分说明其已无法履行“经济陷入衰退时确保电力供应安全”的使命，鉴于 Eskom 主要依靠旗下煤电机组发电，南非需要增加更可靠、更清洁电力的供应。南非正在努力降低煤炭在电力结构中的绝对占比，这使得其它发电形式拥有了更多发展空间，煤电约占该国总发电量的 90%，煤炭下线意味着将有更多电力缺口待填补。

据悉，南非在新增核电装机的同时，还计划将 Koeberg 核电站的寿命延长至 2044 年，该电站发电量约占南非电力供应的 5%。

仍需克服经济挑战

对南非而言，经济下滑和政策不明是阻碍核电发展的最大挑战。南非去年 GDP 仅增长 0.2%，为 2008—2009 年金融危机以来最低增幅。而今年以来的新冠肺炎疫情、萎靡的大宗商品市场更是让南非经济步履维艰，该国财政部预计今年南非 GDP 或将缩水 16.1%。

南非统计局 6 月底公布数据，由于矿业和制造业产出大幅下降，第一季度经济收缩 2%，南非进一步陷入衰退，其中采矿业萎缩 21.5%，制造业萎缩 8.5%。值得关注的是，10 个制造业部门中有 7 个萎缩，电力、天然气和水行业下降 5.6%，建筑业下降 4.7%。

除了经济不振，政策不定也是南非发展核电面临的一大难题。一方面，南非政府内部对于“选核电还是可再生能源电力”始终无法达成一致，“反核”的声音络绎不绝。另一方面，南非虽然通过《外国投资补贴》等多项优惠政策吸引外资，但在涉足核电发展方面，外资和私人资本仍然十分谨慎。

本报记者 王林 中国能源报 2020-08-03

国际“人造太阳”工程正式启动安装

本报讯 7 月 28 日，“人造太阳”国际热核聚变实验堆计划重大工程安装启动仪式在法国南部卡达拉舍举行。

“人造太阳”是可控核聚变装置的俗称，国际热核聚变实验堆（ITER）计划诞生于 2006 年，由中国、美国、欧盟、俄罗斯、日本、韩国和印度七方参与，计划在法国普罗旺斯地区共同建造一个电站规模的聚变反应堆，也即世界上最大的托卡马克装置。该项目是目前全球规模最大、影响最深远的国际科技合作项目之一。

2019 年 9 月，中核集团旗下中国核电工程公司牵头的中法联合体正式与 ITER 组织签订了 TAC-1 安装合同。TAC-1 安装标段工程是 ITER 托卡马克装置最重要的核心设备安装工程，其重要性相当于核电站的反应堆、人体的心脏，主要工作是安装杜瓦结构及杜瓦结构和真空容器之间的所有系统。今年 5 月，由中方企业承担的 ITER 杜瓦底座吊装工作圆满完成。

据了解，我国目前也在自主研发“人造太阳”，中国环流器二号 M 装置是目前国内最大的托卡马

克装置。

宗和 中国能源报 2020-08-03

能源政策

两部门：加快风电光伏发电平价上网进程

据国家发展改革委网站消息，近日，国家发展改革委、国家能源局联合印发了《关于公布 2020 年风电、光伏发电平价上网项目的通知》(以下简称《通知》)，2020 年风电平价上网项目装机规模 1139.67 万千瓦、光伏发电平价上网项目装机规模 3305.06 万千瓦。

《通知》指出，2019 年第一批和 2020 年风电、光伏发电平价上网项目须于 2020 年底前核准(备案)并开工建设，除并网消纳受限原因以外，风电项目须于 2022 年底前并网，光伏发电项目须于 2021 年底前并网。国家能源局将按年度梳理并公布在规定时限内并网的风电、光伏发电平价上网项目，未在规定时限内并网的风电、光伏发电平价上网项目将从 2019 年第一批、2020 年风电、光伏发电平价上网项目清单中移除。

《通知》明确电网企业按照平价上网项目有关政策要求，认真落实接网工程建设责任，确保平价上网项目优先发电和全额保障性收购，按项目核准时国家规定的当地燃煤标杆上网电价与风电、光伏发电平价上网项目单位签订长期固定电价购售电合同(不少于 20 年)。

人民网 2020-08-06

交通运输部：推动交通基础设施建设合理布局光伏发电设施

8 月 6 日，交通运输部印发关于推动交通运输领域新型基础设施建设的指导意见(以下简称《指导意见》)，其中提出：推动交通基础设施数字转型、智能升级，推广新能源新材料行业应用，引导在城市群等重点高速公路服务区建设超快充、大功率电动汽车充电设施。鼓励在服务区、边坡等公路沿线合理布局光伏发电设施，与市电等并网供电，推进交通运输领域新型基础设施建设。

《指导意见》提出，鼓励高速公路服务区、港口码头和枢纽场站推进智能照明、供能和节能改造技术应用。推动船舶靠港使用岸电，推进码头岸电设施和船舶受电设施改造，着力提高岸电使用率。鼓励船舶应用液化天然气、电能等清洁能源。推动新能源、新材料在港口和导助航设施等领域应用。推动长寿命、可循环利用材料在基础设施建造、生态修复和运行维护领域应用。

《指导意见》指出：今年以来，党中央、国务院密集部署新型基础设施建设。《2020 年政府工作报告》将“两新一重”作为今年重点任务。交通运输是新型基础设施与传统基础设施融合发展的重要领域。交通运输领域新型基础设施建设以先进技术赋能，使传统基础设施融入新要素、具备新功能、呈现新形态，促进交通基础设施网、运输服务网、能源网与信息网络融合发展。

《指导意见》明确贯彻落实党中央、国务院决策部署，围绕加快建设交通强国总体目标：到 2035 年，交通运输领域新型基础设施建设取得显著成效。先进信息技术深度赋能交通基础设施，精准感知、精确分析、精细管理和精心服务能力全面提升，成为加快建设交通强国的有力支撑。基础设施建设运营能耗水平有效控制。泛在感知设施、先进传输网络、北斗时空信息服务在交通运输行业深度覆盖，行业数据中心和网络安全体系基本建立，智能列车、自动驾驶汽车、智能船舶等逐步应用。科技创新支撑能力显著提升，前瞻性技术应用水平居世界前列。

主要任务包括 14 项。一是打造融合高效的智慧交通基础设施，以交通运输行业为主实施。以智慧公路、智能铁路、智慧航道、智慧港口、智慧民航、智慧邮政、智慧枢纽，以及新材料新能源应用为载体，体现先进信息技术对行业的全方位赋能。二是助力信息基础设施建设，主要是配合相关部

门推进先进技术的行业应用，包括 5G、北斗系统和遥感卫星、网络安全、数据中心、人工智能(如自动驾驶等)等。三是完善行业创新基础设施，主要是科技研发支撑能力建设，如实验室、基础设施长期性能监测网等。

北极星电力网 2020-08-07

我国将推进新能源新型标准体系建设

本报讯 日前，国家能源局印发《关于加快能源领域新型标准体系建设的指导意见（征求意见稿）》（以下简称《意见》），在智慧能源、能源互联网、风电、太阳能发电、生物质能、储能、氢能等新兴领域，率先推进新型标准体系建设，发挥示范带动作用。

《意见》称，在新能源、电力与电工装备新技术领域，以及互联网、大数据、人工智能、区块链等数字技术与能源融合发展领域，积极推动团体标准扩量提质。着力通过市场竞争实现团体标准的优胜劣汰。研究建立实施效果良好且符合国家标准或行业标准制定要求的团体标准转化为国家标准或行业标准的机制。

《意见》明确，在智慧能源、能源互联网、风电、太阳能发电、生物质能、储能、氢能等新兴领域，将率先推进新型标准体系建设，发挥示范带动作用。同时，坚持能源标准化与能源技术创新、工程示范一体化推进，夯实标准的技术基础，探索完善标准的终身维护机制，强化标准全生命周期管理和实施监督，切实提升能源领域标准的质量。

刘表翔 中国能源报 2020-08-03

解读《济南市氢能产业发展三年行动计划（2020-2022 年）》

一、起草背景

氢能产业成为能源变革发展的先导产业，加快发展氢能产业已成为推动新旧动能转换、谋求未来竞争新优势、抢占新能源技术制高点的重大举措。6月24日，山东省人民政府办公厅印发了《山东省氢能产业中长期发展规划(2020-2030年)》。为推动全市氢能产业发展，我委起草了《济南市氢能产业发展三年行动计划(2020-2022年)》(以下简称《计划》)。

二、框架内容

《计划》分为六大部分。

第一部分为总体要求。坚持超前谋划、突出示范引领、加强重点布局、注重市场导向的原则，合理谋划发展路径，打造全国领先的氢能产业应用示范基地，推动氢能产业向规模化、集群化、高端化发展，率先将济南建设成为氢能城市。到2022年，新建氢能相关技术研发平台3个以上，新建氢气检测平台1个以上。全市建设加氢站6座以上，推广应用公交车、物流车、环卫车等氢燃料电池汽车600辆以上，氢能产业年产值力争突破100亿元。

第二部分为发展基础。我市在氢气制备、氢气储运、氢燃料电池、氢能应用等方面具备较好基础和优势，同时，也可面临再生能源制氢资源缺乏、氢能产业配套企业不足、研发创新及知识产权不足、氢能应用场景较少的问题。

第三部分为发展方向。制氢路径选择上，提出焦炉煤气制氢是我市现阶段获得氢能源的最佳方式。确定了在氢气制取、研发生产、示范推广三个产业发展方向。

第四部分为空间布局。重点在先行区、济南高新区、莱芜区、钢城区、章丘区打造“一核引领、四区联动”的产业格局。力争到2022年，建成完善的氢能产业链条;力争到2025年，形成年产值过千亿的产业集群。

一核引领：即在先行区打造聚合科技园区、产业园区、商务会展区的综合型氢谷园区，形成集“氢能源科技园”“氢能源产业园”“氢能源会展商务区”三位一体的“中国氢谷”。

四区联动：即济南高新区、莱芜区、钢城区、章丘区等四个区域协同发展。

第五部分为重点工程。重点实施七大工程。一是产业园区建设工程。以“一核四区”为重点，深入挖掘承载项目、转化成果、增强投资等方面的潜力，打造具有鲜明特色和核心竞争力的产业园区。二是产业链条完善工程。围绕氢能制备、生产、储运和装备研制、服务配套、示范应用等环节，培育和引进一批骨干企业，在关键零部件、动力系统集成、检验检测等领域，形成若干具有国际竞争力的优势企业，打造氢能全产业链发展格局。三是创新平台补齐工程。围绕燃料电池汽车技术创新，建设氢能汽车创新中心。发挥济南市标准化公共服务云平台作用，建立完善氢能产业标准体系。围绕氢能应用大数据平台建设，聚焦氢能行业数据采集与分析、燃料电池发动机大数据分析等，打造集数据采集、会聚处理、挖掘分析、主动预测为一体的智能化氢能产业分析应用平台。四是龙头企业培引工程。通过开放市场、资源合作等方式，引进国外先进技术，吸引国内外企业来济合作，重点加强与氢能乘用车整车制造企业的交流，培育本地龙头企业。五是产业集群打造工程。打造制储氢装备产业集群、燃料电池产业集群、能整车产业集群等重点产业集群。六是核心技术突破工程。明确了低成本制氢技术研发、储氢新材料研发、质子交换膜产业化、氢燃料电池整车生产技术方面的重点发展方向。七是整车示范应用工程。鼓励有条件的区县，优先利用商用车、物流车、环卫车、公交车开展氢燃料电池车示范应用。积极申报燃料电池汽车示范城市。

第六部分为保障措施。从加强组织领导、推动平台建设、做好双招双引、用好产业基金等四个方面提出了保障《计划》落到实处的保障措施。

济南市人民政府办公厅 2020-08-04

财政部：继续通过征收电价附加的方式支持光伏、风电发展！

8月6日，财政部发布《2020年上半年中国财政政策执行情况报告》明确提出，支持保障能源安全，支持新能源汽车发展，支持增加国内油气产量，推进可再生能源发展。

支持新能源汽车发展。联合有关部门明确将购置补贴政策延长至2022年底，同时平缓补贴退坡力度和节奏，延续对新能源汽车发展的政策支持。

支持增加国内油气产量。支持煤层气、页岩气、致密气等非常规天然气开采利用，按照“多增多补”“冬增多补”的原则给予梯级奖补，鼓励地方和企业多产上气。

推进可再生能源发展。继续通过从电价中征收附加的方式支持风电、光伏等可再生能源发电技术水平提升，成本下降。（来源：财政部网站）

财政部网站 2020-08-08