

# 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 14 期 2020 年 7 月

## 目 录

总论 .....	1
可再生能源已具备明显成本优势 .....	1
我国各类可再生能源国际合作势头强劲 .....	2
深入推动国际合作 为全球可再生能源发展贡献“中国力量” .....	3
能源区块链能解决储能哪些问题 .....	4
热能、动力工程 .....	6
“AI+”中央空调：城市节能新利器 .....	6
“光伏+储能”行不行 .....	7
冰岛提出更高减排目标 .....	10
今年全球碳排放量或将减少 7% .....	10
可再生+储能，“热土”还是“深坑”？ .....	11
天津“0+小屋” 为零能耗建筑发展探路 .....	14
山东省首个大型光储电站投运 配置储能 12 兆瓦时 .....	15
新液态金属电池可在室温下工作 .....	15
微电网或成全球区域电力供应“主力” .....	16
柔性电池哪家强？新指标来定夺 .....	17
日本发明新技术：锂离子电池量产成本可降 90% .....	19
河北推广被动式超低能耗建筑减少碳排放 .....	20
浙江低碳发展“花”开遍地 .....	21
湖南已建成 12 座生活垃圾焚烧发电厂 .....	22
浙能首个污泥掺烧热电联产项目 1 号机投产 .....	23
用户侧储能：价值待挖的“蓝海”？ .....	23
电力低碳发展呼唤“路线图” .....	24
碳市场让重庆能源转型与经济发展并进 .....	26
虚拟电厂“串联”源网荷储售服 .....	27
试验项目表明电池储能系统是电网调节经济有效的选择 .....	28
阿德莱德：这样打造全球首个碳中和城市 .....	29
跨季节储能：多种替代方案 .....	31
首个海岛智能微电网群组网试运行 .....	31
麻省理工提出液流电池创新技术 虾壳可供储能生产电极 .....	32
地热能 .....	33
河北地热开发怎么了？ .....	33
2021 年底前成都市完成“地热空调”区划图 .....	35
生物质能、环保工程 .....	37



生物质发电年度管理方案为何“难产” .....	37
最新报告：生物质能源可以帮助我们实现净零目标 .....	39
太阳能 .....	41
“十四五”应重视拓展“光伏+”应用场景 .....	41
545W！晶澳 DeepBlue 3.0 功率创新高 .....	42
世界最大光伏建设一体化项目在杭州开建 .....	42
京瓷实施“太阳能 x 蓄电池”的模式试验 .....	43
光伏建筑一体化市场“蓝海”已现 .....	43
光热发电为何热不起来？ .....	44
全球 7.89 亿人缺电 “光伏+储能”或为最佳解决方案 .....	46
太阳辐射照度预测模型出炉 光伏电站有望实现收益最大化 .....	47
球形太阳能电池设计可以在更多其他市场应用中得到发挥 .....	48
浮式光伏“走红”东南亚 .....	49
给钙钛矿太阳能电池装块“软骨” .....	50
美国“光伏+储能”项目如何与燃气电站相匹敌？ .....	52
西藏首座多碟共焦塔式聚光集热器建成投运 .....	53
配置储能 12 兆瓦时！山东省首个大型光储电站投运 .....	53
隆基 PERC 电池量产效率突破 23%，助力 Hi-MO 5 组件持续领航 .....	53
首座商业化熔盐线性菲涅尔式光热电站投运 .....	54
海洋能、水能 .....	54
我国首台 500 千瓦波浪能发电装置交付 .....	54
新能源高比例发展激活抽水蓄能应用 .....	54
风能 .....	56
中国造亚太单机容量最大海上风电机组并网发电 .....	56
亚太单机容量最大海上风机在三峡福清兴化湾风电场成功并网发电 .....	56
安徽首个“风电+储能”项目并网发电 .....	57
中英合力共促海上风电降本 .....	58
德国可再生能源电力份额激增至 56% 风电占比 30.6%！ .....	59
德国打造海上风电专用电网 .....	59
挪国油将对韩国海上浮式风电项目进行评估 .....	60
我国海上风电进入 10 兆瓦时代 .....	60
挪威调整陆上风电开发政策 .....	61
日法公司合作开发浮式风电 .....	62
深远海风电如何“乘风破浪”？ .....	62
越南海上风电进展研究 .....	63
风电制氢困难重重 如何走出困境？ .....	65
首个深远海融合示范风电场项目明年开建 .....	66
氢能、燃料电池 .....	67
2025 年百亿规模 氢能船舶应用加速推进 .....	67
2050 年氢能可满足英国 50%能源需求 .....	69
发展“绿氢”中国有优势 .....	70
中国氢能行业风口将至 “绿氢”前景无限 .....	71
我国学者破解燃料电池研发关键难题 .....	72
各地争相出台氢能规划：谁知“氢”重？ .....	72



氢能产业大爆发，欧盟抛出一份价值近 4.6 万亿元的氢能计划.....	74
氢能产业能否实现“下一代欧盟”计划.....	75
煤制氢如何撕下“高碳”标签.....	76
氢能规模化商用还需爬坡过坎.....	78
美国加州：开创性的分布式垃圾制氢项目已启动.....	79
瑞典将建造世界首例 100% 自供给氢动力住宅.....	80
核能.....	81
日本艰难重启海上风电.....	81
核电产业未来看亚洲.....	82
能源政策.....	83
成都出台 22 条新政促氢能产业高质量发展.....	83
我国将对非常规天然气开采利用予以奖补.....	86

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

## 可再生能源已具备明显成本优势

本报讯 记者姚金楠报道：7月6日，由水电水利规划设计总院主编的《中国可再生能源国际合作报告（2019）》正式发布。《报告》显示，2019年全球可再生能源投资超过2820亿美元。从近十年的趋势来看，总体呈现稳步增长。特别是在发电成本方面，《报告》强调，2019年，56%的新增大规模可再生能源发电成本都已低于最便宜的化石燃料发电成本。

针对水电、风电、光伏发电等具体可再生能源种类，《报告》还分别阐释了相关领域的国际合作情况。其中，水电方面，《报告》显示，目前水电仍是世界上最大的可再生能源发电来源。但从增速来看，增幅已逐年放缓。2019年全球新增水电装机为15.60GW，为近6年来最低水平。2019年全球水电总装机容量为13.08亿千瓦。

就中国企业而言，截至2019年底，中国企业参与国际水电合作项目共计406个，装机规模1.27亿千瓦，建设模式以承包类为主，占国际合作项目总数量的近70%。

但放眼2020-2022年度，《报告》指出，海外水电项目履约面临较大风险。尤其是受疫情影响，隔离、防控等一系列应对措施已造成海外项目不同程度的人员短缺和施工效率下降，并导致项目成本上升、进度滞后。同时，项目合作方式也将发生改变，《报告》预计，未来一段时间发展中国家水电项目投资将显著下降，纯承包类项目将大量减少，许多项目需要依靠境外投资者或以联合开发形式开展，投资及并购机会将显著增加。此外，受全球大宗商品价格下跌和基础设施投资下降等因素影响，水电海外市场开拓也面临严峻挑战。

风电方面，根据《报告》统计，2019年全球新增风电装机58.8GW，同比增长19%。累计装机622GW，同比增长10.4%。其中，陆上风电新增装机54.2GW，海上风电新增装机4.6GW。《报告》指出，新增装机主要分布于亚太地区，占比达50.3%。新增装机排名前五位国家为中国、美国、英国、印度和西班牙，五国风电新增装机占据全球新增装机总量的约70%。

具体到陆上风电，中国累计装机保持领先地位，中、美、德三国在存量市场拥有绝对领先地位，装机量占全球累计风电装机的60%。在海上风电方面，欧洲仍然是全球最大的海上风电市场。英国、德国、丹麦、比利时四国累计海上风电装机占全球海上风电的73%。

聚焦2020年发展，《报告》指出，由于部分国家政治和商业环境不稳定性增加，风电领域的国家合作仍面临投资、经营及人员风险。此外，我国风电企业在出海过程中，在融资能力和产品标准化方面也有待进一步提升。《报告》同时指出，在中东、非洲、南美、印度等新兴市场，我国风电企业也将迎来新的机遇。

光伏方面，2019年全球新增装机容量为97.08GW，与2018年数据基本持平。到2019年底，全球光伏累计装机容量为580GW，较2018年增长20.1%。全球光伏累计装机容量为580.16GW，占可再生能源总装机容量（非水电）比重为22.87%，与2018年相比增长7%。《报告》指出，全球光伏市场一直处于超预期增长的发展进程。对比2011年和2019年的装机来看，全球光伏新增装机增长3倍，累计装机增长8倍。

值得关注的是，在度电成本（LCOE）上，随着技术进步与规模化效应增强，光伏LCOE持续走低，从2010年的0.371美元/千瓦时下降到2019年的0.068美元/千瓦时，下降了81%。2019年，全球公开招标的最低上网电价为1.654美分/千瓦时，持续低电价对推动光伏快速发展起到了必不可少的作用。

在光伏发电具体应用形式上，《报告》指出，2019年，“光伏+”模式得到大范围推广，其中“光伏+制氢”“光伏+5G通信”“光伏+新能源汽车”“光伏+建筑”等领域的应用发展尤其迅速。



对于中国企业而言，2019年，在制造业领域中国光伏持续保持优势，中国光伏产品（硅片、电池片、组件）出口总额约207.8亿美元，同比增长29%。此外，中国企业也积极走出去开展国际光伏项目合作。据不完全统计，2019年中国主要企业海外规模以上光伏项目合作共54个，总装机约1260万千瓦。项目主要分布在亚洲、非洲、欧洲和南美洲。

立足2020年国际合作，《报告》预计，2020年，全球电力需求下降将超过5%，这可能导致电源建设进度放缓，从而对光伏发电规模增长造成不利影响。另一方面，受新冠肺炎疫情影响，部分项目可能面临产品供应不足等问题，这也将对2020年光伏发展目标产生不利影响。

中国能源报 2020-07-13

## 我国各类可再生能源国际合作势头强劲

今天发布的《中国可再生能源国际合作》2019年度报告显示，我国可再生能源国际合作势头强劲，已与各国家、地区及国际组织建立双边合作机制58项，参与多边合作机制33项，领域涵盖水电、风电、光伏发电等各类可再生能源。

水电仍是世界上最大的可再生能源发电来源，2019年全球水电总装机容量达到1308GW，比所有其他可再生能源发电量总和的两倍还要多。报告表示，“一带一路”倡议沿线64国及非洲已经成为水电投资最受青睐的地区，水电在水能资源丰富的发展中国家具有很强的市场竞争力。“一带一路”沿线水力资源富集的区域首要集中在青藏高原周边区域，包括巴基斯坦、塔吉克斯坦、吉尔吉斯斯坦、哈萨克斯坦等国。这些国家水电资源丰富，但开发程度较低，开发潜力巨大。

近年，中方已同多个国家建立水电水利合作。截至2019年，按照项目规模排序，中资企业参与水电合作排名前二十的国家中，缅甸合作项目39个，合作规模达20858兆瓦；巴基斯坦合作项目24个，规模12282兆瓦；老挝合作项目55个，规模10683兆瓦。

报告表示，全球风电发展总体情况向好。按照国际可再生能源署(IRENA)的预测，到2030年，全球陆地风力发电能力将提高3倍，海上风力发电能力将提高10倍，并实现大规模电气化。我国在风电开发方面表现亮眼，2019年全球风电开发商装机排名前十名中，中国企业占了7席，并包揽前四。

根据报告，当前中国风电国际合作累计规模达6424MW，以陆上风电为主，从地区上来看以亚太为主。其中，巴基斯坦风能资源蕴藏极其丰富，年平均风速超过7m/s，风向稳定，风能品质较好，如可开发利用，将能满足巴基斯坦全国5-10%的电力需求。另外我国同澳大利亚和阿根廷的风电合作项目也成绩喜人。

另外，太阳能光伏发电以其清洁、安全、取之不尽、用之不竭等显著优势，已成为发展最快的可再生能源。2019年我国光伏产能占世界总产能的68.8%，设备组件出口和海外建厂是制造产业合作的主要方向，同时我国光伏产品(硅片、电池片、组件)出口总额约207.8亿美元，同比增长29%。

从出口区域看，亚洲仍然是主要出口区域。我国对亚洲区域的光伏产品出口额为97.5亿美元，同比增长5.5%。光伏组件方面，由于15个千兆瓦级出口市场，包括日本、越南、阿联酋、巴基斯坦等近半数国家和地区均属于亚洲，因此对亚洲区域组件出口仍保持增长。目前中企在亚洲的光伏项目新签24个，完成4个，在建6个。

国际社会在生物质能、地热能、光热等各类可再生能源方面积极寻求与我国的合作。近年，中国同世界各方可再生能源合作不断扩大，报告罗列了我国同俄罗斯、英国、巴基斯坦、瑞士等11国的合作情况。2019年，中俄能源商务论坛、中英能源对话、中巴经济走廊能源规划专家组会、中乌能源合作分委会、等机制为深化双边能源合作奠定了坚实的基础。

同时，我国与欧盟、中东欧、东盟、阿盟、非盟、联合国亚太经社会、金砖国家等在可再生能源等方面的交流合作不断加深，为全球能源转型和可持续发展做出积极贡献。

《中国可再生能源国际合作报告(2019)》由水电水利规划设计总院主持编撰，包括国际能源电力信息平台、中国循环经济协会可再生能源专业委员会、中国光伏行业协会、一带一路能源合作网、

## 深入推动国际合作 为全球可再生能源发展贡献“中国力量”

加快全球能源转型，实现绿色低碳发展，已然成为当今国际社会的共同使命。中国在可再生能源领域的地位日益突出，正在成为全球能源结构转变的主角。近年来，顺应全球应对气候变化和能源转型的需要，中国与世界在可再生能源领域合作更加紧密，并为全球可再生能源发展贡献着中国力量。

近日，由水电水利规划设计总院主持编撰的《中国可再生能源国际合作报告(2019)》(以下简称《报告》)发布。《报告》总结了我国可再生能源国际合作的概况，同时系统梳理了水电、风电、光伏发电、生物质能、光热、地热等可再生能源合作情况，对可再生能源发展形势与特点进行了分析。

《报告》显示，在可再生能源国际合作方面，我国已与各国家、地区及国际组织建立双边合作机制 58 项，参与多边合作机制 33 项，领域涵盖水电、风电、光伏发电等各类可再生能源。

### 制定可再生能源发展目标实现能源转型

“制定可再生能源发展目标，是各国实现能源转型的基本手段。”水电水利规划设计总院国际业务部邓振辰在报告发布会上表示，“截至 2019 年底，全球已有 172 个国家在国家或省/州级层面制定了中长期可再生能源发展目标，明确了各自可再生能源的未来努力方向。”

《报告》显示，从全球各国可再生能源目标完成情况来看，欧美发达国家目标完成情况普遍较好。截至目前，丹麦、瑞典、芬兰、拉脱维亚等 13 个欧盟国家均已提前完成了 2020 年终端能源消费可再生能源占比的目标。而部分东南亚和非洲国家目标执行情况较差，在邓振辰看来，“造成这一结果的原因一方面由于这些国家化石能源比较丰富，可再生能源竞争优势尚不明显，发展可再生能源动力不足;另一方面是国家财政比较困难，不足以支撑可再生能源的大规模发展。”

以丹麦为例，作为目标完成较好的国家，丹麦制定了到 2020 年可再生能源在终端能源消费中占比达到 35%、到 2050 年达到 100%的目标，是全球唯一一个制定了 100%可再生能源终端能源消费占比的国家。据了解，自 2005 年北欧石油减产丹麦开启第二次能源转型开始，丹麦政府就对以风能为主的可再生能源进行了大力开发，可再生能源在丹麦终端能源消费中的比例一直在稳步增长，2018 年这一比例达到 36.1%，已提前完成 2020 年目标。

相比之下，印尼是目标实现较为滞后的国家。根据国家能源计划，2025 年印尼太阳能装机量将达 6.5 吉瓦，但截至 2019 年底印尼光伏装机仅为 0.2 吉瓦。《报告》指出，目前印尼可再生能源电价政策吸引力不够，加之融资难、电网消纳能力欠缺、项目审批流程复杂，当前企业投资印尼可再生能源兴趣不大，完成 2025 年光伏目标难度较大。

除了制定可再生能源发展目标，“为了推动本国可再生能源电力的发展，各国还根据本国国情研究出台相应的支持政策和激励措施，如上网电价政策、可再生能源配额制、可再生能源竞拍机制、经典量计量机制等，并且结合发电技术进步和成本下降适时调整政策。”邓振辰介绍，“截至 2019 年底，全球已有 113 个国家或地区实施可再生能源上网电价政策;有 109 个国家实施可再生能源竞拍机制，而且这个数字有望进一步增加。”

### 中国风电、光伏投资保持全球主导地位

《报告》显示，根据近几年全球可再生能源投资和可再生能源成本变化趋势情况测算，2019 年全球可再生能源投资超过 3280 亿美元，其中光伏和陆上风电仍然是投资的主要能源品种，两者分别占 42%和 32%。水电和海上风电投资相当，分别占总投资 9%和 8%。

2019 年，中国风电和光伏投资分别达到 301 亿美元和 191 亿美元。受新增装机同比增加和建设成本略微上升影响，2019 年中国风电投资有一定回升，而光伏新增装机减少叠加成本下降，2019 年投资有所回落。“不过中国风电和光伏投资继续保持全球主导地位。”邓振辰表示。

据了解,2019年我国向海外出口风电机装机容量600兆瓦,同比增长60%,截至2019年底,我国风电机整机制造企业已出口的风电机共计1950台,累计容量达到4181兆瓦。

邓振辰表示,当前中国风电国际合作累计规模达642.4万千瓦,以陆上风电为主,从地区上来看以亚太为主。

与此同时,海上风电则凭借其海风资源相对稳定和发电功率大的特点,成为替代化石能源、加速能源转型的有效手段。邓振辰表示,近年来海上风电在全球范围内飞速发展。截至2019年底,全球已投运海上风电场共146个,总装机规模27.2吉瓦,比2018年增加了24%。英国以9.7吉瓦的装机量位列全球第一,德国和中国分列二、三位,排名前三的国家装机合计占全球总装机的81.3%。截至2019年底,全球共有23个在建海上风电项目,其中13个项目在中国。

在邓振辰看来,“未来中国企业有望与欧洲海上风电企业展开合作,发挥各自优势,共同开拓全球海上风电市场。”

不过价格或许会成为短期内影响合作的障碍之一。据IRENA(国际可再生能源署)统计,2019年全球海上风电平均LCOE(平准化度电成本)为0.115美元/千瓦·时,较2010年下降29%。《报告》显示,2019年欧洲海上风电平均成本为0.117美元/千瓦·时,高于中国平均成本0.112美元/千瓦·时。邓振辰认为主要原因是欧洲海上风电项目已向深远海发展,而中国项目主要集中在近海,因而开发成本相对较低。

水电仍是最大可再生能源发电来源

世界水电协会(IHA)报告显示,2019年全球水电总装机容量达到1308吉瓦,其中抽水蓄能电站装机达到158吉瓦。目前,水电仍是世界上最大的可再生能源发电来源,超过了所有其他可再生能源发电量总和的两倍。

《报告》显示,“一带一路”倡议沿线64国及非洲已经成为水电投资最受青睐的地区,水电在水能资源丰富的发展中国家具有很强的市场竞争力。

据邓振辰介绍,“一带一路”沿线水力资源富集的区域主要集中在青藏高原周边区域,包括巴基斯坦、塔吉克斯坦、吉尔吉斯斯坦、哈萨克斯坦等国。这些国家水电资源丰富,但开发程度较低,开发潜力巨大。

在中国“一带一路”倡议的引领下,越来越多的中国企业“走出去”,水电国际合作成绩斐然。据水电水利规划设计总院不完全统计,截至2019年底,中国企业参与国际水电合作项目共计406个,装机规模达127吉瓦。其中,在建项目数量占比33.7%,装机规模占比47.0%;已建项目数量占比66.3%,装机规模占比53.0%。

此外,在生物质能、光热、地热等各类可再生能源方面,中国也在积极探索国际合作。近年,中国同世界各方可再生能源合作不断扩大,如我国已同俄罗斯、英国、阿联酋、巴基斯坦、突尼斯等国实现双边合作,同欧洲国家、中东欧国家等实现多边合作。2019年,中俄能源商务论坛、中英能源对话、中巴经济走廊能源规划专家组会、中乌能源合作分委会等机制为深化双边能源合作打下坚实的基础。同时,我国与欧盟、中东欧、东盟、阿盟、非盟、联合国亚太经社会、金砖国家等区域组织在可再生能源等方面的交流合作不断加深,为全球能源转型和可持续发展作出积极贡献。

中国经济导报 2020-07-10

## 能源区块链能解决储能哪些问题

7月6日,国家电网公司区块链技术实验室成立。国网区块链技术实验室学术委员会委员丁茂生表示,区块链将深度赋能信息流、能源流、业务流高度融合发展的能源互联网建设,实验室的成立将高效支撑国家电网公司数字新基建战略实施。

2020年,“新基建”按下快进键,能源产业数字化转型步伐加快。国家电网公司致力于数字新基建建设,并在不久前发布了十大任务。数字新基建项目中,5G基站、大数据中心等运行能耗较高的

项目都被视为“能耗大户”，需要提前对其做好供能储备。

如何实现“能耗大户”的摘帽？除了改善用能结构、提高用能效率外，依托共享储能为“能耗大户”提供新能源绿电也是解决办法。

共享储能的目的在于对资源的灵活调峰、灵活分配，关键在参与主体间的信息互通互信。共享的愿景很美好，然而，如何做到信息平等共享、主体高度参与互信、以更低成本实现共享变现，是共享经济普遍遇到的难题。

当前，共享储能的主要困境是信息“难共享”。储能产业参与主体较多，从发电侧、电网侧到用户侧，参与主体涵盖电网企业、电力设备企业、储能企业、售电公司等多方，同一产业链中主体间存在信息隔阂，共享储能灵活性不足。数据可以转化为资产是数字化时代的共识，由于信息不畅而造成的数据孤岛掣肘当下数据变现。

信息流通不畅造成了共享储的 2 个主要问题。

一是储能电站运维成本过高、市场主体参与度不足。

促进新能源消纳是储能的主战场，但是，为欠缺灵活性的可再生能源配置储能成本可能高于弃电。在新市场规则尚未完善的情况下，过高的成本将会打击新能源业主配置储能的积极性，已配置储能的业主迫于成本压力可能会选择弃光弃风，从而失去了共享储能灵活调配新能源的优势。

2019 年，韩国发生 20 多起储能电站起火事件，让行业对储能电站的运维和安全问题引起高度关注。由于信息更新不及时，储能电站在实际运行中过度消耗电池，这样不仅存在质量隐患，还将打破投资收益周期运行规律。

二是多方交易清结算规则不明确、市场主体对交易安全性、公信力存疑。

目前，我国储能市场正处于起步阶段，市场以设备供应商主导为主，缺乏第三方集成商整合产业链，因此在对储能电站运维、结算时需要面对多方主体，造成缺乏监管、运维混乱、结算拖延的现象。

中国储能市场的设备供应商，多数从动力电池、光伏和电力设备等行业跨界而来。设备供应商在储能市场中大打价格战，价格与设备数据信息不透明，劣币驱逐良币，可能造成安全隐患与行业运转恶性循环。

“新基建”提速，国家电网公司提出建设具有中国特色国际领先的能源互联网企业战略目标，新能源发展、智慧能源系统等电网发展重大问题都是其中焦点。去中心、去信任、集体维护、数据透明是区块链这一底层技术的基本运营逻辑，区块链的特征与储能分散布局、快速响应、贡献度互认的需求相吻合。

区块链入场共享储能，正在破解共享储能“共享难”困境。

第一，去中心化打破信息壁垒，多方参与主体实现信息共享。

传统共享储能模式需要布置信息中心枢纽，参与其中的各方主体再从中获得数据。然而，去中心、分布式逻辑下的区块链则可直接跳过信息枢纽搭建运维环节。区块链技术能够以低成本建立互信机制，打破不同主体间信息的屏障，促进多方之间信息无障碍地流动，实现跨主体的协作。共享储能与区块链技术的结合打破了电源侧、电网侧、用户侧的界限，同时打破了不同资产归属权的束缚，破解传统共享储能模式中信息隔阂的问题。

第二，信息无障碍流通必将降低运维成本，提升市场主体参与度。

在储能电站运维管理中引入区块链技术，可以让上下游多参与主体都能参与到储能电站的运行、维护、设备管理的诸多环节中，形成一个分布的、受监督的储能电站数据登记网络。参与主体在共享储能模式中活跃度越高，能够分享的信息就越多、系统运作效率也水涨船高。

第三，区块链+共享储能将直击清洁能源消纳痛点，国家电网在青海已经有了先行案例。

5 月 9 日，青海启动“绿电三江源”百日系列活动，国网青海电力依托“国网链”打造新一代共享储能模式，开辟我国首个区块链共享储能市场。

“国网链”在青海率先使用，正是看中了区块链在协调能力上的长处与清洁能源消纳调峰需求的



匹配。区块链这一底层技术，以其独特的去中心、去信任、集体维护、数据透明、可信的特性，刚好迎合了储能调峰辅助服务技术支撑的急切需求，储能的分散式布局、紧急快速响应、充放电电量的精准匹配，无一不是区块链技术的完美应用场景。

如今，国网青海电力基于区块链的共享储能辅助服务交易平台能够自动组织新能源企业开展交易，将新能源电量储存至共享储能电站。区块链技术自动匹配最优解，让新能源企业共享了储能资源，实现新能源最大化消纳，通过市场化收益分配实现多方共赢。

能源区块链应用已被列为国家电网数字新基建十大重点建设任务之一、区块链技术实验室成立，种种举措，足见国网对区块链技术的重视。

区块链的开放性、独立性、安全性、去中心化可以弥补共享储能中多元应用、投资主体不明，商业模式不清晰等弊端。

未来，随着区块链和共享储能的进一步融合，将在清洁能源大范围消纳、虚拟电厂高效运行、光伏扶贫运维分红等多个方面提供支持。积极打造共建、共享、共治的能源区块链行业生态圈，全面推动区块链赋能企业发展。

国家电网报 2020-07-13

## 热能、动力工程

### “AI+”中央空调：城市节能新利器

“公共建筑能耗中，中央空调系统能耗占比高达约 60%，部分城市中央空调用电量占据城市总用电量的 30—40%。”相关数据显示，在大型商场、宾馆、超市、写字楼等诸多场所，中央空调均堪称“第一耗电大户”，其节能降耗任务艰巨。

记者近日了解到，为提升中央空调能效，一种运用融合人工智能技术的“AI+”中央空调节能理念应运而生。相应推出的节能方案因实现了对中央空调系统的智能优化控制，可使系统整体节能率达 20%以上，甚至高达 50%，成效显著。

按需供能，节能舒适兼顾

位于武汉市珞瑜路的武汉君宜王朝大饭店就是上述节能解决方案的受益者。记者获悉，采用新系统后，整个制冷季，该饭店中央空调系统平均综合节能率达到 30.3%。

“君宜王朝大饭店内的中央空调系统节能空间非常大。”北京捷高时代暖通节能科技有限公司（下称“捷高科技”）董事长高春年对记者说，起初系统主要依靠人工手动调节，主机出水温度也由人为设置，水泵和冷却塔长期处于工频运行状态，系统能源消耗和浪费量巨大，每日用电量在 5500—7700kWh 之间。”

2019 年，捷高科技采用 iSave 中央空调 AI 节能系统，对君宜王朝大饭店的中央空调系统进行了节能改造。新系统采用互联网+中央空调+节能系统理念，融合暖通技术、物联网技术、自动控制技术、计算机通信技术和大数据分析技术，结合武汉市环境参数、气象参数和建筑冷需求情况，进行实时优化控制，实现了智能按需供冷，在确保室内舒适性的前提下，大大减少了系统能源浪费。

“经测算，在节能模式运行状态下，中央空调系统每日电耗可降至 3700—5500kWh，综合节能率在 20.4—42.3%之间。”捷高科技副总经理吴俊杰说。

据介绍，武汉君宜王朝大饭店之外，该公司已将上述节能系统应用到凤凰卫视北京总部、襄阳市环球金融中心、武汉天河机场、武汉市地铁 2 号线等多地的中央空调节能系统改造项目中。其中，武汉市地铁 2 号线的综合节能率达到 34.9%。

AI 为中央空调系统装上“智慧大脑”

“信息融合是‘AI+’中央空调解决方案节能降耗的法宝。”高春年表示，“AI+”中央空调节能理念的

核心就是智慧。

他指出，当前，中央空调的普遍节能手段主要包括更换高效率设备、增加设备变频和增加群控、BAS（楼宇自动化系统或建筑设备自动化系统）等自控系统三类，但均难以跨越硬件限制和“信息孤岛”障碍。

高春年解释说：“现行中央空调系统的硬件基础并不足以支撑现有大数据的运算和储存。因设备运行数据无法互联互通，‘信息孤岛’弊端突出，导致中央空调各系统间很难实现协调发展。”

此外，传统节能手段精准度也相对较弱，节能效果有限。以传统BAS/群控系统为例，其传感器精度会随着温度和流量计变动，节能效果仅在5—10%之间，且改造后的中央空调可能还会产生区域温差大、气流不均等“后遗症”。

“不同于传统改造手段，“AI+”中央空调节能系统相当于为中央空调系统装上了‘智慧大脑’，创新采用中央空调分级式节能新模式，将中央空调系统各环节进行有机融合，实现信息的实时传递，从而达到精准控制，实现系统优化升级。”高春年形象地比喻道。

他补充说：“以iSave中央空调AI节能系统为例，其可以将设备、自然环境、室内人员状况构成一个有机统一整体，通过智能实时感知，实现室内舒适度和能耗之间的动态平衡，从而使整个系统以最优状态运行，实现运行节能。”

AI+中央空调需与建筑节能联动

事实上，各空调厂商的中央空调节能之战早已打响。

随着5G、物联网等“黑科技”逐渐进入人们的生活，在空调行业，倡导“AI+”的节能新理念正掀起家居温控新风暴。

比如，珠海格力集团有限公司早于2018年就发布了全系列永磁同步变频冷水机组、GMV6人工智能多联机、GMV智睿家庭中央空调等“变频”“智能”产品；2019年3月，卡萨帝空调携“分区风”空调、“智慧微风”中央空调等指挥家套系新品集体亮相上海家电及消费电子博览会。会上，卡萨帝正式发布了世界首台物联AI中央空调；同年10月，全屋互联网家电云米携手coKing亦推出了AI变频中央空调Crown。

相关测算显示，在制冷季现行使用传统中央空调的大型建筑按每平方米按26.5kWh计算，可共耗电322.12亿kWh。如果采用“AI+”中央空调系统，按平均节能率30%计算，那么一个制冷季节可节电96亿kWh。

业内专家指出，未来，“AI+”中央空调替代传统中央空调势在必行。

在中国节能协会常务副秘书长宋忠奎看来，中央空调作为建筑系统节能的部分，其节能成效发挥需与建筑节能多环联动。“中央空调的能耗还涉及建筑的围护结构、采暖、制冷、照明控制系统等多环节，再先进的空调设备，如果建筑门窗密封性、墙体的热传导系统没做好，节能效果也是有限的。”

本报实习记者 张金梦 中国能源报 2020-07-13

## “光伏+储能”行不行

6月29日，华电山西能源有限公司与华为技术有限公司签订全面合作协议。根据协议，双方将紧密结合新能源发展趋势、山西省“新能源+储能”试点示范要求，在储能技术研发、推广应用等方面加强交流与合作，建立朔州市“光+储联合技术创新应用中心”，加快晋北光伏发电基地与配套储能项目的一体化开发，促进光伏发电项目开发早日落地。

为加快推进与华为的合作，华电山西能源有限公司成立储能工作组，对储能工作展开专项研究和部署，该公司也成为集团公司内部首个成立储能工作组的区域公司。

储能市场的走热和价格下降，为光伏发展带来了新的机遇。但“光伏+储能”到底行不行，是光伏成为主力能源的加速器还是给光伏造成成本压力，我们不妨先来看看能源央企的布局。

## 发电集团摩拳擦掌

除华电山西能源有限公司外，华电集团各公司早就开始了在储能领域的探索，2019年10月，中国华电与里昂集团签约，其子公司中国华电科工集团有限公司作为EPC总承包方在澳大利亚合作开发、收购、融资和建设集中式光伏储能电站项目。2019年12月末，中国华电集团与甘肃张掖市签订张掖清洁能源基地建设战略合作协议，双方议定在张掖市规划建设张掖清洁能源基地，加快推进张掖光电、风电和储能等项目建设工作。

## 国家电投

国家电投清洁能源装机占比在五大电力集团中位居首位，其对储能的关注和布局较早。旗下黄河水电已在青海共和建成光伏储能项目，茶卡地区风电储能项目，为海南州水光风储多能互补清洁能源基地建设提供支撑。国家电投还在珠海横琴热电厂开展储能黑启动项目，据报道该项目是世界首例采用储能系统实现F级燃机黑启动、国内首例燃机储能调频的项目。

国家电投中央研究院更是对各类储能技术进行了研究和储备。全球最大铁-铬液流电池储能系统是目前寿命最长、安全性能最高的电化学储能技术!它是由中央研究院研发上海成套院参与制造的一款储能“常青树”。北京宝之谷综合智慧能源项目运用的水储热技术、熔盐储热技术，通过中央研究院的自主创新它还能够供热、供蒸汽堪称应用前景最广阔的技术之一。此外还有超高温铁铬铝电热丝、相变储能、地热能技术……国家电投在“储能”技术上的研发和应用，从未止步。

## 中国大唐集团

清洁能源在中国大唐电源结构中的比重逐年增加，目前已达到占总装机的33.65%。

2019年12月2日，大唐集团正式注册成立智慧能源产业有限公司，主要营业范围包括分布式能源、综合能源服务、节能和储能技术开发投资等。这是传统五大电力集团中首家以智慧能源/综合能源命名注册成立的一级子公司。

2020年年初，山西大唐国际云冈热电公司与大同攸云企业管理有限公司签署山西省首座氢储能综合能源互补项目合作协议。该项目以云冈热电公司现有热电资源为基础，进行以氢为主的储能项目建设，充分消纳多余的热、电、风、光等能源，是集电网调峰、储能、绿色能源利用等为一体的综合能源互补项目。项目一期建设6×25MW分布式光伏电站、100MW风电电站，并配套建设150MW电极锅炉供热系统和10MW电解水制氢高压储氢系统;二期项目预计建设1000MW光伏发电站，配套建设50MW电解水制氢液态储氢系统。

4月3日，华润电力旗下华润智慧能源有限公司与大唐集团旗下大唐智慧能源产业有限公司在中国华润大厦签署战略合作协议，双方将就综合能源服务、多能互补、电储能、氢能、智能微网等方面开展合作。

## 中国华能集团

在几大发电集团央企中，中国华能是相对比较拥护储能技术的一个。目前华能直接或间接参与的火电储能联合辅助调频项目数量多达15个，是全国拥有最多储能调频项目的发电企业。

2019年11月15日，中国华能集团有限公司与锡林郭勒盟行政公署签署战略合作框架协议，双方将在清洁能源基地建设等方面开展合作，构建风、光、煤、电、储一体化多能互补试验示范项目，打造具有国际一流水平的清洁绿色、安全高效能源示范基地，加快推进锡林郭勒盟现代能源经济建设。

2019年12月，华能西安热工院青年创新团队首次提出屋顶光储型风电场“黑启动”技术路线，填补了新能源“黑启动”领域的技术空白，为新能源参与电网“黑启动”提供技术借鉴。

近期，在热门的新能源+储能的浪潮中，根据北极星不完全统计，华能集团已经陆续发布了7例光伏、风电等新能源发电配置储能项目招标。

## 国家能源集团

国家能源集团电力总装机2.38亿千瓦，其中火力发电总装机1.8亿千瓦，占全国火电总装机的15.8%，还拥有装机规模可观的风电、光伏等可再生能源，风电装机规模世界第一，在可再生能源消

纳、电力辅助服务、电能质量管理、微网和安全备用电源等领域储能需求量大，储能技术广泛应用于集团各个主业。

国家能源集团旗下的低碳清洁能源研究院(NICE)，主要做清洁能源及相关领域先进技术的开发工作，在全钒液流电池、退役动力电池梯次利用、氢能等领域均有参与。

2019年10月，山东发展投资集团国家电力投资集团、国家能源集团联合组建山东绿色能源投资有限公司，旨在通过大力发展核电、风电、外电入鲁、光伏、智能电网及储能等新能源产业，参与新能源重大工程建设。

2019年底，国家能源集团的低碳院发布招标，拟采购三套10kW/33kWh全钒液流电池储能模块，分别应用于广东省佛山市顺德区大良工业园区的30kW/100kWh全钒液流电池+66kWp光伏组成的光储微网系统，目的为低碳院液流电池电堆在实际应用场景下示范运行、液流电池技术应用验证、商业化的全钒液流电池储能技术作为示范验证对比和。

2020年2月，国家能源集团子公司国电电力内蒙古新能源开发有限公司在内蒙古包头签署《红泥井百万千瓦清洁能源基地项目框架协议》，拟总投资约140亿元，开发建设规模容量为1000MW-2000MW的风光储一体化清洁能源示范项目。

光伏政策使然

自2019年以来，“鼓励”“优先”等字眼频繁出现在各地的光伏政策文件中，在一定程度上反映了光伏配置储能的发展态势。

截止发稿日，全国各地已有六个省市的光伏以及相关政策中规定要配置储能。

河南

4月7日，河南发改委印发《关于组织开展2020年风电、光伏发电项目建设的通知》，通知指出将实行新增项目与存量项目挂钩，对存量项目并网率低的区域，暂停各类新能源增量项目。而在平价风电项目中，优先支持已列入以前年度开发方案的存量风电项目自愿转为平价项目，优先支持配置储能的新增平价项目。

湖南

3月20日，湖南发改委印发《关于发布全省2020-2021年度新能源消纳预警结果的通知》，其中指出电网企业要通过加强电网建设、优化网架结构、研究储能设施建设等措施，切实提高新能源消纳送出能力，为省新能源高比例发展提供容量空间。

内蒙古

3月26日，内蒙古自治区能源局印发《2020年光伏发电项目竞争配置方案》，明确2020年内蒙古新增的光伏发电消纳空间全部通过竞争性配置的方式组织申报，重点支持在荒漠地区、采煤沉陷区、煤矿露天矿排土场建设光伏电站，支持以自发自用为主的工商业分布式电站，优先支持光伏+储能项目建设，光伏电站储能容量不低于5%、储能时长在1小时以上。针对风电场，内蒙古积极推动乌兰察布市600万千瓦风电基地及配套储能设施建设。

新疆

3月25日，新疆发改委发布关于征求《关于做好2020年风电、光伏发电项目建设有关工作的通知(征求意见稿)》意见的函，通知提到要积极推进新能源并网消纳，新疆各地(州、市)发展改革委要积极组织新能源企业参与电力市场交易和储能设施建设，重点推进阜康、哈密等抽水蓄能电站建设，争取项目分别于2023年、2026年前建成投运;积极推进阿克陶、阜康二期、达坂城等抽水蓄能电站规划及前期论证工作;继续推进南疆光伏储能等光伏侧储能和新能源汇集站集中式储能试点项目建设。

江西

《江西省新能源产业高质量跨越式发展行动方案(2020—2023年)》，方案指出要推进储能市场发展。充分发挥江西省全钒液流电池及其储能系统产业基础，建设培育稳定的、与分布式新能源应用及区域智能微电网建设融合的新能源领域储能市场。支持锂电池、钒电池等二次电池在光伏、风力

等新能源发电配建储能、电网调峰调频通信基站储能等多方面推广应用，开展综合性储能技术应用示范。

#### 安徽

安徽省政府印发《安徽省实施长江三角洲区域一体化发展规划纲要行动计划》，行动计划指出，将建设长三角绿色储能基地，加快推进绩溪、金寨抽水蓄能电站建设，有序推进桐城、宁国、岳西、石台、霍山等抽水蓄能电站前期工作；推动互联网与分布式能源技术深度融合。开展风光储一体化等新能源微电网技术研发，实现分布式能源高效、灵活接入以及生产消费一体化。

#### 新能源+储能项目招标成上半年重头戏

在多省提出鼓励新能源发电配置储能的政策下，新能源+储能已经成为上半年储能市场的最热门关键词。据北极星统计，2020年上半年已有13家发电集团企业共发布了32项光伏储能、风电储能或风光储项目招标询价的消息，预计这些新能源配置的储能规模超过373MW，其中大部分项目为2020年新增平价、竞价项目，根据相关文件要求项目需在2020年完成并网。

根据CNESA的数据，在2019年中国新增投运的电化学储能装机总量为636.9MW，这意味着2020年仅上半年发布招标信息的新能源配储能项目规模已达到去年投运总量的58.6%。

对此，集邦咨询旗下新能源研究中心Energy Trend认为，集中式光伏发电、风电基地布局大容量储能已成为各地优化新能源消纳的重要手段，集中式可再生能源电站配置储能或将成为储能重要的应用场景。

北极星电力网 2020-07-09

## 冰岛提出更高减排目标

据冰岛中央政府网站消息，冰岛日前发布新的气候行动计划框架，提出到2030年，碳排放量将在2005年的基础上减少100万吨，减幅为35%。

冰岛总理雅各布·斯多蒂尔表示，此次新提出的气候行动计划，比此前承诺的减排29%更进了一步。为此，冰岛政府将在2020年至2024年期间，在气候行动上投入460亿冰岛克朗（约合3.38亿美元）。

据了解，此次冰岛提出的新计划中的举措包括提高绿色汽车使用率、支持大量能源交换、捕获重工业碳、改善牲畜饲养以减少发酵，减少建筑物排放等。

雅各布·斯多蒂尔表示：“政府有责任维护子孙后代的利益和福祉，必须采取明确的气候行动，以防止和减轻灾难可能带来不可预见的后果。”

陈商 中国能源报-中国能源网 2020-07-01

## 今年全球碳排放量或将减少7%

据新加坡《联合早报》报道，英国研究人员日前在科学杂志《自然气候变化》上发表论文称，如果今年内各国继续限制人员流动，二氧化碳排放量将减少约7%。

据了解，该论文按照不同领域进行了分析，并将今年迄今全球二氧化碳减排量最大的4月7日，与上年的平均值进行比较，发现占排放总量两成左右的海陆交通领域的减排幅度平均锐降了36%，这说明减少人员流动可对节能减排做出贡献。

根据该论文的统计，今年迄今为止，全球电力领域的排放量减少了7.4%、产业减少19%、航空减少60%。论文指出，如果全球推进经济活动重启，排放量在一定程度上的反弹不可避免，但只要想办法，反弹幅度就能压低。比如，采用远程方式居家办公可以减少工作人员的通勤次数，进而减少使用交通工具，从而能够减少排放温室气体。

然而，气候变化分析机构CarbonBrief指出，根据去年底联合国环境规划署（UNEP）的报告，



要达成《巴黎协定》中提出的“全球平均气温仅比工业革命前高 1.5 摄氏度”的目标，2030 年之前，全球需要每年减排 7.6%。也就是说，此次英国研究人员预测的减排幅度需要再保持 10 年，“这种大幅减排的情况很难持续 10 年”。

CarbonBrief 在其网站上撰文表示：“（如果仍按照以往的做法）排放量的减少只是暂时性的，转向实质零排放的步伐依然会十分缓慢。”

陈商 中国能源报-中国能源网 2020-07-01

## 可再生+储能，“热土”还是“深坑”？

经历了 2019 年寒冬的储能行业在 2020 年似乎没有太受新冠疫情的影响。今年以来，各省主管部门支持风电场、光伏电站配置储能的政策，各发电公司发布风电场和光伏电站配置储能的消息不停地出现在各大公众号上。美国同行给配置了电化学储能设备的大型风电场和地面电站起名字叫“Hybrid resource”(后文简称 Hybrid)。Hybrid 对于中国储能行业来说是熟悉得不能再熟悉的模式，最早可追溯到张北一期示范项目，十年弹指一挥间，今天 Hybrid 发展得如何？这种模式是否合理？还存在哪些问题？在政策和市场设计中还有哪些工作要做？储能公司和从业人员该如何看待这一波行情？本文将对上述问题一一做出分析，希望能给关注储能行业发展的同行一些启发。

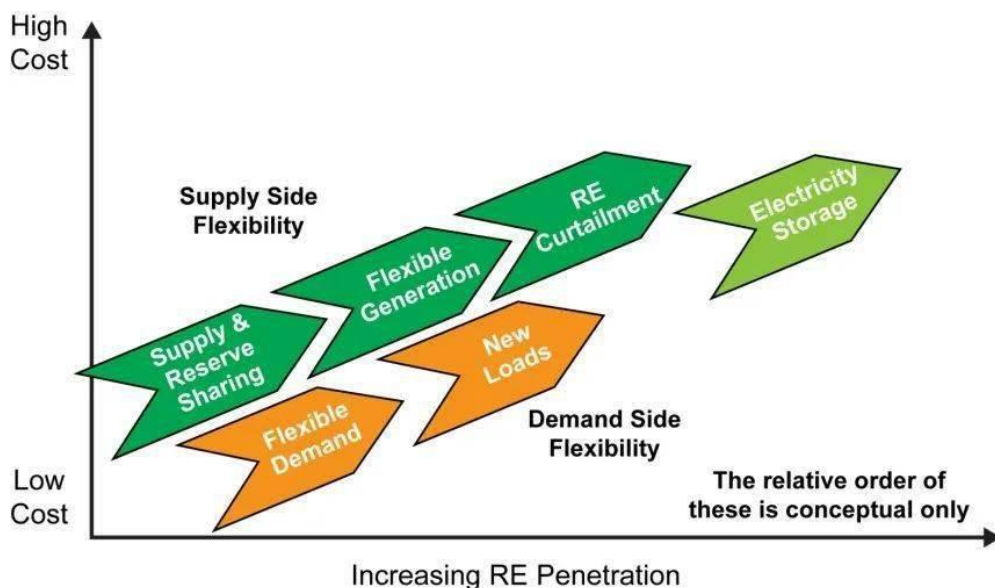
Hybrid 的这一波热度源于 2019 年 5 月，国家发展改革委、国家能源局联合印发的《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》(发改能源〔2019〕807 号)，而后各地陆续发文支持配备储能的可再生能源项目。各地政策细节略有不同，配置比例从 5%、10%到 20%不等；放电时间不同，补偿机制也有差异。随着各地类似文件的发布，各种 Hybrid 项目的招标信息、开工信息频频出现。有媒体指出，截至到 2020 年上半年，此类项目已经超过了去年安装量的一半，考虑到疫情影响，这个数字可以算是非常好的成绩了。

但也有媒体爆出，有的项目采购的是劣质电池，因为风电和光伏开发商关心的不是储能如何盈利，更多的是为了其项目能够并网，而在国家相关部门未明确电池要求的情况下，储能成了并网的“敲门砖”，甚至视其为“赔钱货”，一时间让关心储能行业发展的人捏了一把汗，部分中标价格电池系统的安全性和稳定性不那么让人放心。

按照目前各地的结算办法，在储能收益甚微的情况下，发电企业视储能为新增成本，并不重视所采购的储能系统的质量和运行水平，所以更愿意采购价格低的设备。笔者特地向风电、光伏行业同行请教为何在不能收回成本的情况下依然有这么多项目上马，得到的回复是，今年还有一些风电项目能够享受固定上网电价，为了这部分项目能够并网，投资商能够接受通过固定上网电价收回加装储能的成本，而明年平价上网将大面积铺开，以目前的风机造价，难以兜住储能成本。对于地面光伏电站来说，因为光伏组件成本下降的趋势迅猛，能够以一年的发电收益为代价，承担对应的储能成本，或者说以牺牲一部分光伏项目的利润换取项目的并网机会。

### 1%背后的成本

电网公司为何希望可再生能源电站配置储能呢？为的是实现可再生能源消纳指标里“最后的百分点”。关于储能与可再生能源消纳的关系，国内外已有诸多权威机构给出研究结论，早在 2010 年，美国国家可再生能源实验室(NREL)就发布了题为“The Role of Energy Storage with Renewable Electricity Generation(可再生电源中的储能角色)”的报告。



上图是报告最核心的结论，即可再生能源消纳可以在发电端和用户侧两边一起进行，实现更高的可再生能源穿透率需要成本更高的消纳手段，所以消纳问题既是技术问题，更是经济问题。解决的办法很多，如提高发电侧机组的柔性、通过弹性电价机制调动用户侧的积极性、上马新的负荷、通过修建线路扩大消纳的范围等等。NREL 这个图是示意图，按照当时(10年前)各种技术的成本，储能是最后的选择。

同时，这张图也说明：高比例的可再生能源是需要电化学储能技术的。现在的问题是多大的穿透率需要大规模的储能技术，目前距离这一时间点还有多远。如果现行技术和政策储备较为宽裕，那么就不应强制要求风电场和光伏电站配置储能，至少不宜大面积铺开。如果强制要求配套储能，那么应该为 Hybrid 模式进行系统的政策设计，保证具有合理的盈利模式。

但从目前各地支持 Hybrid 模式的政策来看，补偿措施或充放电定价偏低，不能保证收回储能成本。比如，某地区以现有手段可以实现 10%的非水可再生能源消纳，但如果配额制要求完成 11%，那么为了这多出来的 1 个点就得加装储能。这一现象与供电高峰的情况类似，各地每年夏季进入高温、高湿天气的时候，电力系统的最高负荷持续攀升，全年最大负荷 95%以上的尖峰持续时间低于 24 小时，但为了这 5%的尖峰负荷，电力系统需要投入的成本呈指数级增加，因为针对这 5%负荷投入的设备利用率极低。因此，各地都出台了尖峰电价，用于收回为这 5%负荷投入的成本。而 Hybrid 电站里的储能并没有得到类似的待遇，比如《新疆电网发电侧储能管理暂行办法》中规定“电储能设施根据电力调度指令进入充电状态的，对其充电电量进行补偿，具体补偿标准为 0.55 元/千瓦时”。在储能被调用次数不明确，每次补偿 0.55 元的模式下，储能的收益应该不会高于用户侧用于峰谷套利模式。

可再生能源消纳的“主菜”还是“配料”？

一直以来，储能被冠以“可再生能源最后一公里”、“能源转型的皇冠”等“头衔”，实际上更多的是“未来的技术”。从 2014 年国家大力推广电动汽车以来，电化学电池取得了很大进步，电池价格的下降速度非常快，那么，我们距离 Hybrid 模式大面积铺开还有多远？

今年美国伯克利国家实验室和美国电科院 EPRI 在 The Electricity Journal 上联合发布题为“Motivations and options for deploying Hybrid generator-plus-battery projects within the bulk power system”的报告。报告引用了美国能源信息署(EIA)的数据：美国目前已经拥有和运营 4.6GW 的 Hybrid 电站，即将并网的在建项目还有 14.7GW，申请并网(规划)Hybrid 项目的总装机容量为 69GW。为何美国 Hybrid 项目这么多？报告给出的原因是：如果电池充电 75%来自光伏，储能设备能够享受 30%ITC 减税抵扣；储能和光伏等发电设备安装在一起，可以共用线路、变电站、路条、并网等支出；调度和电力交易可视 Hybrid 为一个整体，这种模式可以直接通过美国现有的电力市场规则收回成本，且不需要

对已有规则做太多调整;在美国很多州会给 Hybrid 电站容量电价,使其度电上网电价控制在 10 美分以内(不同州的电价政策不同)。但同时也指出, Hybrid 模式可能会影响选址,进而影响电站的灵活性。

如此看来,第一,在美国 Hybrid 非常受欢迎,美国同行很看好这种模式;第二,在 30%退税抵扣的情况下, Hybrid 电站的度电电价能控制在 10 美分以内;第三,政策对于可再生能源和储能发展的影响至关重要,但决策的依据是科学的分析,而我国学界围绕 Hybrid 模式对整个电力系统的影响还缺乏针对性的研究。

中国最近几年,尤其是 2018 年国家能源局发布《清洁能源消纳行动计划(2018-2020 年)》之后,已经提前一年完成了 2020 年的目标,即将风电和光伏的弃电率控制在 5 个百分点之内。采用的手段都可以在这个行动计划中找到,比如火电灵活性改造、电能替代、需求侧响应、特高压西电东送等等,和前文提到的消纳手段与政策逻辑一致。2020 年 6 月 5 日,国家能源局发布关于印发《2020 年能源工作指导意见》(下称《指导意见》)的通知,其中关于增强系统储备调节能力的描述包括:积极推进抽水蓄能电站建设和煤电灵活性改造。加强需求侧管理,充分挖掘用户端调节潜力。完善电力系统调峰、调频等辅助服务市场机制和煤电机组深度调峰补偿机制,与上述行动计划、NREL 的报告也是一致的,说明上述技术手段可行有效,并且尚有进一步开发的空间,政策层面还会进一步支持上述技术手段,并没有提及电化学储能技术。《指导意见》中对储能的描述是:加大储能发展力度。研究实施促进储能技术与产业发展的政策,开展储能示范项目征集与评选,积极探索储能应用于可再生能源消纳、电力辅助服务、分布式电力和微电网等技术模式和商业模式,建立健全储能标准体系和信息化平台。从表述上看,政策决策者至少在今年对储能没有寄予过高的期望,定位依然以示范、探索为主。可再生能源消纳的重任更多的还是落在其他成本更低的技术手段上,政策层面并没有强调 1%实现不了必须配储能的情况。

对于已经并网的项目和即将上马的 Hybrid 电站来说,这是个潜在的风险,在难以收回成本的情况下,如果当地的其他消纳手段发展得好, Hybrid 的作用不是那么明显,那么储能就会沦为发电企业的负担。今年 5 月,国家电网发布了《国家电网经营区 2020 年风电、光伏发电新增消纳能力》,明确了其经营区内以省为单位,各省能接受的风电和光伏的新增安装量,但没有明确是以既有消纳手段还是考虑了新增消纳手段得出来的数据。

消纳的问题是一个动态问题,如果出现最坏的情况,那么这波热潮将和去年储能没有被纳入输配电电价的结局类似,等待储能行业的将是另外一盆冷水。

#### 储能与“独立宣言”的距离

现在看来,可再生能源+储能的模式仍有许多疑问,各地要求新增风光项目配套储能,但并没有统一或者明确提出相关要求;发电企业为了项目能够并网,哪怕补偿办法不能收回成本,也要勉为其难地牺牲掉部分利润加装储能,在这种情况下,质量和服务非首要标准,价格低的产品反倒成了首选。因此,笔者呼吁:

国家能源主管部门尽快出台 Hybrid 项目的标准。明确电池的配比、放电时长、运行规则等,避免出现劣币驱逐良币的现象。

明确目前的消纳手段能否完成现在的消纳任务,如果将 Hybrid 定位为示范探索,各地没必要纷纷加装。如果 Hybrid 项目不能实现盈利,在其他消纳手段成功实施后,发现不需要储能依然能很好地实现可再生能源消纳目标,那么已投建项目将沦为新的“过剩产能”,这不利于储能行业的长远发展。如果现在多出来一两个百分点的消纳指标需要依靠储能来实现,那么要给储能一个合理的定价机制。以行政手段将储能作为一个“包袱”甩给发电企业,这对发电和储能来说都有失公平。

明确发展模式。从储能参与可再生能源消纳的技术角度来说,没有必要把储能安装在风光电站之内。这种模式的兴起更多是由政策设计所引导起来的,它是未来新能源发展的终极模式还是只是“昙花一现”,目前尚难以确定。储能用于可再生能源消纳,是应该鼓励 Hybrid 这种模式,还是独立储能电站参与辅助服务市场,抑或鼓励用户侧安装储能?笔者认为,储能装在用户侧,在小部分弃电

的时段用于消纳而大多数时间从事其他本地或者电力交易方面的应用，或许更适合目前储能用于消纳的定位。

储能相关政策的制定应更多站在行业发展的角度，而非围绕可再生能源消纳来为储能打造发展路径。一直以来，业界似乎已经习惯于将储能和可再生能源放在一起考虑，甚至有人认为储能是可再生能源的附属品，但实际上它可以实现的应用和价值远不止于此。比如，我国电力供应的主要矛盾之一是电力总量富裕但短时尖峰负荷供应短缺，针对这个问题，用户侧储能是比 Hybrid 更合适的解决方式。而消纳更多的可再生能源也绝不是储能的收益，储能从事什么样的价值的应用就应该按照相应的价值获得经济收益。只有这样，才有利于储能实现多重收益，早日实现商业化。

杨洋 中关村储能产业技术联盟 2020-07-09

## 天津“0+小屋”为零能耗建筑发展探路

垃圾桶也能向小屋传输电能、路灯无需外接电源就可自动开启、室内空调能够自动感知体温……在天津，一座主要依靠太阳能作为能源供给，利用先进智能控制技术实现“零能耗”“恒温”“恒湿”的“0+小屋”正走进人们的视野。

“0+小屋”中的“0”即代表零能耗，小屋建筑面积仅为 135 平方米。虽然小，但却是天津市首个零能耗智慧建筑。

“0+小屋”所需能源全部实现 100%绿色能源自给，并通过智能控制实现了建筑运行的“零能耗”，也因此成为中新天津生态城（惠风溪）智慧能源小镇示范项目之一。“0+小屋”的零能耗是如何实现的？其中又蕴藏着哪些“黑科技”？

### 100%绿色能源自给自足

走进中新天津生态城科技园区，一座屋顶布满太阳能光伏板的白色小屋格外引人注目。道路两旁，闪闪发光的光伏地砖、矗立的光伏路灯杆以及造型别致的光伏垃圾桶无不体现着绿色与建筑的完美结合。

“0+小屋”内部共设置“调蓄空间”“绿色氧吧”“零能耗概念空间”“智慧家居体验空间”和“智慧商务体验空间”五个部分，室内热水器、洗衣机等各类家用电器配备齐全，小屋用能设备目前维持正常运行，可随时向参观者展示。

“为最大限度利用屋顶、路面等可用空间，我们铺设了 60 块光伏板，总装机容量为 20.7 千瓦。在光照条件较好情况下，每日可发电 60 度，完全可满足小屋本身 20 度左右的用能需求。”国网天津市电力公司滨海供电分公司营销部客户经理贺瑞对记者说。

据了解，“0+小屋”自今年 4 月运行以来，总发电量已达到 3800 度，是其用电的两倍。

采访中记者了解到，“0+小屋”建筑内用热、用电完全自给自足，多余电量还可并网。小屋同时配备了 40 千瓦时的储能设施，可将多余电能存储起来，在夜间和光照不足情况下为建筑内用电设备供电，实现综合能源控制。

### “智慧+”实现建筑能源高效管控

光伏+建筑的一体化设计为“0+小屋”带来了源源不断的绿色能源，而“0+小屋”的“大脑”——零能耗建筑运行系统管理平台，则为建筑内的有限能源提供了高效管控的节能方案。

“零能耗建筑运行系统管理平台，可以清晰记录光伏发电量、储能充电量、负荷用电量等信息，以及温度、湿度等环境状况，通过系统分析后，可自动调节居家、办公等不同区域的用能设备，以满足不同用户的用能需求。”贺瑞说。

值得一提的是，系统管理平台中的“家庭能量路由器”还可对电网、光伏、储能以及家用电器之间的能量传输进行智能控制，将室内用能模式自动切换为智能、节能、舒适和个性等不同场景，以实现“0+小屋”零能耗运行目标。

此外，该系统还采用了交直流微网和新一代智能电表，可实现能量转换效率超 95%，同时还能

实时查看家中每个电器的实时能耗、用电分析等数据信息，为用户提供用能“管家式”服务。

零能耗“样板”

据了解，为进一步降低建筑的能源损耗，“0+小屋”同步推行了“被动房”建筑节能技术，“全身”采用“绿色保温”材料，阻断内外热交换，使建筑能耗水平较国家标准降低 85%以上。

除此之外，“0+小屋”内建有的“调蓄空间”和“绿色氧吧”在实现建筑节能降耗方面也是功不可没。

“‘调蓄空间’可有效减少因人员进出、空气交换产生的能量损耗，而‘绿色氧吧’则可为室内带来更多湿润清新的氧气。”贺瑞说。

“0+小屋”项目不仅是高效电能转换装置、智慧能源调配系统以及直流节电设备综合应用的探索，其对于天津乃至我国发展绿色节能建筑也具有重要示范意义。

中新天津生态城管理委员会上述负责人指出：“‘0+小屋’的建设推广为中新天津生态城推进节能减排发挥了重要作用，也为智慧+绿色建筑发展提供了‘样板’。”

“下一步，生态城计划以办公用房为试点进行改造，加装储电设备及能源监测系统，将其改造为近零能耗或零能耗建筑，进一步推广‘0+小屋’模式。”中新天津生态城建设局配套科副科长王立曾表示。

“未来，我们将继续深入推进跨专业技术、跨业态模式、跨传统体制，协同创新，让绿色建筑与智慧能源能够更有效结合。”贺瑞亦表示。

本报实习记者 张金梦 中国能源报 2020-07-13

## 山东省首个大型光储电站投运 配置储能 12 兆瓦时

近日，烟台市首座 220 千伏土山盛阳光伏变电站正式投入运行。该电站坐落于烟台市莱州土山镇境内，占地面积约 3000 余亩，项目地水塘开阔，光资源丰富且无遮挡，具有巨大的开发潜力。

光伏电站总装机规模 120 兆瓦，通过 29 个光伏逆变单元逆变升压，再通过 4 条 35 千伏集电线路接入 35 千伏母线，并通过 220 千伏盛里线并网至 220 千伏岳里变电站。

据悉，土山盛阳光伏电站投运后，每年可提供约 1.61 亿千万时的发电量，与火电厂相比，每年可节约标准煤约 5 万吨，减少二氧化碳排放量约 32.3 吨，降低大量炉渣、废气的排放，对改善大气环境、保护自然生态、充分利用资源起到了良好的引领和示范作用。光伏电站配有 12 兆瓦时储能单元，为光伏发电的可持续运转奠定基础，是全省首家配备储能单元的光伏电站。

目前烟台有福山回里华电、招远节能等 6 座光伏电站并网投运，土山盛阳光伏电站投运后，光伏发电单元总装机容量翻了一倍，达到 239 兆瓦，大大缓解烟台地区负荷高峰期间的供电紧张局面，储能的配备丰富了电网调峰手段，也进一步推动了清洁能源发展。

大众日报 2020-07-06

## 新液态金属电池可在室温下工作

美国德克萨斯大学奥斯汀分校研究人员开发出一种可在室温下工作的新型液态金属电池，创下了目前液态金属电池的最低工作温度记录。研究人员在《先进材料》杂志上发表论文称，这种电池兼具固态金属电池和液态金属电池的所有优点，拥有广阔的应用前景。

液态金属电池被认为是用于固定式储能的很有前途的电化学系统。当前，所有报告的液态金属电池都需要在高于 240°C 的温度下工作，以使金属电极保持在熔融状态。而该研究团队开发的液态金属电池，其金属电极可以在 20°C 的温度下保持熔融状态，这也是目前液态金属电池所记录的最低工作温度。

该电池使用钠钾合金阳极和镓基合金阴极，循环性能稳定，有望提供比当前大多数个人电子设备所用锂离子电池更多的电量。由于使用了液态成分，电池的大小可以根据所需的功率定制，因此



既可以用于智能手机、手表这样小巧的设备，也可用于智能电网这样的大型基础设施。而与基于铅和汞的液态金属电极相比，无毒的镓基合金也更环保。

研究人员指出，新型电池兼具固态金属电池和液态金属电池的优点，能存储更多的电量，也更稳定、更节能、更环保。虽然目前该种电池还无法与高温液态金属电池竞争，但随着技术的进步和设计的优化，其未来的应用前景会很广阔。（来源：科技日报）

刘海英 科技日报 2020-07-10

## 微电网或成全球区域电力供应“主力”

日前，彭博新能源财经（BNEF）和国际组织 SEforALL 联合发布《2020 年全球微电网市场报告》（以下简称《报告》）指出，随着微电网技术的不断发展，微电网的推广应用可帮助数以亿计的无电及缺电人口解决用电难问题。同时在农村社区和企业供电方面，以光伏发电为主的微电网形式将逐步发挥重要作用。

### 光伏微电网更具经济优势

《报告》综合统计了截至 2020 年 3 月，在运的 5545 个微电网项目，地域范围涉及撒哈拉以南非洲、亚洲、拉丁美洲及部分岛屿国家。其中，亚洲国家占比约 60%，撒哈拉以南非洲国家为 39% 左右。

《报告》指出，微电网的主要应用场景为人口密度低、家庭收入低的地区。而且在部分国家，由于负责供电业务的公共事业公司债务缠身，如何有效降低成本更是成为开展供电业务的重要参考因素。

无论是与集中式大电网相比还是与诸如柴油发电机等其他独立供电模式相比，《报告》研究发现，以光伏发电为主的微电网都更具经济优势，特别是在农村电气化方面优势更为突出。结合各行业协会和监测机构的调研数据，《报告》也指出，以光伏发电为主的微电网安装量已从 2010 年的 60 个左右扩展至今年 2 月的 2099 个。

《报告》认为，一方面，农村的家庭和生产用电多数集中在白天，这与光伏发电的特性相吻合。另一方面，即便在部分时间出现电力需求和供给的波动，“光伏+储能”的微电网模式也能够有效解决这一问题。而且，“光伏+储能”的混合型微电网在远程操控、数据分析上都更具优势。

在储能形式的选择上，《报告》强调，由于技术和成本优势，此前铅酸电池一直是微电网储能的首选。但在 2010—2018 年间，锂电池成本已大幅下降了约 85%，电池技术也日趋成熟，未来，锂电池有望成为微电网储能的重要支撑。

### 存在巨额投资延迟风险

《报告》显示，2010 年，在世界范围内，约有 14 亿人口处于无电或缺电状态。目前，随着多方努力，这一数字已降至 7.89 亿，且其中绝大部分集中在撒哈拉以南的非洲。考虑到这一地区的电气化发展水平和人口增长速度，有研究认为，未来 10 年，这一地区的无电和缺电人口仍可能出现一定增长。

《报告》预计，到 2030 年，撒哈拉以南非洲、亚洲、拉丁美洲及部分岛屿国家仍将有约 2.38 亿个家庭需要解决电力稳定供应问题，微电网技术可解决其中一半左右家庭的电力需求。但由于微电网的用户大多属于低收入、低购买力群体，加之地理位置偏远，即便是安装以光伏发电为主的微电网系统平均成本一般也要达到 0.49—0.68 美元/千瓦时。为此，2020—2030 年间所需的资本投入将达到约 1280 亿美元。

截至今年 3 月，《报告》跟踪了约 21 亿美元的微电网投资项目，其中能够按期支付的资金仅为 13% 左右，存在重大延迟风险。而且由于当前微电网项目规模相对较小，相关领域也缺乏纯商业化的融资模式。

### 仍需更多政策支持

《报告》指出，在微电网技术兴起之时，小型初创公司一度占据主流。如今，随着技术的成熟和市场潜力的增加，法国电力集团(EDF)、意大利国家电力公司(Enel)、荷兰皇家壳牌集团(Shell)、东京电力公司(Tokyo Electric Power)等一系列大型国际化能源企业也纷纷在微电网领域部署投资。

《报告》指出，为最大限度地降低投资风险，大型企业会在一定程度上向投资国政府寻求更有利的扶持政策。

“例如在尼日利亚，如果投资者已经在某一区域投资了微电网，一旦后续有大型电网线路覆盖，微电网的投资者便可以获得相应的资金补偿。”BNEF 电力分析师 Takehiro Kawahara 表示，“随着市场的成熟，涉及微电网的投资必须尽快落实。在这一过程中，就需要项目所在国的政策和法规予以支持。”

“当前，在新冠肺炎疫情的影响下，其实世界各国都拥有一个恢复甚至重塑经济发展的独特机会，对能源的需求也将进一步加速。因此，我们比以往任何时候都需要一个蓬勃发展的微电网行业，它可以为关键的基础设施供电，可以帮助全世界 7.89 亿人口解决电力短缺问题。”SEforALL 首席执行官 Damilola Ogunbiyi 强调，为此，各国必须要优化和改善相关监管框架，吸引更多的资金投入，并加强微电网商业模式的创新，“让市场发挥其全部潜力，实现可持续发展的目标”。

本报记者 姚金楠 中国能源报 2020-07-13

## 柔性电池哪家强？新指标来定夺



基于柔性织物复合电极制备的柔性锂电池在弯曲状态下仍能稳定供电。香港理工大学郑子剑课题组供图

就柔性电子产业的发展而言，柔性电池是必不可少的部分。目前，显示屏、传感器等很多电子元件已经可以实现灵活弯曲甚至是折叠拉伸，但为其提供电源的电池却仍停留在刚性的设计阶段。

柔性电池的出现可摆脱现有金属箔刚性电池对于产品形状与结构等设计的限制，在与柔性可穿戴电子一体化后，发挥其任意形变的优势。

在大多数文献中，电池柔性主要以材料屈服时的曲率半径( $r$ )作为评判标准。对此，香港理工大学纺织与服装学系教授郑子剑领导的课题组近日在《焦耳》发文给出了建设性评论，着重指出电池

应变对于评价柔性的重要性，并首次提出以面积能量密度与曲率半径的比值( $Ea/r$ )作为更好的评价柔性电池的性能因数。

锂电池的柔性看这个指标

目前常用的锂离子电池不能弯折，这是因为电池内的层状金属箔电极弯折后容易断裂。然而，要给柔性电子织物、可穿戴设备等供电，锂离子电池必须具有一定柔性。

郑子剑告诉《中国科学报》，他发现以常用的曲率半径评价柔性容易导致误解，因为材料弯折时的屈服不仅与曲率半径有关，还与材料的厚度( $h$ )有关。即便同样的材料，更厚的箔片屈服时的曲率半径也要比薄一些的箔片大。

如采用材料外层拉伸应变( $\epsilon=h/2r$ )作为评判依据，就可以引入厚度，使评价更为公允。而且，郑子剑认为，电池的柔性跟电池结构相关，电池结构又决定了电池的能量密度。

“以往的文献把能量密度跟柔性分开独立比较，这是不公平的。”郑子剑说，“高能量密度曲率半径大的柔性电池的性能不一定比低能量密度曲率半径小(柔性更好)的差，反之亦然。”

有些研究中为了增加柔性而选择用碳基材料替代金属箔，或将金属箔制成镂空的网状，虽然柔性增加了，但是体积能量密度却降低了。于是，郑子剑将  $\epsilon$  与体积能量密度相乘，得到  $1/2(Ea/r)$ 。

“这个面积能量密度  $Ea$  和  $r$  都是论文里可以得到的数据，而且没有太多计算上的‘水分’，误导性低。”郑子剑说，“再者，对于体积能量密度的计算，因为大家用的标准不一样，差别可以是十倍至上百倍。而  $Ea$  和  $r$  是不变的。”

因此，郑子剑在论文中提出将  $Ea/r$  用来作柔性电池的性能因数。一般某个研究领域会用一个数字指标作为性能因数，用于性能的比较和讨论，但柔性电池领域此前尚没有性能因数。

“性能因数更多是一个研究领域内的学术标准，但又可以与商用的电池做直接比较，因此非常有意义。”郑子剑说。

未来碳基柔性电池会取代金属箔

那么，应用此次提出的性能因数，目前哪类柔性电池性能更突出？

“虽然我们并没有特意去讨论哪种会更好，但我们发现，相对于金属网或碳基纸张类柔性电池材料，碳基织物类柔性电池柔性更好，用其三维结构的基材做集流体组装电池，可以得到更高的性能因数。”郑子剑说，“我们觉得，未来柔性电池会慢慢改变目前基于金属箔作为集流体制备的现状。”

根据印制电路协会(IPC)的标准，柔性电子设备应能够承受至少 5%的应变。

文章第一作者、南方科技大学前沿与交叉科学研究院研究助理教授常建告诉《中国科学报》，单从能量密度和应变两个关键参数来看，目前学术界开发的部分柔性电池已经达到 350 瓦时/升和 5%，符合柔性和可穿戴电子设备的匹配需求。

但是一般来说，金属材料的屈服应变都是小于 1%的，所以 5%的应变对于金属箔就会造成疲劳。

“金属箔很薄，这是过去整个电池行业几十年努力的成果，把体积做到了极致。目前碳材料还是厚，导致无效的体积大，未来应该会逐步改善。”郑子剑说。

文章第二作者、香港理工大学纺织与服装学系博士后黄琪瑶告诉《中国科学报》，目前郑子剑课题组关于柔性电池的研究主要集中于柔性集流体的开发与高能量密度柔性电池的研究。他们基于首创专利技术聚合物辅助金属沉积(PAMD)研发了一系列兼具高导电性与柔性的导电织物，通过替换传统金属箔作为电池的集流体，与高性能活性材料结合构筑三维的柔性织物复合电极，以制备柔性可穿戴电池器件。此类织物电池柔软度极佳，可折叠弯曲至半径小于 1 毫米，即使折叠超过 1000 次，其效能仍然保持不变。

“但目前商业化的碳基织物仍比较厚，导致现有的织物柔性电池体积能量密度不理想。”黄琪瑶说，“随着未来纺织业技术的发展，超薄碳织物的规模化生产势必会带来织物电池能量密度的大幅度提升。”

柔性电池在多重场景下未来可期

黄琪瑶相信，柔性电池未来在可穿戴电子、生物传感器、人体皮肤、软体机器人等方面均有广

阔的应用前景，既可以提供与常规电池类似的储能供电功能，又可以满足未来柔性电子设备对柔性、设计灵活性及可穿戴舒适性方面的需求。

同时，柔性电池与其他的热点技术，如物联网、5G，均可以结合。作为储能器件，柔性电池还可以作为电子设备的电源，其柔性、可弯折性能可以充分利用设备里的有效空间，有利于提升电子产品的电池总体容量，也是提高电子设备续航能力的重要发展途径。

但是，柔性电池目前还处于研究—小试阶段，市面上虽有一些柔性电池的样品展示，但还没有进入大批量生产、产品应用的阶段。

郑子剑指出，柔性电池目前还是新的研究领域，仍有很多问题亟须解决，包括如何在保持电池柔软性的同时，提高柔性电池的能量密度与容量、循环稳定性及安全性。柔性电池在外加作用力下产生的应变往往会超出电池各个部件的屈服应变，进而导致电池结构被破坏和稳定性变差。

要解决这些瓶颈问题，需要设计改变电池内部结构，同时也需要研发一些新型活性材料、隔膜、电解液以及电池的封装材料等。

郑子剑认为，推广柔性电池及柔性电子具有重要意义。基于电子设备对于电池的需求，柔性电池技术的推广与柔性显示屏、生物传感器以及柔性电路等技术配合，有利于开发出更多柔性电子设备，应用于医疗健康监测、智能纺织品、智能手机、全球定位系统追踪、物联网、人机交互等多重场景下加以应用。

相关论文信息：<https://doi.org/10.1016/j.joule.2020.05.015>

中国科学报 2020-07-09

## 日本发明新技术：锂离子电池量产成本可降 90%

锂离子电池在科技界扮演着核心角色，为智能手机和智能汽车等各种设备提供动力。日本一位电池开发者表示，他有办法将锂电池的量产成本降低 90%，与此同时显著提高其安全性。

曾负责日产汽车(Nissan Motor Co.)电池研究的堀江英明(Hideaki Horie)于 2018 年成立了总部位于东京的 APB 公司，以生产“全聚合物电池”。

此前，日产汽车已向 APB 公司许可了一项先进技术，以生产这种电池。日产汽车于 1990 年代初开始研发锂离子电池，于 1997 年推出了 Prairie Joy EV，并成为在商用电动汽车中安装锂离子电池的先驱。

今年早些时候，APB 公司获得了包括建筑商大林组株式会社(Obayashi Corp.)、工业设备制造商横河电机株式会社(Yokogawa Electric Corp.)和碳纤维生产商帝人株式会社(Teijin Ltd.)在内的一批日本企业的支持。

今年 3 月，APB 筹集了 80 亿日元(合 7400 万美元)，虽然这笔钱显得有些微不足道，但足以以为一家拟于明年开始量产的工厂提供全套设备。堀江英明估计，其位于日本中部的工厂至 2023 年装机容量将达到 10 亿瓦时。

成本更低 容量更大

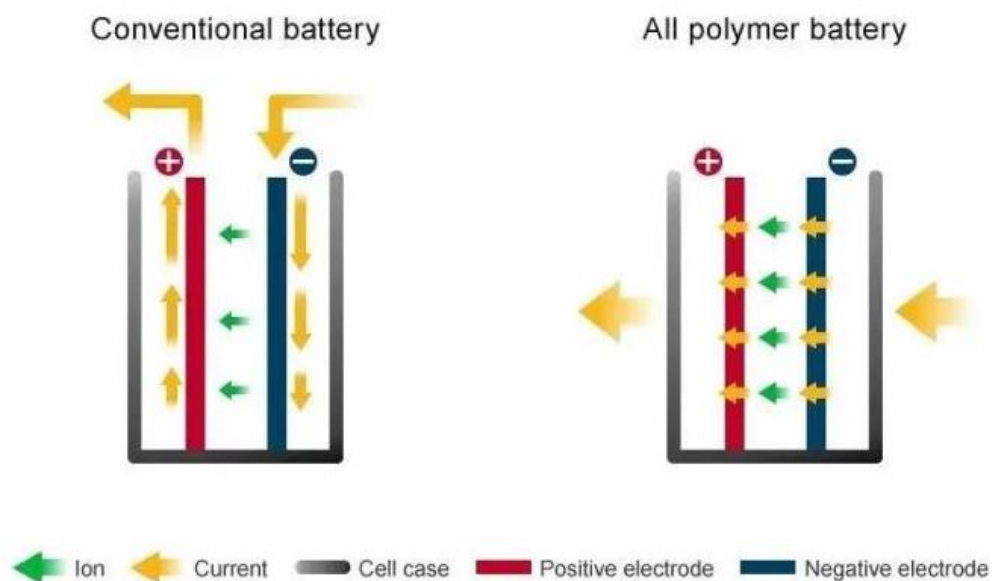
“现在制造锂电池的问题在于，它的器件生产类似于半导体，”堀江英明在接受采访时表示，“我们的目标是使其更像钢铁生产。”

电池基本单元——电池芯的制造是一个复杂的过程，需要在洁净室条件下完成——需要控制湿度、持续的空气过滤，以防止高反应性材料受到污染。条件如此严苛，以至于像韩国的 LG 化学、中国的宁德时代和日本的松下电器这样的顶级电池公司需要斥资数十亿美元来建造工厂。

堀江英明的创新之处在于用树脂结构代替电池的基本组件——金属内衬电极和液态电解质，从而提高了安全性并降低了成本。他说，这种方法大大简化并加快了生产进程，就像“黄油抹面包”一样容易。

新型电池单元的正面和背面由聚合物集电器制成，正面和背面分别具有负极性或正极性，并构

成电池盒的一部分。10 米长的电池片可以“像座垫一样”堆叠在一起，从而增加容量。



传统电池和全聚合物电池示意图

#### 安全性提升

锂离子电池自近三十年前首次商业化以来已经走过了漫长的道路。与十年前相比，它们的使用寿命更长，功率更大，成本降低了 85%，成为推动智能手机和平板电脑内部功能越来越强大的主力军。

但是安全性仍然是一个问题，从特斯拉(Tesla Inc.)汽车到波音公司(Boeing Co.)的梦幻客机以及三星电子(Samsung Electronics Co.)的智能手机，电池一直是引起火灾的“罪魁祸首”。

堀江英明说：“从物理学角度来看，锂离子电池是人类创造的最好的加热器。”

不过，树脂电池在被刺破时具有防火性。在传统电池中，一个刺孔会产生成百上千安培的电涌，是普通家庭电流的好几倍。温度会上升到 700 摄氏度。而 APB 的电池使用所谓的双极设计，它消除了目前的电力瓶颈，并允许电池的整个表面吸收电涌，从而避免了这种灾难性的情况。

“由于发生了很多事故，安全一直是行业内的头等大事，”Wood Mackenzie 储能团队高级分析师 Mitalee Gupta 表示。“如果该公司能够迅速扩大规模，这对于存储和电动汽车应用来说都是一个突破。”

#### 不完美 聚焦固定电池领域

但是这项技术也不是没有缺点。总部位于加利福尼亚的咨询公司 Total Battery Consulting Inc.的总裁 Menahem Anderman 认为，聚合物的导电性不如金属，这可能会严重影响电池的承载能力。

他表示，双极设计的一个缺点是电池芯在电池中背对背连接，使对单个电池芯的控制变得困难。他还质疑节省下来的费用是否足以与现有企业竞争。“在未来 15 年或更长时间内，锂离子液态电解质仍将是主要应用，”他说。

堀江英明承认，APB 无法与那些已经投资数十亿美元并从规模经济中受益的电池巨头竞争。APB 不会将目光投向汽车行业的“红海”，而是将业务重点放在建筑、办公室和发电厂使用的固定电池上。

财联社 2020-07-13

## 河北推广被动式超低能耗建筑减少碳排放

记者近日从河北省发改委获悉，“十三五”以来，河北省持续加大被动式超低能耗建筑推广力度，节能减排取得显著成效。

据悉，河北省是全国最早推广被动式超低能耗建筑的省份。经过多年探索，河北省被动式超低



能耗建筑的示范规模逐步扩大，到 2019 年底累计建设项目 67 个、316.5 万平方米，其中竣工 22 个、55.5 万平方米，建筑规模全国领先。

据统计，截至 2019 年底，河北省累计建设被动式超低能耗建筑 316.6 万平方米，建筑面积全国领先。根据测算，河北省公共建筑、居住建筑被动房节能率分别达到 92.7%、89.1%，与现行建筑节能标准相比，每万平方米年节能量分别为 133 吨标准煤、35 吨标准煤。项目全部投运后，年可实现节能约 1.65 万吨标准煤，减少二氧化碳排放 3.36 万吨。

为加快推进超低能耗建筑建设步伐，目前，河北省 13 个市中有 10 个市相继建成或开工建设示范项目。其中，高碑店市列车新城项目规划建筑面积 44.2 万平方米，已竣工 26.8 万平方米，是全球最大的被动式超低能耗建筑群，为推动被动式超低能耗建筑集中连片发展提供了可复制的经验。

按照《河北省被动式超低能耗建筑产业发展专项规划（2020-2025 年）》，到 2025 年底，河北省被动式超低能耗建筑建设项目面积将达到 900 万平方米以上，年可实现节能量近 5 万吨标准煤，减少二氧化碳排放近 10 万吨。

中国环境报 2020-07-13

## 浙江低碳发展“花”开遍地

浙江省近日举办 2020 年“全国低碳日”活动，正式发布《2019 年度浙江省低碳发展报告》（以下简称《报告》），多层次、多维度、全方位展示了浙江省的低碳发展取得的阶段性新成效。

“浙江省坚持创新、协调、绿色、开放、共享的发展理念，在绿色低碳方面取得积极进展，产业结构和能源结构持续优化，工业、建筑、交通等重点领域降碳工作稳步推进，控制温室气体排放工作扎实推进，适应气候变化工作积极探索，工作体系不断健全，基础能力有效提升，全省碳强度指标持续下降。”浙江省生态环境厅副厅长王以淼表示。

如今的浙江，正紧跟时代变革的脚步，在“打造绿色低碳发展新标杆”之路上不断探索前行。

撬动绿色经济，引领低碳生活

“浙江省突出目标导向，进一步压紧压实各设区市碳减排责任。经核算，2018 年，全省单位 GDP 二氧化碳排放（碳排放强度）同比下降 5.72%，‘十三五’以来，碳排放强度累计下降 13.99%，超额完成目标任务，为实现‘十三五’控制温室气体排放目标奠定坚实基础。”浙江省经济信息中心副主任杨首权在解读《报告》时介绍。

控温目标的顺利完成，与浙江省深入建设低碳经济体系密不可分。全省从高处着眼，从长远着力，不断优化完善产业布局，绿色低碳产业正在浙江不断发展壮大。

《报告》显示，2019 年，以新产业、新业态、新模式为主要特征的“三新”经济增加值占浙江省 GDP 的 25.7%，与绿色制造、现代服务业一同为浙江绿色低碳发展注入新动能。

如今，4 个园区、57 家工厂成功申报第四批国家绿色园区、绿色工厂，其中，湖州槐坎南方水泥有限公司入选国家 2019 年度重点用能行业能效“领跑者”。值得一提的是，2019 年，以低碳排放为特征的服务业对浙江省 GDP 增长的贡献率达 58.9%，已成为支撑低碳经济发展的重要增长极。

细微之处见功夫。浙江在实践探索中打出一套重点领域的低碳发展“组合拳”，有序推进低碳城镇化发展。《报告》显示，2019 年，浙江全省持续开展既有建筑节能改造，绿色建筑占城镇新建民用建筑比例达到 96%。同时，深化实施公交优先战略，清洁能源城市公交车占城市公交车总数达到 70%，新增和更新的公交车中新能源公交车比重达到 95%，并率先出台《城镇生活垃圾分类标准》，积极倡导低碳生活。

完善基础设施，拓展试点体系

盛夏时节，行走在浙江省湖州安吉余村，远眺是竹海与青山，近观有田野与农舍，荷塘里花开绰约，俨然一幅“接天莲叶无穷碧，映日荷花别样红”的乡村美景图，引得不少游客闻香散步，拍照留念。

作为浙江省级近零碳排放社区试点，2019年，余村直接碳排放强度仅为0.04吨/万元，趋近于零；同时，全村农民人均纯收入近5万元，走出了一条生态美、产业兴、百姓富的可持续发展之路。

近零碳排放，余村是怎么做到的？“余村以智慧农业、家庭农场、休闲观光为重点，不断拓展‘两山’转化通道，着力打造乡村低碳产业体系。”杨首权介绍，当地完善交通、建筑等低碳基础设施，全面推行低碳生活，提升发展森林碳汇，建成林下经济示范点，低碳生态空间得到有效拓展。

《报告》显示，浙江省林业碳汇能力也在持续增强。在离余村十几公里之外的安吉县山川乡毛竹现代科技园，全球第一座毛竹林碳汇通量观测塔正在全自动、全天候观测、记录毛竹林的固碳功能，为其碳汇交易提供数据支撑。

据了解，通过林业碳汇措施吸收大气中的二氧化碳，已成为国际公认的缓解全球气候变暖的有效途径。作为全国唯一“两山”理论实践试点县，安吉依托丰富的林业资源，在全国率先开展竹林碳汇工作，成为全球首个“竹林碳汇试验示范区”。

不仅是在安吉，富阳银湖低碳智慧园区，嵊泗县嵊山镇碳汇渔业，长兴县画溪新能源近零碳排放园区……从城镇到乡村，从沿海到内陆，浙江省围绕体制机制、低碳产业、低碳路径、低碳运营管理、低碳生活、近零碳排放等多个方面，不断建立健全低碳发展试点示范工作体系，扎实推进各级各类低碳试点，低碳发展“花”开遍地。

应对气候挑战，探索实现共赢

推动绿色低碳转型，是应对气候变化严峻挑战的必由之路。

早在2007年，浙江省就迈出了应对气候变化的积极步伐，成立浙江省应对气候变化及节能减排工作领导小组。2014年，浙江省出台《浙江省应对气候变化规划（2013-2020）》，形成强有力的“顶层设计”。2019年，领导小组调整为省应对气候变化及节能减排工作联席会议，并将应对气候变化及减排职责划入省生态环境厅。

今年，首次发布的《浙江省适应气候变化评估报告》，更是为制定气候变化适应策略提供了科学支持。

“浙江省开展适应气候变化评估，是主动适应气候变化，抵御全球气候变化给经济社会发展带来不利影响的基础性工作，更是促进省域高质量发展和美丽浙江建设的现实需要。”浙江省环境监测中心副主任刘劲松介绍。

应对气候变化风险，农业领域一马当先。走进浙江丽水莲都区雨伞岗村“三层土楼”式的山地雾耕农场，一排排蔬菜长势喜人。通过采用气雾栽培技术和垂直耕作模式，农场里的菜苗只需要依靠大棚管道里喷出的气雾营养液，就能快速成长。

“这一逆境农业业态模式可以适应天气恶劣、生态退化等不利条件，无差别实现农作物产高质优，并大幅减少农业面源污染和土地占用，对适应气候变化自主创新实践具有积极示范意义。”丽水市生态环境局总工程师陈灵敏告诉记者。

开展气候适应型城市建设试点，实行最严格水资源管理制度，推进“全国深化林业综合改革试验示范区”建设，开展海域、海岛、海岸带、滨海湿地生态修复示范工程……浙江不断完善气候变化工作体制，探索实现经济发展和应对气候变化的共赢。

王雯 晏利扬 中国环境报 2020-07-09

## 湖南已建成 12 座生活垃圾焚烧发电厂

日前从湖南省城市生活垃圾分类工作现场推进会传出消息：目前全省已建成12座生活垃圾焚烧发电厂，主要布局在长沙、株洲、益阳、永州等地，另有多个项目正在建设。

随着生活垃圾清运量上升和环境承载压力加剧，焚烧发电逐渐成为我国生活垃圾处理的主流方式，发电装机规模已居世界第一。

为尽快补齐湖南省生活垃圾末端处理设施的短板，省发改委、省住建厅去年底联合印发《湖南

省生活垃圾焚烧发电中长期专项规划(2019-2030年)》提出,按照“城乡统筹、布局合理、运营高效、邻里和谐”的总体要求,规划开工建设一批生活垃圾焚烧发电项目,到2030年,全省生活垃圾焚烧发电处理量占无害化处理量的70%。

会议要求,根据上述规划,全力推进生活焚烧处理设施建设。对于未开工项目的市县,相关部门要按照规划要求,落实主体责任,加快前期工作,确保项目尽快开工。对于已开工的项目,相关部门要倒排工期,挂图作战,加强指导监督,确保一批项目今年建成投产。

中国能源报-中国能源网 2020-07-15

## 浙能首个污泥掺烧热电联产项目1号机投产

近日,浙能集团首个掺烧污泥的热电联产项目——平湖独山港公用热电联产项目1号机组投产,标志着平湖独山港化工园区迈入更高效、经济、环保的集中供热新阶段。

该项目建设规模为3台180吨/小时燃煤高温高压循环流化床锅炉及3台15兆瓦(级)高温高压抽背式汽轮发电机组,同时规划设计有干化、掺烧500吨/天的污泥处置能力。全面投产后,全厂年供热量预计达到533万吉焦/年,年发电量1.746亿千瓦时。

中国能源报 2020-07-13

## 用户侧储能:价值待挖的“蓝海”?

在江苏镇江投运的全国首个用户侧储能自动需求响应项目日前迎来“满月”,这一项目为用户侧储能开辟了除峰谷套利外的新盈利空间。

用户侧储能曾被业内视为最有潜力的储能发展领域,但受制于种种因素,其装机量迟迟未迎来爆发。业内人士认为,在全球范围内,中国的用电价格处于较低的水平,绝大多数地区的峰谷差价很小,这是导致用户侧储能发展受挫的重要因素。

未来,随着“电改”推进和盈利空间的拓展,用户侧储能能否成为新“蓝海”?

用户侧储能市场规模尚小

据中国化学与物理电源行业协会储能应用分会数据显示,截至2019年底,全球电化学储能市场中,电源侧、电网侧、用户侧(不含家庭储能)装机规模分别为6183.8MW、1550.2MW、1735.5MW,占比分别为73.6%、18.5%、20.7%。其中,在用户侧储能应用中,分布式及微网储能装机规模为946.8MW,工商业储能装机规模为788.7MW,用户侧储能市场规模并不大。

中国化学与物理电源行业协会储能应用分会秘书长刘勇认为,用户侧储能近年来受不断下降的终端电价影响,盈利空间收窄。一方面,2019年以来工商业电价累计降幅超过20%,峰谷价差空间也随之缩小;另一方面,由于电力市场化交易在全国陆续展开,越来越多电力用户从执行终端目录电价转向市场竞价。

“此外,当前用户侧储能面临高成本和降电价的双重压力。虽然储能电池、PCS等硬件成本正在快速下降,但用户侧储能项目设计、电网接入、控制软件、安装调试、场地租赁、安全保障等周边成本同样不容忽视。用户侧储能应用环境复杂,加之相关标准尚不清晰,导致项目的可复制性低,非技术成本下降难度大,这些都是影响用户侧储能发展的因素。”刘勇指出。

上海煦达新能源科技有限公司总经理李剑铎表示,除了成本和电价之外,绝大多数用户侧储能由于并没有参与到电网调度响应中,需求侧响应机制尚未建立,导致现在的盈利模式比较单一,仅凭峰谷差价套利。用户侧储能行业必须去深挖自身价值并培育出新商业模式,这样才有望实现规模化发展,提升装机量。

挑战与机遇并存

业内专家表示,“电改”之后,大趋势是取消目录电价,全面放开经营性电量,用户侧储能将面

临除了成本回收周期延长外的更多风险。

刘勇认为，随着技术的进步，储能系统单位容量成本会逐渐下降，电池寿命也会逐渐延长，但与此同时，峰谷电价、基本电价等政策变动也会给储能项目投资带来风险，在投资用户侧储能时，需定量评估这些风险。用户侧储能的投资收益将受到储能系统额定功率、储能系统容量、单位容量成本、单位功率成本、寿命、电池回收系数、基本电价、峰谷电价、储能系统年平均运行天数等多重因素的影响。

一位电力行业专业人士表示，现在的经济形势、能源形势处于特殊时期，且电力系统既有长期积累的矛盾、又有新的突发性问题。用户侧储能整体上还处于摸索阶段。安全性与经济性的矛盾需要重视，一些化学电池的安全性问题制约了储能的发展。

有业内专家认为，锂电池的安全性在技术上可以解决，但问题在于如何在安全性和经济性上寻找一个最佳平衡点。

虽然业内普遍认为用户侧储能投资风险大，但是李剑铎认为，“电改”之后用户侧储能或将迎来快速发展。“电改放开竞价之后，整个市场价格将更加灵活，假如用户侧配备一定容量的储能，可以在整个市场价格竞争中，占据优势，毕竟对于用户来说，最直接的问题就是电费问题。所以当用户侧储能电费弹性可控时，将更具备发展前景。”

未来两年或出现小高潮

目前，储能发展受到电网影响较大，业内人士认为，不管是电厂的灵活性改造，还是分布式能源加储能，都要有全局一盘棋的意识。阳光电源副总裁程程强调，储能存在的根本原因是能源的需求和供给在时间和空间上不匹配，而“电改”的本质是市场化配置电力资源，用户侧储能的机会在于分布式能源的发展，但是，当前分布式能源受电网渗透度的影响，发展十分有局限性。

此外，储能系统集成商集成设计能力也参差不齐，一方面受限于成本，另一方面受限于技术水平。以40尺标准化集装箱为例，内部风道设计、模块设计、消防设计、顶层架构设计都需要进一步优化。刘勇认为，从远期来看，在储能系统集成设计能力之外，涉及运维、调度、安全管理、云平台等全链条的服务尤为重要。

同时，刘勇建议，不但要尽快明确储能特殊电力资源属性，而且要根据储能具体功能监管其投资与运营，厘清储能在发、输、配、用各个环节的应用价值，加快各区域和地方辅助服务市场建设，通过开放的电力市场和灵活的市场化价格机制去体现储能的多样性商业化价值。

虽然短期内用户侧储能发展受多方制约，但李剑铎认为，当前，储能要实现真正的市场化应用，场景还是在用户侧。“我国集中式能源已经非常强大，接下来发展就要看分布式能源，可能过去一两年用户侧储装机量较少，但我个人预计，未来两年用户侧储能会有一个小高峰的出现。”

韩逸飞 中国能源报 2020-07-01

## 电力低碳发展呼唤“路线图”

“作为我国温室气体排放占比最高的行业，电力系统碳减排表现至关重要。但目前，由于没有真正商业化的最佳控制技术，减排经济成本依然偏高，电力行业要重视减排路径的选择问题。”近日举行的一场电力减排研讨会上，中国工程院院士、生态环境部环境规划院院长王金南直指“低碳电力”发展重点。

会上，中国电力企业联合会、美国环保协会联合发布的《中国低碳电力发展指标体系研究——中国电力减排研究2019》（下称《研究》）也提出，碳排放控制是电力行业中长期发展的最大制约因素，应以碳统领解决低碳能源电力发展的约束性问题。为此，制定一套科学合理的指标体系是首要前提。

电力是碳排放占比最大的行业

据悉，“十三五”规划确定的生态环保领域9项约束性指标，有7项已在去年底提前达标，尚未

完成的指标之一正是单位 GDP 碳排放。电力作为我国碳排放占比最大的单一行业，减排效果将直接影响指标完成进度。

中电联统计显示，2019 年，全国单位火电发电量二氧化碳排放约 838 克/千瓦时，比上年下降 3 克/千瓦时；单位发电量二氧化碳排放约 577 克/千瓦时，比上年下降 15 克/千瓦时。以 2005 年为基准年，2006-2019 年，通过发展非化石能源、降低供电煤耗和线损率等措施，电力行业累计减排二氧化碳约 159.4 亿吨，有效减缓电力行业碳排放总量增长。其中，供电煤耗降低对电力碳减排贡献率为 37%，非化石能源发展的贡献率为 61%。

“电力系统二氧化碳排放较为集中，可进行集中的碳捕集，采取减排措施相对容易，全国碳交易体系也是以发电行业作为突破口。随着电气化大比例扩大，电能占终端能源消费的比重持续提高，电力低碳转型更关系到全社会深度脱碳目标的实现。到 2050 年，电力系统应基本实现近零排放。”中国国家气候变化专家委员会副主任何建坤表示。

反过来，绿色低碳也是电力工业高质量发展的要求。中电联专职副理事长王志轩称，我国电力供应的功能性质，已由传统解决电力短缺问题转向对电力供应的量和质的要求，以促进能源系统绿色化。现阶段，电力系统面临的最大问题就是碳减排。“尤其近两年，煤电减排效果在下降，非化石能源贡献在上升。‘十四五’时期，电力转型必须把关注点放在二氧化碳减排上。”

指标体系存在不协调、重复等问题

电力行业主要采取结构减排、工程减排、管理减排等现行减排方式。即提高非化石能源在电源结构中的比重，逐渐替代火电等高碳电源，并采用先进技术提高发电能效，降低电能的碳排放强度；利用二氧化碳捕集、运输及封存等技术，将其封存到地下等长期与大气隔绝的地方；通过对现役机组优化运行、技术改造及碳交易等方式，在生产相同电能的情况下减少排放。

但在此过程中，一系列问题也逐渐暴露。“从理念到行动、从战略到战术方面，目前仍存在一定差距。如果没有良好的指标体系，很难将理论贯彻到行动。”王志轩认为，顶层设计是减排工作的基础与前提，结合电力工业实际情况，现有指标不协调、不通达及部分重复等问题亟待解决。

例如，现有指标与污染控制、节能降耗、能源转型等多种目标相互关联，管理却分别交由不同部门，目标之间可协调的空间较大。“碳市场意味着‘真金白银’投入，企业需建立相应的管理制度，才能实现成本效益最优。而现在，同时面对碳交易、绿证、用能权交易等多项价格机制，这些能源、资源、环境管理政策如何有效协调甚至耦合，对减排措施、预算成本等均有影响。此外，不少大型电力集团已建立自己的碳排放管理体系，如何融入全国碳市场，对接标准或方式有哪些，也希望进一步明确。”某电力企业人士称。

另有业内人士表示，碳市场是引导绿色发展的手段，而非目标。但目前，有企业更关注如何获得更多配额，以及让交易更频繁、换手率更高，恰恰忽视减排效益。指标体系设计应从实际出发，避免单纯追求市场表现、忽略减排效果等“抓小放大”的情形。

整合优化指标，避免“简单相加”

“过去要考虑电不够用，今天是考虑电清不清洁。指标体系的构建要与能源转型要求相匹配。”王志轩进一步指出，低碳电力目标包含三个方面，其中能源安全是核心，绿色和经济是重要约束。三者缺一不可，共同构成指标体系的理论基础。

在此基础上，如何优化？《研究》表示，相关部门近年出台多项与低碳电力发展有关的法规及政策性文件，现有指标有些依据这些文件，有些则是各级主管部门自行提出要求。但截至目前，我国还没有综合性的应对气候变化法或低碳发展法等，并未从顶层设计出发，把握低碳电力发展各项指标的协调问题。即便有一些综合规划，往往也是各个单项规划相加，只是尽可能协调表面问题，并非整体优化的结果。

“比如原计划五年完成的目标，结果可能一两年就提前完成；原计划局部推进、取得试点经验再扩大推广的，结果成了全面推进。”《研究》提出，以碳统领解决低碳能源电力发展的约束性问题。一方面，完善低碳电力发展相关法律，真正从顶层设计出发统筹指标体系；另一方面，由于能源电

力的高替代弹性特点，碳减排指标体系需要简化，尽量减少定值约束性指标。以我国向国际社会的承诺目标为依据，确定碳减排指标体系，并根据应对气候形势、经济发展及碳减排进展，修订相应的碳减排指标。

中电联行环部环保与气候变化处处长张晶杰还建议，在碳指标简化、目标明确的前提下，相关部门需加大对碳目标的整合力度。建议由应对气候变化的主管部门牵头，统一制定与碳指标、碳目标相关的政策性文件。同时，减少与相关文件的数量和层次，在碳总量目标分解传递过程中防止层层加码。

本报记者 朱妍 中国能源报 2020-07-13

## 碳市场让重庆能源转型与经济发展并进

7月2日，倡导“绿色低碳、全面小康”的第八个全国低碳日开幕。活动日期间，全国各地纷纷开展各具特色的主题宣传活动，旨在通过动员群众广泛参与，培育引领低碳新风尚。

当天，“重庆低碳发展论坛”和“重庆低碳大家谈”在线开讲。记者获悉，作为全国7个碳排放权交易的地方试点之一，与西部唯一一家试点，重庆自2014年正式启动碳排放权交易试点以来，用市场化手段推动工业企业节能减排，成效显著。

据重庆市生态环境局相关负责人介绍，经初步测算，2019年重庆市碳排放比2015年累计下降逾17.9%。伴随着单位地区生产总值二氧化碳排放强度持续下降，重庆能源低碳转型亦取得积极成效。

### 低碳城市建设促能源结构转型

“控制温室气体排放对能源结构、产业结构起到了优化促进作用。近年来，重庆煤炭消费占能源消费总量比重持续下降，天然气消费量占能源消费总量比重逐步提升。”上述相关负责人进一步指出。

来自重庆市统计局信息显示，2015—2018年，重庆煤炭消费占能源消费总量比重从57.7%下降至54.4%。

与此同时，因坐拥四川盆地天然气资源优势，重庆市大力推进天然气开发利用，不仅建成全国首个百亿方年产能的页岩气田，当地天然气利用水平也达到全国领先水平。

相关数据显示，2015—2018年，重庆天然气消费占比从14.6%上升至17.8%。目前，该市城镇化率已超过80%，比全国平均高约40个百分点，主城区气化率更达到90%以上。

### 碳市场引导企业主动节能减排

碳市场是低碳重庆建设的重要手段。重庆碳排放权交易试点的运行由重庆联合产权交易所集团股份有限公司承担。

“建设和运行碳排放权交易市场，是重庆以市场化方式引导企业开展节能减排的重要举措。”采访中，该公司项目经理周小波向记者强调，通过引导重点行业、重点企业积极参与碳排放权交易，进而以点带面，构建系统性、全局性、综合性的生态环境保护大格局。

重庆市生态环境局总量与排放管理处（应对气候变化处）工作人员亦向记者表示：“低碳重庆建设的过程就是以当地企业碳履约为手段，推进重点行业、重点企业逐步实现碳减排的过程。”

相关规则要求，2008—2012年，任一年度排放量达到2万吨二氧化碳当量的工业企业都可以参与碳排放权交易。记者获悉，截至目前，重庆市已将195家主要碳排放企业纳入碳排放权交易试点。

电力行业作为碳排放大户，成为其中重要参与者。相关材料显示，目前，包括国家电投集团重庆合川发电有限公司、重庆白鹤电力有限公司等在内的约10家主要发电企业均名列其中。

上述工作人员告诉记者，这些发电企业的总装机容量超过全市火电装机总量的90%，碳排放量占到纳入交易企业排放总量的30%以上，成为建设“低碳重庆”的主力军之一。

### 低碳擦亮经济增长“成绩单”

相关数据显示，截至今年5月底，重庆市碳排放权交易试点累计成交量1000万吨，累计成交金



额 5576 万元。

“单从上述数字来看，重庆市碳排放权交易试点累计成交量和成交金额与全国其他 6 个碳排放交易试点相比，并不算突出。这和重庆所处的地理环境有很大关系。”该工作人员解释道，重庆的碳市场有自身特色，作为西南内陆地区，需要充分挖掘和保护生态资源，保证当地经济增长的同时，完成节能减排降碳的国家要求。

事实上，近年来重庆在建设低碳城市的过程中，亦保持了高质量的经济增长态势。相关数据显示，2019 年 GDP 为 23605 亿元，位列全国第五位，与位列第四的广州差距不到 24 亿元，且 2009—2019 年间重庆 GDP 增幅远高于广州。有专家预测，按目前发展态势，重庆未来有望超越广州，挤进国内四大一线城市行列。

“低碳不一定在交易额上争第一，建立碳排放权交易试点的目的主要是让企业尽早熟悉碳市场运行机制，建立让社会大众接受和认可碳交易的市场机制，从而为即将到来的全国碳市场做准备。”周小波进一步强调。

国家对重庆下达的“十三五”碳排放强度下降约束性目标为 19.4%，也就意味着 2020 年还需再降 1.5 个百分点。

对此，重庆市生态环境局相关负责人向记者表示，随着低碳发展的动能不断积聚，低碳发展的导向加快形成，下一步，重庆将全面完成“十三五”碳排放强度下降约束性目标，努力在成渝地区双城经济圈绿色低碳发展和长江经济带绿色发展发挥示范作用。

本报实习记者 齐琛 中国能源报 2020-07-13

## 虚拟电厂“串联”源网荷储售服

6 月 30 日，国家能源局综合司公示了能源领域“科技助力经济 2020”重点专项拟立项项目，拟将多层级虚拟电厂平台、适应灵活运行需求的燃机核心部件保障技术研究等 10 个项目列入重点专项。其中，作为推进能源互联网建设的有效手段，虚拟电厂已从理论高地走进电网实地，在激活能源互动消费、促进清洁能源消纳等方面发挥了重要作用。

既是电力“智能管家” 也是智慧能源管理系统

虚拟电厂早年主要以能效电厂的项目形式体现，主要用于需求侧有效节电。目前，各个研究机构对虚拟电厂的实质有不同解释：“可自愈的微电网”“不同类型的分散在中压配电网不同节点的分布式能源集合”“带有传输系统的发电站”“多技术和多站点异质实体”等。

那么，虚拟电厂到底能做什么，如何定位？多年致力于能源转型战略研究的中国工程院原副院长杜祥琬指出，虚拟电厂不是传统意义上的电厂，它相当于一个电力“智能管家”，站在电网角度，把风电、光伏发电等分布式能源通过储能装置组织起来，形成稳定、可控的“大电厂”，便于处理与大电网之间的各种关系。

冀北电力交易公司负责人王宣元解释，所谓“虚拟”，体现在它并不具有实体存在的电厂形式，却有电厂功能，而且远超传统实体电厂，因为它打破了传统电力系统中发电厂之间、发电侧和用电侧之间的物理界限。王宣元如此定义虚拟电厂：“它是互联网+源网荷储售服一体化（即电源、电网、负荷、储能、销售、服务的聚合体）的清洁智慧能源管理系统，是对多种分布式能源进行聚合、优化控制和管理，为电网提供调频、调峰等辅助服务，并能够参与电力市场交易的技术和商业模式。”

智能电网研究领域资深专家冯庆东也表示，虚拟电厂在电力系统的作用是把多个异地的分布式电源、负荷当做一个电厂来参与电力市场交易。

“当然，电力交易只是虚拟电厂诸多功能中的一个。”王宣元强调，核心是源网荷储售服一体化，其中的电源，既可以是传统火电，也可以是新兴的风电、光伏发电、生物质发电；既可以是大规模集中式发电，也可以是分布式零散发电，还可以是冷、热、储能等其他能源形式。虚拟电厂把它们“串联”起来，基于互联网、大数据、云计算、人工智能等技术，实现发电和用电自我调节，保持瞬时

平衡。

聚合优化用户规模 贯通能源产业链

2019年12月12日，冀北虚拟电厂示范工程投入商业运营。这一天对于远在沽源县西南部山区的莲花滩风电场有着不同寻常的意义。“我们接入冀北虚拟电厂，2019年12月，在富风期的发电指标提升5个百分点，相当于每台风机利润增加4%，是虚拟电厂聚合亿万用户的强大功能，让富余风电有处可去。”该风电场场长刘宏伟介绍，虚拟电厂为新能源场站带来新生机。

此外，随着新一轮电改不断深入，主体多元、开放共享、互利共赢的电力市场格局成为各界的共同期待。冀北虚拟电厂在促进清洁能源消纳的同时，对构建电力市场也具有重要意义。

据了解，冀北电力首创虚拟电厂参与调峰辅助服务市场机制，《第三方独立主体参与华北电力调峰辅助服务市场试点方案》获国家能源局、华北能源监管局批复。2019年12月12日零时，负荷侧资源开始参与华北电力调峰辅助服务市场。

王宣元介绍，调峰辅助服务是为了让电可以更安全、经济地输送到用户，在负荷高峰时，增加发电机出力，在负荷低谷时，减少发电机出力，以解决电能发、供、用瞬时平衡的难题。“以满足用户需求为导向，深入推进电力市场建设，打造价值创造体系，是公司打算深入推进的工作之一。”王宣元表示，下一步，冀北电力将探索创新市场交易新机制，不断扩大虚拟电厂聚合优化用户规模，以市场建设为契机，打造新业态，重构新生态，拉动上下游产业技术升级，贯通能源产业链。

能源柔性互动商业模式和市场机制实现多赢

王宣元表示，在虚拟电厂的聚合下，企业、居民等用户可以参与电力市场交易，生产线、电锅炉、大楼、充电桩等用户侧资源，也可以成为一个个微型发电机，参与电力市场交易，获取调峰辅助服务费用。

“以前，我们车间每个时段开机数量比较平均，用电负荷相对均匀。加入冀北虚拟电厂后，我们改进生产工序，用电高峰时段少开机甚至不开机，夜间低谷时段争取满负荷生产。”阳光硅谷电子科技有限公司动力班运维人员张云峰说，企业接入虚拟电厂并参与调峰辅助服务市场后，调整了部分车间生产工序，不仅享受到低谷电价，还得到一笔调峰费用。

借助冀北虚拟电厂建立的多种能源柔性互动的商业模式和市场机制，类似阳光硅谷的电力用户有了全新的市场角色，他们参与到电力市场中来，与电网更好互动，开拓了新的盈利模式。

“不仅是工厂，居民和楼宇也可以参与到虚拟电厂的价值创造中。你可以把家里的电动汽车、空调、冰箱等交给虚拟电厂‘托管’，虚拟电厂将挖掘家庭负荷特性，让用电、能耗、能效数据信息覆盖各家各户，在创造良好舒适生活环境的同时，实现用户、系统、技术和商业模式多赢。”王宣元表示。

本报记者 路郑 中国能源报 2020-07-06

## 试验项目表明电池储能系统是电网调节经济有效的选择

据外媒报道，英国人工智能和自动化技术厂商 Arenko 公司与电网运营商 National Grid ESO 公司日前在合作开发的一个灵活性项目进行试验时发现，电池储能系统可以为英国的电网调节提供一种经济有效的选择。

这两家公司于今年5月在开展项目试验时发现，英国电力国家控制中心(ENCC)可以通过新的运营协议采用电池储能系统有效地持续调节电网频率。因此，电池储能系统可以替代火力发电厂，特别是联合循环燃气发电设施。

Arenko 公司提供的灵活软件架构和自动化技术用于控制在英格兰中部地区运营的一个装机容量为41MW的Bloxwich电池储能系统，并对如何使用电池储能系统平衡电网进行研究和分析。

这个电池储能系统最近被公开上市的投资基金商 Gresham House Energy Storage Fund 收购。根据行业媒体在2018年的报道，Arenko 公司与美国电气行业巨头通用电气(GE)公司合作开发部署了Bloxwich电池储能系统，而通用电气公司希望将部署的这个项目作为进军英国储能市场的第一步。

英国电力国家控制中心(ENCC)需要决定是请求增加准备金, 然后由 Arenko 公司出价。该中心通过 Arenko 公司的出价与其他方案进行比较, 并对满足准备金要求的情况进行经济评估。

最后选择了两个窗口进行试验, 并在此期间启动了运营协议。根据协议, 英国电力国家控制中心(ENCC)可以调度 Arenko 公司电池储能系统, 该电池储能系统在 11 个结算期内接受指令, 并提供 53.3MWh 储能容量。

National Grid 公司和 Arenko 公司计划使用更大规模电池储能系统分别在今年 7 月和 9 月进行进一步试验。

刘伯洵 中国储能网 2020-07-10

## 阿德莱德:这样打造全球首个碳中和城市

作为澳大利亚最环保的城市, 阿德莱德 (Adelaide) 早在 2015 年就提出要打造全球首个“零碳”城市。

今年 7 月 1 日开始实施的《阿德莱德 2020—2024 年战略计划》又将目标进一步明确: 到 2025 年建成碳中和城市。

阿德莱德所在的南澳大利亚州拥有澳洲最大的陆上石油和天然气田。坐拥丰富便捷的化石能源资源, 阿德莱德的“碳中和”之路如何走, 其探索经验又可为其他城市提供怎样的借鉴?

### 实现温室气体排放与经济增长脱钩

所谓碳中和, 是指企业、团体或个人测算在一定时间内直接或间接产生的温室气体排放总量, 通过植树造林、节能减排等形式, 以抵消自身产生的二氧化碳排放量, 实现二氧化碳“零排放”。

作为南澳大利亚州的首府, 阿德莱德是全州人口最集中、经济最发达的城市, 全州 75% 的人口居住在这里, 贡献了全州 20% 的经济。阿德莱德是澳洲第五大城市, 作为旅游胜地, 却没有悉尼和墨尔本的繁华和喧嚣, 城市阿德莱德四周被翠绿园林所环抱, 几乎不存在交通堵塞和城市污染等问题。

这和当地卓有成效的低碳行动分不开。在应对气候变化成效方面, 南澳大利亚州在澳洲居于领先地位, 目标是 2050 年前实现减排 60%。而阿德莱德的目标则是到 2025 年的净碳排放量为零, 并成为全球首个碳中和的城市。

据阿德莱德大学建筑学与建筑环境学院教授左剑介绍, 为了清晰而有步骤地行动, 阿德莱德市制定了《2015—2025 碳中和战略》, 随后出台的《2016—2021 年碳中和阿德莱德行动计划》进一步明确了阿德莱德市碳中和的实现路径。

当地官方 2019 年 7 月发布的《阿德莱德碳中和状况报告》(下称《报告》) 显示, 阿德莱德市内 2018 财政年度与 2007 财政年度相比, 碳排放量减少了 15%。同时, 地区生产总值增长了 33%。“这表明城市的温室气体排放与经济增长脱钩。”左剑表示。

### 城市能源力推太阳能

“《2016—2021 年碳中和阿德莱德行动计划》列出了实现碳中和的五种途径: 节能的建筑形式、零排放运输、实现 100% 的可再生能源、减少废物和水的排放、抵消碳排放。”左剑介绍。

左剑表示, 这五种途径中, 推动投资以提高建筑物和基础设施的能源效率是迈向碳中和的重要战略。

在提高建筑能效上, 阿德莱德选择了将太阳能作为主要的城市能源。为推动市内建筑安装普及太阳能屋顶, 阿德莱德专门设立了补贴计划, 对学校、中心市场、汽车站、会议中心、博物馆、议会、图书馆等地安装太阳能屋顶给予财政支持。此外, 阿德莱德在市中心以东建设了一座太阳能示范村, 所有住宅屋顶都安装了太阳能光伏和太阳能热水器。

据了解, 当地金融机构提供一种新的金融产品——建筑物升级融资 (BUF), 建筑所有方可以从金融机构获得贷款以实施建筑能效提升改造工程, 并通过缴纳市政费偿还。光伏发电同时实现了

实时能源监控，从而利于居民降低用电成本。

根据《报告》，截至 2019 年 7 月，该市已共计安装 8.3 兆瓦太阳能光伏系统。“从 7 月 1 日起，阿德莱德市公共运营的基础设施都将使用可再生能源电力。”阿德莱德市市长桑迪·韦斯乔（Sandy Verschoor）近日表示。据介绍，每年由可再生能源提供的电力相当于为 3800 多个家庭供电，减少排放量超过 1.1 万吨，或相当于减少 3500 辆汽车的行驶里程。

《报告》显示，2017 年阿德莱德来自电力和燃气行业的碳排放量比十年前下降了 35%。左剑介绍，目前在阿德莱德市，来自煤炭石油等化石燃料的碳排放几乎已清零，绝大部分电力来自于天然气发电、风能发电和太阳能发电。南澳风能和太阳能发电量占总发电量的 51.2%。

用储能为可再生能源“铺路”

左剑表示，不管是普通住宅还是商业住宅，为高效地利用太阳能，该市绝大多数安装太阳能屋顶的居民建筑都安装了储能设备。

根据公开报道，南澳大利亚州政府实施的“家庭电池计划”已经部署或计划部署的住宅电池储能系统达到 5500 个，并通过“虚拟电厂”技术整合大量的储能资源。符合条件的南澳大利亚州住宅用户部署电池储能系统可获得每千瓦时 500 美元的补贴。

与家庭屋顶分布式光伏相比，集中式可再生能源的占比增加，对储能也有了更高的要求。

为进一步促进新能源消纳，保障当地和南澳大利亚能源供应安全，大型储能项目不断上马。

2017 年 12 月，特斯拉在阿德莱德北部的霍恩斯代尔（Neoen Hornsdale）风电场正式启用了全球最大的锂离子蓄电池系统，这一 100 兆瓦的电池阵列在完全充满电后可为 30 万家庭供电一小时。“该储能设施将彻底改变可再生能源存储现状，将能够稳定南澳州电网。”南澳州州长杰伊·韦瑟里尔对此评价。

2019 年，位于阿德莱德附近一项名为“Crystal Brook 能源公园”的可再生能源项目获得南澳大利亚州政府的批准。该项目包括 150MW 太阳能发电厂、125MW 风力发电厂，以及一个 130MW/400MWh 的锂离子储能设施。

发力交通电气化

《报告》显示，交通运输业碳排放量占阿德莱德市排放总量的 25%，改变交通系统对减少碳排放有着重大影响。

和全球许多城市一样，阿德莱德在交通减排方面也面临挑战。相关数据显示，2007—2018 年间，当地的交通排放量增加了 27%。

交通电气化是阿德莱德力推的重要举措。截至目前，除了引入电动公交外，该市还建设了 49 座电动汽车充电站，可基本满足当地电动汽车充电需求，并且大多数充电站是 22 kW 三相交流充电桩，适应澳大利亚市场的最新电动汽车需求。

完善的充电基础设施建好之后，当地还通过费用优惠吸引居民选择电动交通工具。“车主在停车场为电动汽车充电可享受免费停车服务，这样一来，费用就与在家充电一样，非常便宜，从而吸引了越来越多的人选择电动汽车。”左剑说。

值得一提的是，阿德莱德机场已经宣布计划最早在明年引入全电动公交车队，这在全澳大利亚尚属首例。阿德莱德还是世界上拥有第一辆太阳能公共汽车的城市。

此外，氢燃料电池汽车也已进入官方议程。继首批氢燃料电池汽车 2016 年在阿德莱德的道路上试验性行驶后，2017 年，南澳大利亚政府宣布了“南澳大利亚氢气路线图”，第一阶段提供 820 万美元的资金，用于建设加氢基础设施。

目前，澳大利亚天然气基础设施集团（AGIG）正在阿德莱德一座园区内建设一座大型绿色制氢厂，该厂预计今年年底建成，届时可将为阿德莱德的三个加氢站供应氢气，并将氢气引入该市的天然气网。

本报实习记者 齐琛同 中国能源报 2020-07-13

## 跨季节储能：多种替代方案

在今年早些时候发布的一份报告中，挪威咨询公司 DNV-GL 概述了跨季节储热和抽水蓄能在帮助管理预计将在 2050 年并入欧洲电网的、1.4 太瓦可变的可再生能源容量方面的作用。DNV GL 维持原始报告的结论，即在跨季节储能方面，氢气将成为首要之选。

DNV GL 发表新见解指出，抽水蓄能和储热将在未来 30 年里对欧洲电网发挥重要作用。在今年早些时候发布的一份跨季节储能相关报告的附录中，该咨询公司指出，要管理欧洲电网预计到 2050 年将达到的 1.4 太瓦风能和太阳能，各种方法都必不可少的。

原始报告《跨季节储能的承诺》指出，“压缩氢是跨季节储能的第一个可行的选择。”今天发表的附录支持这一结论，但补充说，与跨季节储能直接或间接相关的其他技术也不容忽视。

DNV GL 指出，自 3 月份发表该报告以来，它收到的许多评论都批评缺乏其他技术，特别是储热和抽水蓄能技术，并表示希望澄清其立场。

DNV-GL 表示，原始报告中的案例研究以零水电容量的孤立电网为例，放大了高可变可再生能源渗透率的影响。它指出，大多数实际的欧洲电网都利用其他因素来缓解风能和太阳能的间歇性问题，并降低对跨季节储能的需求。

### 抽水蓄能

DNV GL 预计，到 2050 年欧洲电网将有 191 吉瓦的水力发电容量投入运行，这将为抽水蓄能创造机会，以帮助平衡 891 吉瓦的太阳能和 498 吉瓦的陆上和海上风能(这也是该公司预测将在 2050 年欧洲能源结构中达到的容量)。

但是，大部分可用的抽水蓄能也将用于短期储能，而且机会有限。DNV GL 表示：“即使电力需求保持不变，这也需要巨大的(跨季节)储能容量，远远超出了可用的水电容量。特别是，我们预计其中只有一部分容量可以用于跨季节电力储存。”

### 蓄热

DNV-GL 的研究重点关注在电力储存，它没有研究跨季节蓄热对整体电力需求的影响。但是，它指出，“跨季节蓄热将影响季节性用电需求，并间接减轻季节性对电网的影响。”

尽管在进行未来电网建模时这些替代技术的影响不容忽视，但 DNV GL 坚持认为，需要用氢来平衡可变可再生能源，特别是在太阳能和风能资源存在重大季节性差异的欧洲及其他地区。

DNV GL 表示：“当然，水电和跨季节蓄热等也是可行的选择，并且所有现有的弹性资源都应以最佳方式加以利用。然而，到 2050 年，我们需要更多的选择来适应季节性的电力负荷波动，而氢气储存似乎有望成为一个极具竞争力的新选择。”

PV-magazine 2020-07-09

## 首个海岛智能微电网群组网试运行

本报讯 6 月 24 日，砣矶岛子微网与大钦岛子微网在孤网状态下实现直流互联，标志着国家电网有限公司智能配电网示范工程“山东长岛智能微电网群互联工程”组网并试运成功，这也是国内首次将柔性直流配电技术应用于微电网群互联的示范工程。

据了解，长岛智能微电网群互联工程建设地点位于山东省烟台市蓬莱区砣矶岛、大钦岛等北方五岛，工程分为砣矶岛子微网系统、大钦岛子微网系统、用户侧子微网系统、柔性直流配电系统及微电网群能量管理系统。

该工程通过微电网群能量管理系统对光伏、储能、柴油发电机等各类型分布电源进行协同控制，并首次利用±10 千伏/3 兆伏安柔性直流配电系统进行多个海岛子微网系统协同、柔性互联，全面提升各海岛子微网之间的功率友好交互支撑能力，最终实现微电网群系统多模态、多工况稳定运行，提升海岛电网的供电可靠性和可再生能源消纳能力，为未来高可再生能源渗透率配电网建设运行提

供典型示范。

值得一提的是，系统联调期间，正值 35 千伏砭矶站开展进线 PT 消缺。试运行的智能微电网群以其独立的供电能力，保障了海岛居民在砭矶站检修期间持续供电，彻底改变了以往变电站检修期间全岛停电的局面，将微电网技术效能发挥到实处。同时，系统联调过程中，长岛供电公司与项目团队紧密配合，以“零点工程”方式完成复杂的系统调试，实现调试过程对用户供电“零扰动”。

系统联调完成后，长岛智能微电网群互联工程实现海岛微电网群系统并网、孤网多模态稳定运行与平滑切换，初步完成了基于柔直配电技术的海岛微电网群功率支撑调试，通过多类型分布式电源及柔性直流配电系统协同控制，实现海岛微电网群交直流多模式、多工况的持续可靠供电，全面保障分布式电源广泛接入后区域配电网可靠、清洁供电水平及整体可调控能力。

下一步，国网山东电力将继续开展该工程的功能完善与性能优化工作，推进工程在海岛电网可靠供电与清洁能源消纳等方面发挥功效，并深化推进分布式发电与微电网技术在配电网应用，提升电网清洁、可靠、高效供电能力。

葛绪磊 孙树敏 左新斌 中国能源报 2020-07-06

## 麻省理工提出液流电池创新技术 虾壳可供储能生产电极

导读：由麻省理工学院(MIT)领导的科学家们提出，从废弃虾壳中提取的富含碳和氮的甲壳素，可以为钒氧化还原流电池和其他储能技术生产可持续的电极。

从电池供应链中消除稀有、昂贵或其他有问题的材料是一个重要的目标，全世界的研究人员都在努力工作。



当谈到需要固定储能来平衡间歇性可再生能源的能源供应时，电池的物理尺寸相对不重要的事实在材料方面开辟了更多的可能性。

氧化还原流电池是竞争的电池化学已经看到了商业上的应用。像许多竞争的解决方案一样，流电池的典型特征是碳电极，由麻省理工学院的科学家领导的一个小组已经在研究这种碳的替代材料来源，主要是考虑废物。

该小组声称已经用几丁质制造了一个钒氧化还原流动电池，它描述为“多糖，类似于纤维素，发现于甲壳类动物和昆虫的外骨骼。”



碳电极上氧化还原反应速率的提高是降低全钒氧化还原液流电池(VRFB)成本的重要步骤。生物质衍生的活性炭(AC)具有广阔的前景,因为它们可以消除常规材料常见的合成后修饰需求。

尽管最初的努力表明这些材料可以增强 VRFB 的性能,但潜在的廉价原料和合成路线的广泛选择导致了具有不同物理,化学和电化学性质的电催化材料的收集,这对通用设计原理的发展提出了挑战。

在 ACS 可持续化学与工程杂志上发表的一篇文章中,介绍了一种生物质活性炭用于钒氧化还原流动电池的研究进展。

研究论文的麻省理工学院化学工程师弗朗西斯科·马丁-马丁内斯说:“显然,有一些碳电极可以产生更好的性能,但这个项目的关键是从废料中生产这样的电极,在这个例子中是从虾壳中提取甲壳素。”他补充说,由于碳电极通常是综合生产的,其前身材料的低成本和可持续性使其成为极具吸引力的电极选择。

令研究人员感兴趣的是,基于甲壳素的电极中含有氮和碳,它们被整合到电极结构中,可以促进钒离子之间的电子转移,提高电池性能。

该集团表示,他们将继续研究生物材料在能源领域的应用,其几丁质电极也可能适用于海水淡化和超级电容器设备。

微锂电 2020-07-10

## 地热能

### 河北地热开发怎么了?

河北省衡水市地热开发最近遇到了烦心事。据公开报道,6月份,当地有86眼地热井被先后封停。

无独有偶。近日,河北省邢台市宁晋县亦查封取缔了9眼违法违规地热井。

而在此前,河北保定市自然资源和规划局官方披露,截至5月,该市309眼地热井中,永久性关闭取缔的达166眼,另有符合规划的37眼也已关停,正按有关规定完善手续。也就是说,保定市高达2/3的地热井属问题井。

河北省地热资源丰富,其分布面积占到平原区面积的76.5%。近年来,随着该省大力推进清洁取暖,全省地热井数量骤增。与此同时,地热开发利用无序、无度问题日益突出。根本原因出在哪里?对此,记者近日进行了调研采访。

或有超3/4地热井面临关停

记者了解到,近期河北省集中关停地热井的所有行动始于去年4月河北省自然资源厅发布的一份政策文件,该文件名为《河北省自然资源厅、河北省水利厅关于加强地热开发利用管理的通知》(下称《通知》)。

《通知》要求,今年9月30日前,依法查处不符合地热规划违法开采的地热井,并提请政府全部关闭取缔;对符合规划但到2020年10月31日仍不能实现合法开采的,依法查处并提请政府关闭取缔。

衡水市饶阳县国土资源局工作人员告诉记者,目前之所以关停部分地热井,一是地热开采企业没有合法手续;二是这些井没有配套回灌设施,属于违规开采。

河北住建厅相关人士亦向记者透露,不只是衡水存在上述情况,在全省其他地市也都存在,这些违规的地热井由较小公司经营,多数没有打回灌井,相关手续不齐全,其中不乏供热面积达到100万平方米的大项目,“采出来的地热水因为没有回灌,都是直接排放到下水道、周边河道或者农田里,对周边环境造成极大污染。”

“事实上，河北省的违规地热井关停工作近几年一直在推进，今年力度较大，关停的地热井数量也较多。”这位人士进一步对记者说。

根据河北省自然资源厅于2019年7月印发的《河北省地热水资源保护与开发利用规划（2018—2020年）》（下称《规划》），河北省平原区现有地热井2305眼，实际开发利用地热井1879眼，其中开采井1531眼，回灌井348眼，每年开采量约1.75亿立方米，回灌量仅0.4亿立方米。也就是说，配有回灌井的地热开采井仅占23%左右，地热水回灌率也仅约23.5%。

更有知情人士估计，河北省违规开采的地热井比例，高峰时可达约80%，“估计在今年都要被关停。”

#### 无序违规开发“污化”地热

地热水为什么要回灌？贵州大学矿业学院副教授裴鹏告诉记者，从保护热储热平衡及有序开发的角度来看，地热尾水必须回灌。

“中深层水热型地热资源用于供热，采暖过程为零碳排放，是北方地区较适宜的清洁取暖方式，近年来发展迅速。但地热尾水只有100%同层回灌，才可以保证地热资源的可持续循环利用。”他表示。

“一些地热开采企业，比如个别民营企业出于经济利益考虑不打回灌井。”河南省工程勘察设计行业协会区域能源专业委员会秘书长张军锋对记者说。

他为记者算了一笔账：诸如中石化等有合法地热开发许可资质的国有企业，打一眼2000米左右的取水井、配套一眼回灌井，总投入约需800万元。而一些民营企业违规打同样深度的取水井，再加上没有配套回灌井，投入仅需200万元，只有国企投入的1/4。并且由于不采用回灌水泵等设施，运营成本也相对较低，平均供热利润0.1元/平方米/天以上，100万平方米的供暖面积每个采暖季的收益就能达到1000余万元。“高回报吸引民企蜂拥而至，甚至不惜违规操作就不难理解了。”

“含有矿物元素的地热尾水呈酸性或碱性，若不进行回灌，一可产生大量的水资源和热资源浪费，二可导致地表水污染。这个问题必须引起重视，否则地热行业将难以实现可持续发展。”张军锋分析道。

按一眼中等偏上规模的水热型地热井每小时取水50吨左右、采暖季运行120天来算，每眼井每个采暖季取水量达14.4万吨，若不进行同层回灌，将严重影响中深层地下水补水。而华北是我国人均水资源量最少的地区之一，深层地下水的补给更是“先天不足”。

“地热在开采过程中大量浪费水资源的作为，不是清洁取暖的应有之义。只有实现合规合法开采，地热供暖产业才能真正走上正道。”张军锋指出。

#### “九龙治水”暴露管理漏洞

记者了解到，衡水市此次关停的地热井分暂时性关停和永久性关停两类。“永久性关停的是非法开采、无证的地热井。暂时性关停的地热井有合法手续，但是由于政策或者企业自身原因，采矿证到期之后也将永久性封停。”衡水市自然资源局工作人员介绍。

那么，所谓合法手续都有哪些？上述受访专家告诉记者，地热开发需要经自然资源部门出具采矿探矿许可，水利部门出具取水许可，以及生态环境部门出具排污许可，同时需经发改部门立项审批。加上住建部门的后端供暖管理，也就是说，现眼下地热开发利用想要实现规范化，至少需要四个部门共管。

河北省就明确表示，开发利用地热，必须进行环境影响评价，将取水许可作为办理采矿许可的前置条件。由省水利主管部门负责地热水取水权审批，省自然资源主管部门负责地热探矿权、采矿权审批，市、县自然资源和水利行政主管部门负责出具核查意见。

追溯这么多地热井无合法采矿资质的原因，上述工作人员向记者表示：“不是自然资源部门不给企业办采矿证，该办理我们还是要办理的，只是卡在了水利部门。只要水利部门把取水证批下来，就可以办采矿证了。”

对此，另一位不愿透露姓名的业内人士则向记者直言：“‘九龙治水’导致各部门之间相互推诿扯

皮，这种情况在全国也不是一天两天了。”

就地热开发矿业权审批而言，据记者了解，虽然其已被自然资源部列为独立矿种，但审批权现已下放至地方，由县级以上政府一级管理部门批复授予企业开发权限即可。“目前地热开发的矿业权许可管理归属不统一，部里仅仅是备案。”自然资源部相关负责人向记者证实。

“因各地管理情况不一，从省级到市级，再到县级政府部门，都可以批复开发。不只在河北，地热行业管理整体都比较松散，国土部门的矿业权审批尤其成为监管弱项，以致被很多企业钻空子，没有许可资质也能开工打井。”有业内人士对记者说。

多位受访专家均表示，随着地热市场的发展，相关问题会逐渐暴露放大，同时新技术的出现也会面临管理空白的挑战，比如地源热泵、干热型地热管理部门归属等。以河北为例，“现在的情况正是因生态环境风险显化，倒逼主管部门必须得加强监管了。”

记者了解到，今年5月，河北省水利厅已召开全省取水井清理排查工作调度视频会议，要求7月底前，各市县要全面完成取水许可审批排查清理工作；符合补办条件的抓紧补办取水许可证，不符合条件的一律注销。为按时完成年度关停任务，河北地热井的关停时间表进入倒计时，力度空前。

对于该事件的后续进展，本报将持续关注。

本报记者 仝晓波 实习记者 齐琛同 中国能源报 2020-07-13

## 2021年底前成都全市完成“地热空调”区划图

根据市发改委最新消息，在前期完成6个重点地区勘测的基础上，成都市将于2021年底前全面完成浅层地温能资源勘查评价，形成全市开发利用适宜性区划图等成果，为成都市浅层地温能开发利用打好基础。

地热资源作为一种深藏在地下的绿色清洁能源，应用十分广泛。国家已明确提出“因地制宜、积极推进浅层地温能合理开发利用，进一步优化城市能源结构”的要求。那么，成都市地温能资源如何？成都市在地温能资源开发上有哪些具体成效和举措呢？日前，记者走进成都市部分已经进行地温能开发利用的点位进行了实地探访。

“地热空调” 全市17个示范建筑项目已配备

无论冬夏，走进成都东客站和环球中心，都会让人瞬间感觉温度适宜。如此大体量的单体建筑，是如何实现室内温度调节的呢？

“大功率的中央空调等设备必不可少，但还有一种‘空调’设备很多人就不知道了。”28日，记者走进成都东客站采访时，成都铁路科创有限责任公司负责人万昌正卖起了“关子”，“‘地热空调’，没有听说过吧？”

跟随着万昌正，记者来到位于成都东客站地下的“地热空调”运转中枢系统。300平方米的工作空间内，地源热泵技术的机组开足马力，正常运转，保证成都东客站建筑内温度恒温在25℃左右。

市发改委资源节约和环境保护处处长张京告诉记者，其实所谓地源热泵技术在大型建筑物的使用，在国内已经较为常见。成都市包括成都东客站、环球中心、来福士广场等在内的17个示范建筑项目已经配备了地源热泵系统。

万昌正解释道，通俗来讲，地源热泵系统就是在建筑物下面，安装高强度塑料管组成的封闭循环系统，在地源热泵系统里用水或气体作为热量交换的介质，夏天将建筑内的热量传到地下，冬天将地下的热量引入建筑内，实现建筑物内冬暖夏凉。他告诉记者，“在业内，大家对该系统还有个别名——‘地热空调’。”

“地热空调”的配备，是一项庞大的工程。记者了解到，目前，成都市已经会同中国地质调查局成都地质调查中心、四川省地热资源勘查开发研究中心等专业机构，根据地质条件、开发利用现状，研究确定不同地源热泵类型在线动态监测体系的监测项目和关键设备，覆盖水质、水温、水位和土温、土质等指标的在线动态监测体系设计咨询工作基本完成，预计2020年12月前形成《成都市浅

层地温能监测方案》。建成并试运行全市公共建筑能耗监测信息化平台，拟逐步将浅层地温能应用项目纳入能耗监测平台，科学评估建筑节能效率。

6个区域 探明可开发总能量约 991 万亿千焦

“浅层地温能也称地热能，是指地表以下一定深度范围内岩土体、地下水和地表水中具有开发利用价值的热能(通常是指通过地源热泵换热技术利用的蕴藏在地表以下 200 米以内，温度低于 25℃ 的热能)。浅层地温能同太阳能、风能等一样，不产生二氧化碳及热岛效应，属于可再生的绿色新能源。”市发改委相关负责人告诉记者，今年年初，成都市对覆盖中心城区(含成都高新西区、高新南区)、成都天府新区核心区、成都国际生物城、简州新城、淮州新城、空港新城 6 个重点地区进行了浅层地温能的勘测，覆盖总面积 1584 平方公里。其中，中心城区探测深度 100 米，其他地区探测深度 200 米。

根据当时公布的勘测报告显示，成都市浅层地热能蕴藏丰富，利用潜力大。0-200 米浅层地热能资源全部开发利用总能量约为 991 万亿千焦。如果将这些浅层地热能转化，每年节能可折合 0.197 亿吨标准煤，二氧化碳减排 471 亿千克，二氧化硫减排 336 亿千克。夏季可制冷面积约 22.6 亿平方米，冬季可供暖面积约 17.8 亿平方米。

记者了解到，成都市浅层地温能开发利用始于本世纪初。据不完全统计，截至 2017 年底全市采用地源热泵系统的建筑面积约 800 万平方米，主要为医院、商城、酒店、办公楼、博物馆等公用建筑，民用住宅建筑应用较少。利用方式上以地下水地源热泵系统为主，地理管地源热泵系统因初期投资更高，应用相对较少。从目前的情况看，成都东客站、来福士综合体、成都水文队办公楼节能减排示范效果比较明显。

多措并举 稳妥有序推进试点工作

市发改委相关负责人给记者算了一笔账。成都某个面积 20 万平方米，总用户 1379 户的商品楼盘，安装地源热泵系统共需打井 2008 口，采用 4 台地源热泵机组和 3 台冷水机组冷热源，总投资(含维护成本)约 2 亿元。这样的投入成本，如果转化为标煤的话，预计每年开发利用地热能折合标煤约 2250 吨。

据市住建局提供的数据显示，在成都市的部分在建商品房项目中，有多个项目采用了地源热泵系统。记者在成都高新区某楼盘实地体验时发现，采取地源热泵系统可以根据室外温度变化，保证室温在一个舒适的温度，且稳定性较好。

但受地质条件复杂、设备维护困难、水质水量监测困难、投资成本较高、项目运行管理要求较高以及节能环保意识缺乏等因素制约，地源热泵系统的推动，还存在已建项目运行效率偏低、新建项目试点推广较难等问题。

为此，成都市正采取系列举措积极稳妥有序推进各项试点工作。成都市正加快推进纳入试点范围的项目建设，做好项目运行成效及环境影响动态监测。将加快资源勘查评价，形成《成都市浅层地温能资源调查与评价报告》及开发利用适宜性区划图，健全浅层地温能数据库;还将指导浅层地温能应用试点项目完善环评登记，加强浅层地温能环境影响评估研究。此外，成都市还将依托专业机构强化能力建设，组织投资、建设、运营主体开展技术培训和推广应用，提升项目运行和监管能力。

赵荣昌 成都日报 2020-07-02

## 生物质能、环保工程

### 生物质发电年度管理方案为何“难产”

2020年已经过半，计划年内新建的可再生能源项目已陆续进入前期准备或开工阶段。但对于生物质发电行业而言，事关年度装机规模和补贴落实的“年度建设管理方案”（下称“方案”）却一拖再拖，迟迟未能出台，成了从业者的一块心病。

与之相对应的是，风电、光伏行业的“方案”早在今年3月已下发，同为可再生能源的生物质发电为何“方案”久拖不决？“方案”滞后乃至无法出台会对行业产生何种影响？年内后续新增的生物质发电项目又将遵循怎样的规则和要求呢？

发布征求意见稿3个月有余，正式文件却仍未见踪影，国家发改委、国家能源局各执一词

据记者了解，2020年新增生物质发电项目的管理主要涉及垃圾发电和农林废弃物发电两个具体领域。其实，早在今年4月3日，国家发改委环资司就曾发布《关于有序推进新增垃圾焚烧发电项目建设有关事项的通知（征求意见稿）》和《关于稳步推进新增农林废弃物发电项目建设有关事项的通知（征求意见稿）》，针对2020年起新增生物质发电项目的建设管理向社会进行为期一周的公开征求意见。

然而，3个月已经过去，为何迟迟不见正式文件下发？为此，记者拨通了国家发改委环资司环保处处长蒋靖浩的电话：

“两份涉及生物质发电的征求意见稿已经发布3个多月，为什么正式文件还没有下发呢？”

“我现在很难回答。在这个问题上，国家能源局有不同意见，我们正在协商。”

“您所说的不同意见是指什么？是在具体内容上有什么分歧吗？”

“倒不是分歧，我只能说还有一些重要问题我们正在研究，其他的我无法作出更多答复。”

蒋靖浩所说的国家能源局“有不同意见”到底是什么呢？记者随后致电国家能源局新能源司农村能源处，希望了解具体情况。相关工作人员告诉记者：“我们没有不同意见，这是国家发改委环资司的工作，具体原因还要找他们了解。”

知情人透露，行业主管部门工作交接不畅，新旧项目管理权划分存在分歧

双方各执一词，两份《通知》久悬不决，究竟是“卡”在了哪个环节呢？

有知情人向记者透露：“现在最大的问题是国家发改委和国家能源局都不想管了，说白了，主管单位是谁双方还没谈拢呢。”

“谁都不想管”的局面是否属实？生物质发电行业的主管部门到底经历着怎样的变化调整呢？

据记者了解，2020年以前，生物质发电的各类管理工作主要由国家能源局新能源司负责。但在今年1月20日，一份由国家财政部、国家发改委、国家能源局联合印发的《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》，将生物质发电的管理权限划分给了国家发改委。对此，针对《意见》的官方解读中曾明确表示，在《意见》发布之时，国家能源局已就2020年风电、光伏发电管理办法征求了各方意见，正在修改完善，国家发改委正在研究生物质发电项目的管理办法。

一位不愿具名的专家告诉记者，关于生物质发电主管部门的变更，在行业内也存在“两种声音”。“一方面，有很多从业者认为，行业的主管部门从国家能源局变成国家发改委，在管理层级上有所提升，体现了国家对生物质发电行业的重视，是利好消息；但另一方面，也有人认为，不同主管部门对行业的理解不同，一旦调整，容易在一段时间内出现管理脱节、衔接不畅的问题。事实上，两份正式《通知》的‘难产’，着实与主管部门之间的工作交接不畅有关。”

“交接不畅”的关键“堵点”到底体现在哪呢？前述知情人告诉记者，按照年初三部委《意见》要求，生物质发电是明确归口国家发改委管理的。“但当时有一段小插曲，国家发改委环资司提出只管‘新增’，不管‘存量’，即2020年以前的项目还是由国家能源局负责。但国家能源局并不认可这样的方式，

说‘要管就全部拿走，新官不能不理旧账’。”

新增项目仍存补贴缺口，行业属性及发展水平与风电、光伏存在明显差异

国家能源局统计数据显示，截至 2019 年底，我国已投产生物质发电项目累计并网装机容量 2254 万千瓦，而据中国产业发展促进会生物质能产业分会今年 5 月发布的《2020 中国生物质发电产业发展报告》预测，2020 年，垃圾焚烧发电和农林废弃物发电项目累计装机总量将达到 2560 万千瓦，新增项目年补贴需求至少为 38 亿元。与风电、光伏行业一样，在涉及生物质发电行业管理的众多环节中，补贴的确认和发放一直备受关注。按照现行规定，进入国家可再生能源补贴目录的垃圾焚烧发电项目可享受 0.65 元/度的电价，农林废弃物发电享受 0.75 元/度电价，补贴的有无对于相关项目生存状况有着至关重要的影响。

上述知情人告诉记者，在项目能否进入国家可再生能源补贴目录方面，此前通常都是由国家能源局拍板。“与风电、光伏等可再生能源多年来一直进行年度规模管理的模式不同，生物质发电一直是由投资企业直接向地方政府申请，核准后即可开展建设工作。随后，地方政府再将本地项目汇总上报至国家能源局，由国家能源局根据项目的具体情况确定最终进入国家可再生能源补贴目录的项目名单，进入目录的项目便可享受国家补贴。风电和光伏基本都是先定好年度规模和具体项目，然后企业再实施建设。但生物质发电一般都是先建，然后再进目录。”

随着《意见》的发布，新增生物质发电项目的补贴确定方式也将向风电、光伏看齐，实行年度规模化管理：自 2020 年起，所有新增可再生能源发电项目均采用“以收定支”的方式确定。预计 2020 年，可用于支持新增风电、光伏发电、生物质发电项目的新增补贴资金额度为 50 亿元。国家发改委、国家能源局将进一步明确 2020 年可享受补贴的可再生能源发电类型和分类别的补贴额度，相应出台具体的管理办法，确保新增项目补贴额度控制在 50 亿元以内。

“总体来看，实行有计划的规模化管理，思路 and 方向是好的。但有一点我们必须承认，虽然同为可再生能源，但生物质发电的发展水平现在已经远不如风电和光伏，不仅规模上不及风电和规模，而且在成本下降方面也不具备优势。”另一方面，上述不愿具名的专家也指出，在行业属性上，生物质发电也和风电、光伏有不同，不仅仅具备发电的能源属性，还要兼顾垃圾和农林废弃物的处理等民生问题，在燃料管理方面的工作量远超风电和光伏发电。“所以，在很多政策制定上并不应该完全比照风电和光伏去执行，还需要进一步结合行业特点。”该专家也表示，这也是此次两份《通知》迟迟未能正式出台的原因之一。

前述知情人进一步告诉记者，在《意见》发布后不久，国家发改委环资司针对生物质发电项目进行过一次“摸底”。“经过对各地情况的初步‘摸底’才发现，仅 2020 年计划要新建的生物质发电项目就需要 45-50 亿元的国家补贴，但按照国家的计划，今年给到生物质发电的补贴额度也就 15 亿元左右。一看这么大的‘口子’，马上就觉得这事不是这么好管的，国家发改委就想把管理权转回给国家能源局，国家能源局也不会痛快答应。谁都不想管，所以就出现了现在这种局面。”

补贴安排仍未落实，导致投资者难以开展工作，企业呼吁年度管理方案尽快出台

“现在没有明确政策，我们手里的项目也不知道该怎么办，只能先等等看，把现阶段能做的工作准备一下。”哈尔滨九洲电气股份有限公司董事长李寅告诉记者，目前九洲电气已中标和拟中标的生物质发电项目共有约 300 兆瓦，已经在黑龙江省发改委申请核准。“我也问过省里的负责部门，他们也不知道现在怎么办，国家的新政策没有明确说法，按照以前的老政策也走不通，省里其实也不知道核准的项目最终能不能拿到国家的补贴。”李寅表示，如果这 300 兆瓦左右的项目拿不到国家补贴，此前测算的所有预期投资和收益都要推翻重来。“而且这会对我们的资金流产生巨大影响。这不是我们一两个省、一两个企业的问题，大家心里都没底，所以还是希望国家赶紧有明确的政策出来，我们也好做下一步打算。”

前述知情人表示，目前，由于相关的管理文件始终未能下发，财政部根本无法安排新增项目补贴资金的具体落实。“此前有一种思路，如果一直这样下去，财政部可能会将原本计划用于支持 2020 年新增生物质发电项目的资金改为支持存量项目。因为存量项目中哪些是在国家补贴目录里的已经



非常清楚，而且还有一定的拖欠问题，如果这个行业现在连谁来牵头管理都不能尽快确定，还不如先把钱用在已经建成在运的项目上，但这种思路还没有最终确认。”

事实上，不仅仅是补贴流向“存量”还是“增量”的问题，据记者了解，涉及生物质不同发电形式的具体鼓励方式目前也没有明确说法，亟待行业主管部门进一步细化、决策。

本报记者 姚金楠 中国能源报 2020-07-06

## 最新报告：生物质能源可以帮助我们实现净零目标

6月30日，美国众议院气候危机特别委员会公布了一项行动计划，旨在作为帮助美国在2050年实现净零排放路线图。委员会称，生物质、生物天然气和固态生物燃料将有助于实现这一目标。

这份题为《解决气候危机：国会为建立清洁能源经济和一个健康、有弹性、公正的美国而制定的行动计划》的报告包括了详细的、可采取行动的气候解决方案，委员会说，国会应该通过这些方案使全国各地的美国家庭受益。该计划呼吁国会促进美国经济增长，让美国人重返清洁能源领域；保护所有家庭的健康；确保美国社区和农民能够承受气候变化的影响；为下一代保护美国的土地和水域。

在该计划中，委员会建议国会投资研究，以更好地理解木材使用和木材产品的生命周期碳影响，包括准确计算生物质对气候的影响。

这项研究应该包括：

(1)、用于评估生物质对气候影响的方法是透明的、可预测的、可复制的，并且基于最好的现有科学；

(2)、采用反事实情景来评估生物质利用的额外性的方法；

(3)、评估正排放(即碳的释放)和负排放(即通过生物生长过程吸收的碳)；

(4)、对直接和间接排放源从生长到收获或收集、处理和燃烧的生命周期进行分析；

(5)、纳入非碳排放，如甲烷和氮氧化物；

(6)、对 IPCC 确定的时间框架内的正负排放进行分析，以满足将全球变暖控制在 1.5 摄氏度以内所需的大气碳减排要求；

(7)、考虑其他争夺土地使用的活动，如粮食和木材生产、栖息地保护和重新造林。

该报告还建议国会建立保障措施，以确保木材生物质利用不会导致生物多样性危机。

该计划的另一个组成部分侧重于具有碳捕获和储存(BECCS)的生物能源的潜力，政府间气候变化专门委员会预计，这种能源将用于实现规模超过几千亿吨的碳去除。

该报告指出，阿彻丹尼尔斯米德兰公司在2017年开始运营一个商业规模的 BECCS 项目。该项目捕获并储存乙醇工厂产生的二氧化碳。

该委员会在报告中写道：“展望未来，关键的研究领域包括开发可持续的生物质供应，如藻类，将生物质转化为低碳燃料和电力，以及实现成本降低。能源未来计划建议为 BECCS 研究碳动力学、技术发展和生物质可持续性。”

该委员会建议国会指示美国能源部与美国农业部和美国土地管理局合作，建立一个 BECCS 研究项目，目标是将成本控制在每吨 100 美元以下。委员会还建议美国能源部制定标准，以了解 BECCS 的生命周期温室气体排放和土地使用影响，以及改善碳去除的最佳做法，同时尽量减少对土地和环境的影响。

该计划还表明，工业操作中的燃料转换可以帮助减少工业过程热量的排放。报告指出，可再生热能技术，包括太阳能、某些生物质能、地热能 and 可再生天然气(RNG)可以通过替代化石能源降低温室气体(GHG)的排放。

此外，委员会的计划涉及国家可再生能源组合标准(RPSs)和一些国家可再生热能计划的分拆。委员会建议国会起草立法，建立联邦低排放热组合/性能标准，以推进工业中低排放加热技术的部署。

运输燃料也在报告中被提到。在该计划中，委员会呼吁国会在可再生燃料标准的基础上向低碳

燃料标准过渡。2007年颁布的现行可再生燃料标准要求美国的运输燃料中必须包含最低数量的生物燃料，包括在2022年前实现先进生物燃料、纤维素生物燃料和生物柴油的具体目标。然而，2022年以后，美国环保署在设定每年的混合义务方面被赋予了更多的自由裁量权。

该委员会在报告中写道：“2022年的日期提供了一个机会，以可再生燃料标准为基础，并向一个鼓励开发和生产符合特定碳排放标准的液体燃料的项目过渡。例如，加州低碳燃料标准(LCFS)根据生命周期碳强度基准(单位能源输出的排放量)来评估燃料，该基准随时间而递减。生命周期评估考虑了与生产、运输和使用燃料相关的直接温室气体排放，以及与某些生物燃料的土地使用变化相关的间接排放。碳强度低于基准的燃料会产生碳排放额度，而碳强度高于基准的燃料会产生负排放额。”

根据该报告，2018年和2019年，生物柴油、可再生柴油和乙醇约占加州LCFS信用的75%。

委员会注意到，由农业、环境、可再生液体燃料和电力利益相关者组成的广泛联盟已制定了《中西部清洁燃料标准》框架，该框架将显著减少运输业温室气体(GHG)排放并为该地区带来经济利益。

该委员会在报告中说：“随着美国经济向2050年净零的目标迈进，低碳液体燃料将在减少交通运输部门的石油消耗和避免温室气体排放方面发挥重要作用。向电动或其他零排放汽车的转变不会在一夜之间发生。在诸如航运、航空和长途卡车运输等电气化不具成本效益的较难脱碳的行业，可以将低碳液体燃料作为一种潜在的解决方案。高效发动机还可能推动对高辛烷值、低碳燃料的新需求。”

该委员会解释说：“该标准应为液体和非液体燃料设定技术和原料中立的基准，并与燃料的碳强度生命周期评估联系起来。随着时间的推移，碳强度标准应变得更加严格(更低)。生命周期评估应反映关于燃料生产的碳强度，耕作方式，土地利用变化和农作物生产力的最佳可用科学。该标准应包括设置护栏，以防止将任何非农业用地转变为农田，特别是具有高固碳和生物多样性价值的敏感土地。对于可再生液体燃料，LCFS应该奖励价值链中的实体，包括农民和生产者，这些实体采用气候智能(climate-smart)的方法来减少碳排放，存储土壤碳并减少一氧化二氮排放。”

委员会还指出，LCFS应该允许符合碳强度标准的低碳航运和航空燃料获得信用。

报告的另一部分敦促国会增加对下一代生物燃料和其他替代燃料的研究、开发和示范资金。

美国工业颗粒协会(USIPA)对该委员会的报告表示欢迎。“在一场真正的全球气候危机中，我们欢迎今天的报告以及它推动美国经济脱碳的雄心，”USIPA的执行主任Seth Ginther说。“鉴于我们巨大且不断增加的森林资源，可持续的生物质有巨大的潜力成为美国低碳、可再生能源组合的重要组成部分。”

Ginther补充道：“BECCS代表了产生负碳能源的前景，如果大规模应用，这将是一项改变游戏规则的技术。我们期待与国会成员合作制定政策，帮助我们的国家实现可持续生物质的全部好处和潜力，这将使我们更加接近碳中和经济。”

生物技术创新组织(BIO)表示，生物技术创新将在解决气候危机中发挥关键作用。生物技术公司工业和环境部门副总裁斯蒂芬妮·巴特勒说：“开发和生产可持续燃料和其他生物制品的公司正在帮助运输和制造行业脱碳、减少空气污染、减轻其他有害环境影响、并改善公众健康。”

“国家低碳燃料标准可以建立在可再生燃料标准的基础上，”巴特勒补充道。“我们已经看到，在生物技术组织的敦促下，这样的政策是如何在州一级实施的，它促进了清洁燃料的使用，并帮助减少了气候足迹。”

该报告还认识到，有必要制定成本效益高、可扩展的方法来衡量和量化农场和牧场的碳封存和温室气体减排，并研究制定联邦税收抵免以激励农场碳封存和减排的可行性。其他建议包括需要基于生物学的工具，以使农业能够适应气候变化，并成为应对气候变化解决方案的一部分，例如开发饲料添加剂。

“BIO赞赏委员会认识到清洁能源、绿色制造和农业创新在减缓气候变化、保护人类健康和支持以生物技术为基础的经济方面所发挥的作用，”巴特勒说。

中国新能源网 2020-07-05

# 太阳能

## “十四五”应重视拓展“光伏+”应用场景

“十三五”临近收官，我国光伏产业在最后关头走出了政策调整的低迷期，逐渐迈入平价上网时代。这也意味着，“十四五”期间，光伏将史无前例进入无补贴新时代，行业发展回归市场竞争。

可以想见，“十四五”期间，光伏产业依然大有可为。那么，今后我国应如何科学部署集中式和分布式光伏？未来光伏产业还有哪些应用场景可开发？企业又该如何提高自身竞争力？为此，记者专访了国务院原参事、中国可再生能源学会原理事长石定寰。

统筹部署，“十四五”应向分布式光伏侧重

石定寰指出，在过去 30 年，尤其是近 10 年来，在国家宏观战略和激励政策推动，以及在国内外市场与科技创新驱动下，光伏行业得到了飞速发展。

“30 年前，光伏发电转换率即便提高一个百分点都很艰难，彼时转换效率仅有 10%左右，现如今，在技术取得显著进步背景下，光伏发电转换率早已超过 20%，甚至达到了 25%，使得我国成为全球光伏转换效率最高的国家。在此基础上，光伏还实现了平价上网。”石定寰说。

近两年，从欧洲市场情况看，分布式光伏发展迅速。比如在德国，分布式光伏规模合计已占到该国光伏总装机规模的 90%以上，而且大部分都是屋顶系统。

反观我国，西部地区太阳能资源丰富，土地广阔，是能源生产大户。而中东部地区资源相对匮乏，却是用能大户。

“我国东西部地区能源发展格局不平衡，一方面要有步骤地发展西部地区的集中式光伏电站，同时更要重视中东部地区的分布式光伏发展。”石定寰建议，“西部地区资源虽然集中，但受输送通道建设限制，导致清洁、低成本的光伏电力无法及时送出，以供应中东部地区。而在能源转型大背景下，中东部地区作为耗能大户，就需要因地制宜发展分布式光伏。”

在他看来，不管是集中式还是分布式光伏，“十四五”期间，二者应该统筹兼顾，但分布式应该会加大比重。

示范先行，“光伏+”应用场景待拓展

石定寰表示，虽然我国光伏行业发展取得了巨大进步，但目前“将光伏作为能源革命主力军”尚未达成共识。事实上，光伏未来发展仍有很大空间可挖掘，特别是在应用场景拓展方面仍待探索。

对此，石定寰表示，“十四五”期间，除了持续推进大型电站的规划外，也应该加大光伏在各种应用场景的规划，尤其是在各种分布式系统上做更多的示范应用。

“国家应该组织重大应用工程项目，比如在污水处理厂、高速公路建设、南水北调水渠、工业园区等应用领域，统筹规划布局柔性支架光伏系统，从而降低用电成本。”石定寰强调。

以诞生于浙江台州的全国首个柔性支架分布式污水处理设施光伏电站项目为例，该项目建设于椒江污水处理厂的屋顶、沉淀池等处，不仅有效节约了土地资源，实现了节能减排，经过 6 年的实践亦经受住了重大台风的考验，为光伏在其他场景的应用提供了“样本”。

石定寰进一步分析称，我国高速公路达几万公里，通过优选部分路线，将其打造为“光伏走廊”，不仅可解决高度公路上电动汽车的充电问题，而且还可以解决沿线城镇的供电问题。“若能在以上场景做好示范应用，光伏发展将大有可为。”他认为。

找准平衡，创新、效率与成本应兼顾

“除做好示范应用之外，效率提升是光伏成本降低、竞争力提升的最关键因素。”石定寰坦言。

那么，“十四五”期间，光伏企业应如何着力提升自身竞争力？

在石定寰看来，首先要重视科技研发、应用方式与商业模式等方面的持续创新，确保产品与解决方案的先进性和竞争力。其次，应该加强企业内部管理，以提高运营效率、降低成本。

“特别需要指出的是，企业需要站在全球视野的角度，加大开放力度，把握好国际、国内两个市场，避免闭门造车。此外，还应重视考虑光伏与其他能源的协同发展，要积极融入电网大平台，利用能源系统的大数据化、信息化发展构建共享共赢的能源生态圈。”石定寰强调。

石定寰同时提醒，效率提升、技术进步，与成本增加要形成合理比例。“企业需要综合权衡，既要考虑技术的经济性和发展前景，也要考虑技术的市场接受度，进而找到保持企业竞争力的最佳平衡点。”

张胜杰 中国能源报-中国能源网 2020-07-01

## 545W! 晶澳 DeepBlue 3.0 功率创新高

今年5月，晶澳推出新品 DeepBlue 3.0，计划于2020年第三季度实现量产，计划产能14GW。随着产品技术的持续优化提升，日前该产品的功率再次突破，达到545W。

DeepBlue 3.0 组件采用 M10 (182mm\*182mm) 标准尺寸掺镓硅片和 PERCIUM Plus 电池技术，组件上采用半片结合 11 主栅结构设计，72 版型量产功率已达 545W，并有进一步拓展的空间。组件的整体设计发挥出了当前产业链在尺寸设计方面的最高水平，在制造设备供应和制造工艺升级成本等方面拥有独特优势，可以带来更为实际的一体化成本下降。

在具体技术方面，该款产品采用了新一代背印刷工艺 PERCIUM PLUS 电池技术，电池效率超过 23.0%，组件效率可达 21.0% 以上，在此基础上可根据客户需求叠加高能量密度组件技术，进一步提升组件效率至 21.4%。这款组件在设计上，也充分考虑到客户端安装的便捷性，采用拥有专利技术的导轨边框，使边框重量减少了约 10%，安装更为便捷和多样化，组件的防水性和机械载荷也得到很大提升。在系统应用方面，相较于 400W 组件，DeepBlue 3.0 能为客户降低约 7%-9% 的 LCOE (依据各地项目不同此数值有波动)。

晶澳科技董事长兼首席执行官靳保芳表示：“晶澳自成立以来，持续深耕电池组件技术，不断推动行业提升电池组件量产技术和规模发展，优质的产品得到全球客户的认可。未来我们也将持续专注技术革新，努力为全球客户提供高效、优质的光伏产品。”

中国能源网 2020-07-03

## 世界最大光伏建设一体化项目在杭州开建

日前，位于杭州湾新区的世界最大光伏建设一体化项目上汽集团分布式光伏项目二期开工建设。项目采用自发自用、余电上网、就近消纳、电网调节的运营模式，预计今年9月投产。项目全部建成后，预计每年可实现光伏发电8500万千瓦时，解决上汽大众宁波分公司45%的用电量。

记者从杭州湾新区相关部门获悉，新区今年1月至6月分布式光伏发电累计14425.16万千瓦时，同比增长19.03%，分布式光伏发电总量位居全市第一。绿色、环保、可再生时下，向太阳要清洁能源已成为能源供给结构优化的重要支撑。通过对厂房闲置屋顶、车棚顶等空间有效利用，不仅可降低企业用电成本，还能提高清洁能源比例，助力浙江清洁能源示范省建设。

作为国内首个分布式光伏在线控制示范区，杭州湾新区持续推动分布式发电项目建设，不仅于此前出台相关政策，每年安排130万元用于分布式发电补助，还在光伏管理模式上创新升级，对内实现业务流程再造，提高工作效率；对外实现咨询服务升级，开拓综合能源市场。以往至少要半个月，如今5个工作日就出具了报告，效率很高。日前，宁波新凯新能源有限公司负责人黄先生接过光伏并网咨询报告时，对优质快捷的服务连连点赞。以数字化管理驱动业务场景提升，杭州湾新区通过虚拟化查勘、数字化校核等促进流程优化，将光伏并网咨询传统的6个业务流程压缩至2个，单个业务节省时间65%以上。

与此同时，新区充分应用无人机航拍屋顶三维建模，运用大数据算法，融合地理信息、气象信

息、电网信息，绘制可视化屋顶资源一张图，并规划 92 个环网站点作为插座接入，形成插座式电网接入一张图，还建立了星级评价光伏资源一张表，为精准评估所辖区域内光伏资源提供扎实基础。据杭州湾新区供电部门相关负责人介绍，新区已有 2627 块屋顶纳入数字化管理。截至目前，新区光伏发电并网容量 29.205 万千瓦，超额完成全国首批分布式光伏示范区建设任务。

中国宁波网 2020-07-14

## 京瓷实施“太阳能 x 蓄电池”的模式试验

京瓷于 2020 年 7 月 1 日宣布，已开始在其滋贺县 Yasu 市进行一次示范试验，该试验使用蓄电池和自供给系统向其自己的工厂供应可再生能源产生的电力。据说这是首次国内试验，将蓄电池用于可再生能源自发电。

通过使用一般输配电公司(在此情况下为“关西电力公司”)的传输线将公司等在其自己的工厂中产生的电力供应到另一公司的站点的系统称为自供给系统。

作为利用可再生能源的方法之一，这种方法引起了人们的注意。

在该演示测试中，在 Yasu 市拥有的 2000 平方米土地上安装了 150kW(千瓦)的太阳能发电系统。所产生的电力将通过关西电力的输配电网提供约 2 公里外的京瓷滋贺工厂。

此外，通过使用固定的锂离子蓄电池，我们旨在吸收所谓的发电不平衡，这是发电公司事先向一般输配电公司申请的发电计划与发电性能之间的差异。此外，将进行供需操作以减少工厂方面的需求不平衡。这些产品的供需将通过在京瓷东京办事处设立的新管理中心进行管理。

通过此次演示，该公司旨在建立一种自给自足业务模型，该模型可预期未来需求会扩大。

PV JAPAN BRIDGE 2020-07-09

## 光伏建筑一体化市场“蓝海”已现

随着光伏材料技术的进步，碲化镉、铜铟镓硒等新材料相继出现推动了光伏与建筑的融合。建筑从被动接受光伏转变为主动拥抱光伏。与此同时，光伏建筑一体化的经济性也在逐渐提升，预计项目投资回收年限为 7—8 年，内部收益率可达 11%。

作为光伏产业的小众领域，光伏建筑一体化（BIPV）市场，此前受制于材料、技术、成本等原因，发展缓慢。不过，随着越来越多一线企业进入这一细分领域，我国 BIPV 市场正迎来变局。

近日，在 2020 年第三届中国分布式光伏大会上，主流光伏企业都发布了 BIPV 组件产品，密集布局 BIPV 市场。分析认为，在 BIPV 已经具备一定经济性、光伏巨头纷纷布局的背景下，BIPV 有望成为光伏产业的新热点。

技术进步提升经济性

中国建筑科学研究院光电建筑总工程师王志东介绍说，光电建筑是光伏材料以建材的形式，按照建筑规范要求建造的建筑，是光伏与建筑这两个各自独立行业的融合。

据了解，光电建筑对光伏防火、防触电、防坠落、防撕裂等的要求高于光伏电站的要求，其形式也多种多样。较为传统的是光伏建筑组合（BAPV），主要应用于屋顶，应用场景比较单一和受限。而 BIPV 可以实现屋顶、幕墙、遮阳、温室等场景全覆盖，更加多元。

和欧美等发达国家相比，我国 BIPV 市场起步较晚。此前，受制于技术、成本等压力，市场空间不大，大部分项目都是依靠业主对绿色理念的支持。历经十余年的发展，如今，BIPV 有了更合适的材料，技术水平也有了较大提升，其竞争力正慢慢凸显。

王志东表示，随着光伏材料技术的进步，碲化镉、铜铟镓硒等新材料相继出现。这些材料更符合建筑材料同一性、灵活性，弱光可发电、对光线入射角和温度不敏感、局部遮挡和落灰的性能要求，推动了光伏与建筑的融合。“建筑也从被动接受光伏转变为主动拥抱光伏。”

同时，BIPV 的经济性也在逐渐提升。安信证券表示，根据隆基 BIPV 建筑光伏一体化解决方案，预计项目投资回收年限为 7—8 年，内部收益率可达 11%。

中泰证券称，相对于普通的屋顶光伏，工商业 BAPV 和 BIPV 都具有良好的经济性，不仅节省了屋顶投资，全生命周期还有额外收益。BIPV 的内部收益率更好，较 BAPV 收益增加 2.9%—12.9%。

企业竞争带动产品迭代

研究机构预计，在产业成熟度逐渐提高的背景下，分布式发电中 BIPV 有望成为新热点。这吸引了国内一线光伏企业的进入。

在近日举行的 2020 年第三届中国分布式光伏大会上，不少光伏企业都推出了针对 BIPV 市场的新品。如，晶科能源的 BIPV 幕墙、日托光伏的 S 系列柔性组件，都是锁定 BIPV 应用场景。

积极布局的企业也不在少数。6 月，隆基股份在回答投资者提问时表示，公司 BIPV 产品目前尚处于研发和量产准备阶段，预计将于下半年正式推向市场。目前，已有示范项目推进。

东方日升则在发布 2019 年年报时透露，目前，公司 BIPV 屋顶光伏瓦已小批量试销美国客户，在国内的应用主要以常规组件及特殊型材配合适用于工商业屋顶。

此外，中信博、赫里欧、昱能科技、南玻 A、亿晶光电等企业也在 BIPV 领域积极布局。有观点认为，随着越来越多的企业进入 BIPV 市场，BIPV 领域相关产业链、项目能够更快、更广泛地落地。同时，企业的积极探索也将加速产品的迭代更新。

“蓝海”市场潜力待挖

国家统计局数据显示，当前我国城乡建筑总面积超 600 亿平方米，其中城市建筑面积超 300 亿平方米，光伏可安装面积超 30 亿平方米，且年新增竣工面积在 40 亿平方米以上。

中国建筑科学研究院太阳能应用研究中心给出了更具体的测算。截至目前，我国既有建筑面积可安装光伏 400 吉瓦，每年竣工建筑面积可安装 40 吉瓦，潜在市场空间达千亿元。

据中泰证券保守估计，未来我国 BIPV 年均新增装机在 36 吉瓦左右，按照当前价格对应市场规模约为 2192 亿元。

虽然市场空间较大，但潜力待挖。中国光伏行业协会统计，目前国内分布式光伏项目中，“光伏+建筑”项目占到了 80%左右，总装机超过 13 吉瓦。而根据前瞻产业研究院的统计，截至 2018 年底，国内 BIPV 市场累计安装量仅为 1.1 吉瓦，市场投资规模不足 50 亿元，行业仍处在孕育阶段。

高维咨询表示，“光伏+建筑”确实是目前我国分布式光伏的主流形式，但其中占大部分的是 BAPV，以屋顶光伏为主。随着近年来光伏企业进入 BIPV 市场，我国 BIPV 市场大规模发展条件已经具备，时机日渐成熟。

根据测算，未来 5 年我国 BIPV 市场将进入快速发展期，今年该领域投资规模将达 50 亿元，提速之势已经显现。

本报实习记者 董梓童 中国能源报 2020-07-13

## 光热发电为何热不起来？

兰州大成敦煌 50 兆瓦光热电站日前投入商业运营，这是我国首批光热发电示范项目启动近 4 年来，第 5 个投入商业运营的项目，引发了行业关注。

据国家太阳能光热产业技术创新战略联盟常务副理事长兼秘书长杜凤丽介绍：“为实现以清洁低碳为主要特征的能源转型，各国均在探索稳定、可控、可靠的可再生能源发展路线。研究发现，光热发电是目前除水电外唯一具备这一能力的可再生能源技术。由于配置大容量、低成本、环境友好的储能系统，光热发电可以克服太阳能资源的间歇性和不稳定性，实现平稳可控、可调度的电力输出。光热发电是可以承担电力系统基础负荷的可再生能源发电形式，目前已在西班牙、美国以及中东非等国家和地区取得了良好的应用效果。”

在此背景下，2016 年 9 月，国家能源局印发《关于建设太阳能热发电示范项目的通知》，启动了



我国首批 20 个光热发电示范项目。此举在当时被普遍认为是“推动光热发电技术进步和产业发展的重要举措”。按照规划，这 20 个项目全部应于 2018 年底建成投产，但实际进度与规划目标相差甚远：截至目前，仅有 5 个项目正式投入商业运营，另有 2 个项目建成并网，余下的 13 个项目或仍在建，或已陷入停滞状态。

优势明显、潜力巨大，且被各方寄予厚望的光热发电，为何总是不温不火？

项目建设进度缓慢 并网时间两度延后

“2016 年，国家能源局发布首批光热发电示范项目名单，但项目建设过程十分不顺，后来沉寂了一段时间。”中国科学院某研究所实验室副主任说。

另据一位不愿具名的政策研究员介绍，到 2017 年下半年，虽然项目名单已公示一年有余，但不少项目却仍处于前期准备阶段。“有的项目连土地都没拿下来，更不要说建设厂房、场平了，参与招标、定标的企业更是屈指可数。”

在建设进度远远落后于相关规划的背景下，2017 年 2 月，国家能源局曾专门下发《关于报送太阳能热发电示范项目建设进展情况的通报》，要求各省区能源主管部门在每个季度报送项目建设进展情况。

即便如此，按计划建成投产的项目仍是极少数。截至 2018 年底，仅有中广核德令哈槽式 50 兆瓦项目等 3 个项目并网发电，累计并网规模 200 兆瓦，占首批光热发电示范项目总规模的 14.83%。

鉴于此，2018 年 5 月，国家能源局发布《关于推进太阳能热发电示范项目建设有关事项的通知》，延长了首批光热示范项目的并网期限：“根据示范项目实际情况，示范项目建设期限可放宽至 2020 年 12 月 31 日，同时建立逾期投运电价退坡机制，具体价格水平由国家发改委另行发文明确。”

此后的示范项目建设依然未见提速，官方的应对之策是再次放宽项目并网期限——今年 1 月，财政部、国家发改委和国家能源局联合发布《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》，明确提出“新增海上风电和光热项目不再纳入中央财政补贴范围，按规定完成核准备案并与 2021 年底全部机组完成并网的存量光热发电项目，按相应价格纳入中央财政补贴范围”。

截至目前，首批 20 个光热发电示范项目中，尚有装机规模 900 兆瓦的 13 个项目未并网，容量占比约 2/3。信息机构 CSPPLAZA 于 6 月份发布的最新数据显示，这 13 个项目中，有 5 个项目处于前期准备阶段。

“和去年相比，项目没什么特别大的进展。玉门鑫能 50 兆瓦光热发电项目等 2 个项目进度靠前，已经复工，预计今年年底能实现并网。但其他项目由于土地和资金问题，仍存在很大不确定性。”某行业咨询机构研究员表示。

电价悬而未决 企业积极性受挫

上述研究员表示，示范项目建设进度之所以如此缓慢，主要原因在于项目启动之初，我国光热发电产业还从未开展过 50 兆瓦及以上规模的项目建设和运营。“在没有经验、开发标准、依据的背景下，需要探索时间，确实遇到了一些困难。”

土地使用问题便是其中之一。据介绍，相比其他可再生能源，光热发电项目对土地的需求更大。CSPPLAZA 测算数据显示，一个 50 兆瓦规模的光热电站占地面积约在 2.5—3 平方千米之间，相当于 350—420 个足球场。

“不少项目因为等待土地审批就花费了不少时间，有的还经历了换地。据我了解，还有的项目到去年才刚刚拿到土地。”上述研究员说。

除了找地、用地难，资金问题也是影响项目建设进度的关键因素。

公开信息显示，首批光热发电示范项目投资均超 10 亿元，部分项目的投资甚至近 20 亿元，而在首批名单中，有一半投资企业为民营企业。

“不管是资金实力还是融资能力，民企都远不及国企、央企，受融资难、贷款难影响，民企的部分项目推进十分缓慢。”一位参与首批光热发电示范项目建设的企业负责人告诉记者，“已有投资企业选择退出，意向接盘方也不在少数。但由于最初国家能源局要求不能更换投资方，截至目前也没

有发文认可更换投资方的行为，这成为导致项目建设缓慢的一个重要原因。”

此外，按照现行政策，2018 年底前并网发电的示范项目可享受度电 1.15 元的补贴电价，逾期投运的项目电价将退坡。但时至今日，明确具体退坡标准的文件仍未出台。“这让不少企业选择观望。补贴电价退坡机制悬而未决，企业无法进行较为准确的前期测算，在一定程度上也影响了企业的建设积极性。”上述负责人直言。

“光热发电还是个‘没学会走路的孩子’”

但也有观点认为，不应纠结于项目建设进度滞后与否，因为示范项目的意义在于找到真正制约我国光热发电产业的瓶颈，为 2020 年后光热产业的快速发展奠定基础。

在采访中，多位业内人士表示，尽管项目建设滞后，但首批光热发电示范项目的确为打通我国光热产业技术壁垒、加速全产业链发展进程作出了贡献。

据电力规划设计总院副院长孙锐介绍，目前我国光热产业设备国产化率已超 90%，主要产品产能同步迅速提升。通过自主研发，龙头企业已掌握塔式聚光集热系统等关键技术。

“打通产业链仅仅是产业发展的第一步。只有实现了规模化，才能实现市场化。示范项目是目前支撑我国光热产业发展的主力军。”上述研究员告诉记者。

国家太阳能光热产业技术创新战略联盟数据显示，截至 2019 年底，我国并网发电的光热电站共 9 座，累计并网规模 420 兆瓦。其中，首批光热发电示范项目 6 座，合计装机规模 350 兆瓦，占比超过 80%。

“然而，按照最新政策，有可能获得补贴的光热发电项目仅剩首批还未并网的 13 个项目。2021 年后，光热发电项目不再享有补贴。和风光相比，光热发电还是个‘没学会走路的孩子’，如果没有补贴，产业发展将受很大影响。”该负责人表示。

上述副主任认为，大型多能互补集成电站是未来促进我国光热产业发展的有效途径之一。

2019 年 9 月，鲁能海西格尔木多能互补集成优化示范工程并网投运，该工程集合了 200 兆瓦光伏、400 兆瓦风电、50 兆瓦光热及 50 兆瓦储能四种技术路线。光热电站的加入显著减少了弃风弃光，同时光热发电成本也有所降低。

在技术路线验证可行的背景下，许多光热资源丰富的地区正积极规划建设含光热发电技术路线的多能互补项目，例如，甘肃省玉门市拟与华东电力设计院、江苏鑫晨光热公司联合开发投资光伏光热多能互补电站项目，其中含光热项目 200 兆瓦。

“如果每年光热发电都能保证一定的装机规模，光热产业就能一直处于发展中，通过这些项目，光热发电成本也能实现不断下降。”上述研究员表示。

本报实习记者 董梓童 中国能源报 2020-07-13

## 全球 7.89 亿人缺电 “光伏+储能”或为最佳解决方案

日前，彭博新能源财经(BNEF)和国际组织 SEforALL 联合发布《2020 年全球微电网市场报告》(以下简称《报告》)指出，随着微电网技术的不断发展，微电网的推广应用可帮助数以亿计的无电及缺电人口解决用电难问题。同时在农村社区和企业供电方面，以光伏发电为主的微电网形式将逐步发挥重要作用。

《报告》显示，2010 年，在世界范围内，约有 14 亿人口处于无电或缺电状态。目前，随着多方努力，这一数字已降至 7.89 亿，且其中绝大部分集中在撒哈拉以南的非洲。考虑到这一地区的电气化发展水平和人口增长速度，有研究认为，未来 10 年，这一地区的无电和缺电人口仍可能出现一定增长。

《报告》预计，到 2030 年，撒哈拉以南非洲、亚洲、拉丁美洲及部分岛屿国家仍将有约 2.38 亿个家庭需要解决电力稳定供应问题，微电网技术可解决其中一半左右家庭的电力需求。但由于微电网的用户大多属于低收入、低购买力群体，加之地理位置偏远，即便是安装以光伏发电为主的微电

网系统平均成本一般也要达到 0.49—0.68 美元/千瓦时。为此，2020—2030 年间所需的资本投入将达到约 1280 亿美元。

截至今年 3 月，《报告》跟踪了约 21 亿美元的微电网投资项目，其中能够按期支付的资金仅为 13%左右，存在重大延迟风险。而且由于当前微电网项目规模相对较小，相关领域也缺乏纯商业化的融资模式。

《报告》综合统计了截至 2020 年 3 月，在运的 5545 个微电网项目，地域范围涉及撒哈拉以南非洲、亚洲、拉丁美洲及部分岛屿国家。其中，亚洲国家占比约 60%，撒哈拉以南非洲国家为 39%左右。

《报告》指出，微电网的主要应用场景为人口密度低、家庭收入低的地区。而且在部分国家，由于负责供电业务的公共事业公司债务缠身，如何有效降低成本更是成为开展供电业务的重要参考因素。

无论是与集中式大电网相比还是与诸如柴油发电机等其他独立供电模式相比，《报告》研究发现，以光伏发电为主的微电网都更具经济优势，特别是在农村电气化方面优势更为突出。结合各行业协会和监测机构的调研数据，《报告》也指出，以光伏发电为主的微电网安装量已从 2010 年的 60 个左右扩展至今年 2 月的 2099 个。

《报告》认为，一方面，农村的家庭和生产用电多数集中在白天，这与光伏发电的特性相吻合。另一方面，即便在部分时间出现电力需求和供给的波动，“光伏+储能”的微电网模式也能够有效解决这一问题。而且，“光伏+储能”的混合型微电网在远程操控、数据分析上都更具优势。

在储能形式的选择上，《报告》强调，由于技术和成本优势，此前铅酸电池一直是微电网储能的首选。但在 2010—2018 年间，锂电池成本已大幅下降了约 85%，电池技术也日趋成熟，未来，锂电池有望成为微电网储能的重要支撑。

电缆网 2020-07-14

## 太阳辐射照度预测模型出炉 光伏电站有望实现收益最大化

在地球资源日益枯竭、生态环境持续恶化的今天,获取新型能源已经变得十分迫切。太阳能作为一种自然资源,以其丰富的储量且清洁无污染的特性显示出了其独特的优势。但太阳能的发电量受太阳辐射、温度、天气等因素影响,其中天气是最不可控的因素,天阴或者云层较厚时,太阳能并网发电就会变得具有不可预测性,这正是太阳能利用方面的一个重要障碍。

云量对太阳不同时间点的辐照度准确预测造成了不小的困扰。当云层掠过上空时,光伏设备系统产生的太阳能会产生波动。世界各地的太阳能生产商希望根据电力供应的多寡来调整电力使用量。想要做到这一点,可能就需要详细了解阳光辐射量的变化情况。因此,预测太阳辐照度[到达给定表面的太阳辐射量,以瓦特每平方米(W/m<sup>2</sup>)计量]可能是更好地管控太阳能发电的策略。

人们希望太阳能能够像风能一样具有可预测性,早在 2010 年就有美国国家大气研究中心(NCAR)的科学家提出希望预测云盖的生成,以及云盖对太阳能利用的影响。尽管近几年来,前预测变得更加准确,但仍缺乏统一的验证程序,评估比较一种预测与另一种预测的是很困难的。

而近日,美国“优睿科”网站 6 月 28 日消息称,瑞典乌普萨拉大学的科学家开发出一种预测太阳辐照度变化的数学模型,将有助于促进更有效地利用太阳能发电。在各种数据模型的测试中,该模型被证明该模型能够做出高度可靠的预测,并且在某些方面表现出显著的优势。相关研究该结果现已发表在《太阳能》杂志上。

“马尔可夫链混合”(MCM)模型能够依据特定的太阳辐射水平预测下一分钟,几小时或一天会发生什么。这个模型设计简单,易于训练和使用,关键是能够提供准确的太阳辐照度预测结果。这个根据模型能够对各种过程和模式进行识别和概率预测。MCM 分布模型将太阳辐照度划分为多个级别,并可以计算出此后时间段中出现各种日照强度的概率。在此基础上,科学家就有可能预测出何时以及哪

些照度水平的阳光会倾向于产生变化,进而将预测结果与实际观测结果进行对比,以检验前者与实际情况的吻合程度。

之前,研究人员对这个模型进行了测试,在其中一项研究中,他们对该模型和 5 个已建立的基准模型(专门用于比较和评价新模型的相对性能)进行了测试,新 MCM 模型的预测结果最为可靠,且近未来预测准确性尤为突出。乌普萨拉大学的研究人员希望与其他科学家和公司合作,运用其他方式对此模型进行进一步的测试,比如电池储能系统。基于对当地太阳能发电条件的预测结果,通过调整电量来提高存储系统的效益。

业内人士表示,精准的太阳能预测可以使电站与电网运营商间进行更有效的能源组合,根据当前的市场行情进行决策优化,使光伏电站的收益最大化,为能源交易提供可靠的预测。(来源:OFweek)

OFweek 2020-07-05

## 球形太阳能电池设计可以在更多其他市场应用中得到发挥

当涉及到充分利用每天可用的阳光时,平板太阳能电池板仍然面临着很大的限制。一种新的球形太阳能电池设计旨在从几乎每个角度提高太阳能收集潜力,而不需要昂贵的运动部件来跟踪太阳在天空中的明显运动。

据悉,沙特研究人员设计的球形太阳能电池原型是一个微小的蓝色球体,一个人可以像乒乓球一样轻松地用一只手握住它。利用太阳模拟器灯进行的室内实验已经表明,与地面面积相同的平板太阳能电池相比,它可以实现 15%到 100%的功率输出,这取决于背景材料如何将阳光反射到球形太阳能电池中。该研究小组希望其自然启发的设计能在未来的世界各地的许多不同地点的实地测试中同样成功。

阿卜杜拉国王科技大学(King Abdullah University of Science and Technology, KAUST)微系统工程博士后研究员 Nazek El-Atab 说:“家蝇眼睛的位置和形状增加了它们的角度视野,因此它们可以在水平视野中看到周围大约 270 度的角度。类似地,球形建筑增加了太阳能电池的‘角度视野’,这意味着它可以从更多的方向收集阳光。”

为了创建球形太阳能电池设计,El Atab 和她的同事们在之前的工作基础上,演示了如何基于波纹槽技术创建更薄、更灵活的太阳能电池设计。这项新的工作在一篇提交给 MRS Communications 杂志审查的论文中作了详细说明。

利用太阳模拟器灯进行的测试表明,球形太阳能电池在直接暴露于阳光下时,比传统的平板太阳能电池提供 24%的功率输出。在这两种类型的太阳能电池开始升温并在能效方面遭受一些损失之后,这种功率优势跃升至 39%,这表明球形在散热方面可能具有一些优势。

当球形太阳能电池只能在模拟屋顶下收集散射的阳光,而不能直接接收阳光时,球形太阳能电池的输出功率也比平板太阳能电池高出约 60%。在铝杯、铝纸、白纸和沙子等不同反射背景下的附加实验表明,六边形铝杯背景有助于球形太阳能电池在功率输出方面优于平板太阳能电池 100%。

沙特团队利用目前占世界太阳能发电量近 90%的单晶硅太阳能电池制造了球形太阳能电池。这种选择源于这样一个目标,即帮助最大限度地发挥太阳能电池的集光潜力,以及如果设计证明具有成本效益,则有可能更容易扩大生产规模。

麻省理工学院太阳能工程博士后研究员 Zhe Liu 说:“让我感到惊讶的是,作者在一系列文章中证明了使用波纹技术可以实现刚性硅太阳能电池的超柔性。我对制造球形电池的能力更为兴奋,这意味着你可以让工业 IBC 型(interdigitated back contact)硅太阳能电池覆盖任何形状,并在任何地方‘日光化’。”

沙特阿拉伯吉达大学(University of Jeddah)物理学助理教授 Rabab Bahabry 说,以前的太阳能电池设计已经制造出微小的微型球形电池,有时在平面上用纳米线或量子点电池制造,以帮助更好地收集直接和散射的阳光。但在收集背景表面反射的太阳光方面,与微球阵列相比,更大的球形太

太阳能电池可以提供更高的效率和覆盖率。

要制造出大的球形太阳能电池，研究人员需要在 15% 的平板太阳能电池上刻蚀出交替的凹槽，以形成一个中间连接的椭圆形带状图案。CO<sub>2</sub> 激光在覆盖太阳能电池的聚合物硬掩模中产生了合适的图案，并允许一个深度反应离子刻蚀工具在硅太阳能电池的暴露区域产生凹槽。这些凹槽区域的弯曲帮助研究人员随后将太阳能电池折叠成球形。

在被蚀刻的区域，太阳能电池材料的损耗降低了整体潜在的太阳能输出。但研究人员认为，随着时间的推移，在世界某些地区，球形太阳能电池比平板太阳能电池的成本更高，因为球形设计不太容易灰尘积聚，可能有助于散热，否则可能会降低太阳能电池的效率。此外，球形太阳能电池不需要额外昂贵的移动部件来持续跟踪太阳。

不过，麻省理工学院的 Liu 教授说，在公用事业规模的太阳能发电厂中，球形太阳能电池可能无法取代传统的太阳能电池技术。在他看来，这种特殊的球形太阳能电池设计可以在更多其他市场应用中得到发挥。

“球形设计的应用似乎非常有限，但将商业硅太阳能电池制成任何形状的能力，将使光伏广泛应用于自主设备，如物联网（IoT）传感器和自主车辆，”Liu 说。“如果我们能用成型的光伏电池板完全为这些自主设备供电，这可能会改变游戏规则。”

在未来的测试中，Liu 说他想看看球形太阳能电池在一天中不同的时间在室外和室内照明环境中是如何工作的。他还想看看球形太阳能电池能在多大程度上集成到他们可能提供能量的某些应用中。他很想看到一个“量化成本”的总结，总结出制造这种球形太阳能电池所需的所有加工步骤，以便更好地了解该技术的商业化潜力。

KAUST 大学电气和计算机工程教授，也是该研究的合著者之一的 Muhammad Mustafa Hussain 表示，沙特的研究人员在最新的演示中不得不手动折叠并形成球形太阳能电池，但他们已经开始设计和开发使用“机器人手”模拟手动折叠的自动化方法。

最终，Hussain 和他的同事设想建造和测试大型球形太阳能电池阵列。他们已经在研究类似帐篷或雨伞的新形状，看看它们是否有什么好处。他们还将太阳能电池与形状奇特的无人机表面整合。

迫使研究实验室关闭的 COVID-19 大流行病推迟了沙特研究小组最初的户外测试计划。但 Hussain 表示，该组织仍计划在 2020 年底前推进实地试验。他希望 KAUST 校友网络能帮助加州以及孟加拉国、中国、印度、韩国、德国、西班牙、巴西、哥伦比亚、墨西哥、南非、澳大利亚和新西兰等国最终测试球形太阳能电池。

Hussain 说：“我们将为 100 平方英尺到 1000 平方英尺的区域创建球形单元阵列，并将功能性优于成本效益与传统单元进行比较。下一步，我们将全年在不同的地理位置部署它，以了解它的性能和可靠性。”

世纪新能源网 2020-07-13

## 浮式光伏“走红”东南亚

本报讯 能源经济与金融分析研究所 (IEEFA) 日前发布最新报告称，浮式光伏如今正在东南亚地区悄然走红，项目装机量增长十分迅速。

根据该报告，2019 年以前，整个东盟范围内，浮式光伏的装机总量仅为 1 兆瓦；而目前，该地区的浮式光伏装机总量已经达到 51 兆瓦，并且还有 858 兆瓦的项目正在规划中。

报告指出，事实上，整个亚洲在浮式光伏领域都走在世界前列。数据显示，截至 2018 年，仅中国和日本两国的浮式光伏装机量就已经达到 1.3 吉瓦。东南亚地区虽然此前浮式光伏项目很少，但去年一年间，开始积极加入发展浮式光伏的行列，越来越多的东盟国家在河流、湖泊、水库，乃至海上建设浮式光伏项目。

“事实证明，浮式光伏项目可以经受住强风、大浪等恶劣自然条件的干预。并且，浮式光伏发电

的成本已经可以与煤电进行竞争。”IEEFA 报告的作者之一 Erika Hamdi 说，“目前，许多设备制造商还开始试点建设海上浮式光伏项目。东盟国家的自然地理条件和人口分布，意味着浮式光伏在该地区将有很大的发展空间。”

根据报告的统计，去年 2 月，新加坡 Cleantech Solar 公司建成了一个 2.8 兆瓦的浮式光伏项目；同年 7 月，新加坡的国家供水公司 PUB 又对一个 50 兆瓦的浮式光伏项目进行了招标，计划在 2021 年完工。另有泰国 EGAT 公司，去年 6 月也对一个 55.5 兆瓦的浮式光伏项目进行了邀标，并同时规划了另一个装机 24 兆瓦的项目。越南 DHD 公司去年也投建了一个装机 47.5 兆瓦的浮式光伏项目。还有印尼的国有公司 PLN 则在今年初，与阿联酋企业 Masdar 签署了 145 兆瓦的浮式光伏项目建设合同。

报告的另一位作者 Jane Ahmed 指出，在菲律宾、印尼、泰国、越南等东南亚国家，土地资源紧张是投资者青睐浮式光伏项目的一个重要原因。与此同时，发展浮式光伏项目还能尽可能地利用该地区原有的输电基础设施，有助于减少电网的拓展成本。“只关注发电成本是不够的。因为新建发电项目往往意味着还要新建输电线路。在东南亚地区，发展电力项目还需要优先考虑到电网层面的解决方案。”

中国能源报 2020-07-06

## 给钙钛矿太阳能电池装块“软骨”

近年来，钙钛矿太阳能电池在柔性可穿戴电子设备等方面具有独特的优势和巨大的应用潜力。然而，钙钛矿却是块“硬骨头”，其易脆性、结晶性等特点影响着其“柔性”应用的进一步发展和商业化拓展。

为了让钙钛矿太阳能电池更“温柔”，中国科学院化学研究所研究员宋延林、江西师范大学教授陈义旺、南昌大学研究员胡笑添团队展开联合攻关。近日，研究人员受坚硬的脊椎骨骼结晶和柔性结构的启发，研发出一种导电粘性聚合物界面层，通过仿生晶界和结构设计，实现大面积柔性钙钛矿太阳能电池的印刷制备。相关研究结果已发表于《自然—通讯》。

相信你的“温柔”本质

钙钛矿中的有机金属卤化物半导体具有吸光特质，研究人员受此启发，研制出钙钛矿太阳能电池。钙钛矿太阳能电池具有可低温溶液加工、大面积印刷制备的工艺特性，被认为是有望用于轻质、柔性光伏器件的光敏材料。

但是，钙钛矿电池“点石成金”的道路并不平坦。钙钛矿材料及氧化铟锡透明电极本身质脆、耐弯折性较差等力学结构设计问题，令其应用受阻。

胡笑添告诉《中国科学报》，柔性钙钛矿太阳能电池机械稳定性较差。钙钛矿作为一种晶体材料，在应力作用下容易产生裂纹，进而影响器件性能。同时，柔性钙钛矿太阳能电池很“敏感”。钙钛矿材料对水氧反应灵敏，在富氧富水的工作状态下，容易发生降解。

除了稳定性，宋延林认为，现阶段，基于高质量钙钛矿薄膜的大面积印刷工艺尚不成熟，需要对钙钛矿薄膜制备过程中的形核结晶过程进行细致分析和精确调控，“钙钛矿器件的大面积制备任重道远”。

面对制备难题，胡笑添依然相信其潜质。“我们的研究工作始终以可穿戴太阳能电池为目标，进行适当的改性、封装和力学结构设计。”

在这方面，陈义旺与胡笑添有一样坚定的信念。“我认为钙钛矿太阳能电池最大的优势就是具备应用于柔性器件的潜力。虽然钙钛矿太阳能电池还未实现商业化，但逐年突破的器件效率和稳定性给了我们继续研究下去的信心和勇气。”陈义旺说。

带着相同的信念，研究团队实验了多种方法，但始终未能取得理想效果。

弯腰找灵感

在研究一筹莫展之际，胡笑添注意到了奇妙的脊椎骨骼。脊椎骨骼也是块“硬骨头”，但却具有柔性，可以反复弯曲。其柔性结构是“硬—软—硬”材料相结合，生长一般基于疏水软骨的形核结晶过程。

基于此，研究团队联想到设计一种类似脊椎软骨的黏性疏水界面层，从结晶仿生和结构仿生两方面协同调控钙钛矿晶体的结晶质量和耐弯折性能，从而实现大面积柔性钙钛矿太阳能电池的印刷制备。

经过反复实验，研究人员合成了一种疏水黏性导电聚合物，并将其作为界面层应用于钙钛矿太阳能电池的氧化铟锡透明电极和钙钛矿层之间，成功在两块“硬骨头”间引入一块“软骨”。

在这块“软骨”的保驾护航下，研究人员在实验室实现了高效大面积柔性钙钛矿器件的印刷制备，并验证了其在小功率器件中实际应用的可行性。这种结构设计在确保足够器件功率转换效率的同时，也展现出优异的机械稳定性。

陈义旺介绍，这种导电黏性聚合物最大的特点就是钙钛矿结晶过程的调控和器件耐弯折结构的优化，通过界面疏水性和界面层本身与钙钛矿墨水的相互作用，调控成膜过程中的成核位点，进而实现大尺寸、高质量钙钛矿薄膜的制备。同时，借助界面层在弯折过程中的应力吸收和释放，优化器件整体的机械稳定性。

如何衡量实际效果？陈义旺表示，以往判断有无效果往往借助肉眼，比如对基于疏水黏性界面层柔性器件耐弯折性能提高的力学解释，通过弯折多次后的形貌表征来说明耐弯折性能的优化。“这种解释角度过于笼统和模糊，只是单纯的看图说话，不具备显著的借鉴意义。”陈义旺说。

他认为，在机械稳定性大幅度优化的背景下，对效果进行合理的解释非常有必要。为此，研究人员翻阅了大量文献，并向相关领域专家请教，最终总结出了一套基于杨氏模量的柔性钙钛矿器件力学失配系数计算体系。该方法结合有限元模拟，更深入地解释和说明了器件机械稳定性提高的根源。

“经历这样的研究过程，我最大的感悟就是科学研究要学会学科交叉。许多自己研究方向的关键科学问题往往能从其他领域的研究结果中获得灵感和帮助，这个过程可能会很枯燥和乏味，但获得的研究成果一般都会很有趣并具备显著的科学意义。”陈义旺说。

志在可穿戴

谈及该研究的创新之处，胡笑添总结了三个词——更大、更高、更耐弯，即实现了钙钛矿器件的大面积印刷制备，刷新了柔性器件的功率转换效率，柔性器件在极限弯折半径下可循环弯折 7000 次。

值得一提的是，该钙钛矿电池经过 7000 次极限弯折半径循环处理后，仍能保持 85% 以上的初始效率。目前，在器件功率转换效率上，研究成果得到了相关认证机构的认证。

“我们的终极目标是实现柔性可穿戴太阳能电池的大面积印刷制备和实际应用。”胡笑添说。

柔性钙钛矿器件究竟如何影响人类生活？陈义旺描绘出一幅应用图景，借助柔性钙钛矿电池，手机、手表等常见的小功率器件，可以实现使用过程中的随时储电功能；同时，基于钙钛矿器件质轻的特点，可以研制与皮肤或衣物贴合的可穿戴移动电源，避免各种移动设备电量不足引起的麻烦和尴尬……

陈义旺表示，与刚性且较为沉重的晶硅太阳能电池不同，柔性钙钛矿器件可以在不影响人体正常活动的情况下，给人们的生活带来便利。

研究并未结束。胡笑添表示，研究团队将继续研究和开发新型柔性器件结构，并通过更深入的探索和挖掘，掌握柔性器件的大面积、高效率印刷工艺，制备尺寸更大、效率更高、稳定性更好的柔性钙钛矿器件。同时，考虑到实际使用过程中的皮肤亲和性，也会针对柔性器件的耐拉伸、耐扭转性能进行一些研究和尝试。

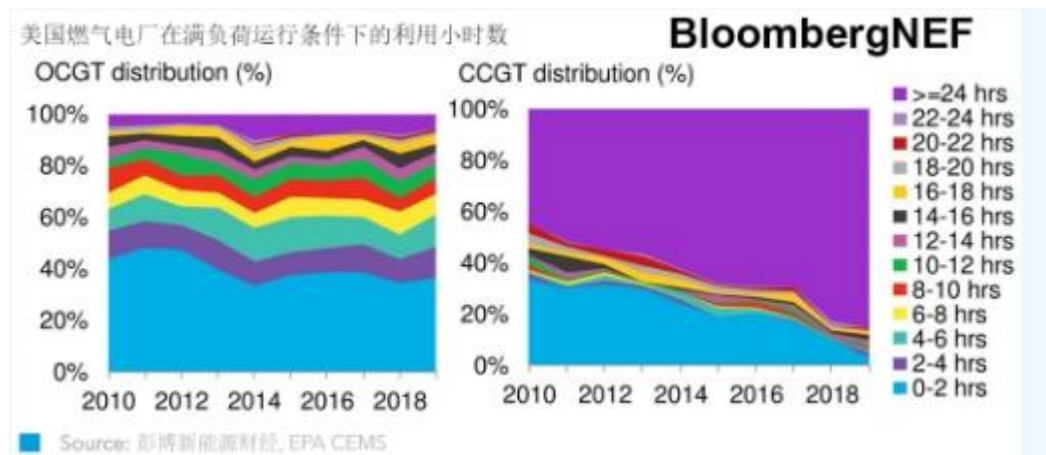
相关论文信息：<https://doi.org/10.1038/s41467-020-16831-3>

卜叶 中国科学报 2020-07-15



## 美国“光伏+储能”项目如何与燃气电站相匹敌？

全美各地公用事业部署的“光伏+储能”资产数量和规模均有提高。天然气是美国最常见的发电能源，而应用广泛的光储项目和其他可再生能源项目会对燃气发电的主导地位构成威胁，削弱许多待建燃气项目的商业合理性，并颠覆其他类型电厂的出力特性和经济性。



### 比较方法

光伏+储能项目与燃气电厂的出力特性不同，但两者提供的服务是类似的，价值是共通的。因此，在确定执行相同规模的任务时，我们比较这些电厂的平准化度电成本(LCOE)。

光伏+储能已成为美国许多新建燃气调峰电站的一种经济高效的替代选择，其建设周期短，且可以更好地满足公用事业的需求。在加州、德州和西南电力市场，光储项目前景最为广阔。

然而，光伏+储能目前还无法作为以高利用率运行的联合循环燃气轮机(CCGT)电厂的经济替代选择。机组长时间高负荷运行的情况虽不多见，只有规模极大的光伏+储能项目，才能达到与连续多个小时运行的 CCGT 相当的出力水平。

如果光伏+储能项目的输出功率达到 CCGT 的 90%，前者能以有竞争力的价格取代加州电力市场中利用率高达 50% 的新建 CCGT。在其他地区，光储项目利用率无需超过 20%，其经济性就能胜过新建 CCGT。随着独立或配套储能的可再生能源资产改变燃气电厂出力特性，其市场应用空间也逐渐打开。

### 展望

过去十年，美国新增燃气发电装机规模空前；未来十年，对新建燃气电厂的进一步投资会愈加复杂。清洁能源资产组合将完全取代某些市场中的部分 CCGT。燃气装机规模增长的同时，独立或配套储能的可再生能源资产会降低燃气电厂的利用小时数，导致燃气发电经济性降低。长期看来，燃气电厂将成为更有季节性、利用率较低的资产，并面临着利用率过低甚至搁置的风险。

### 一组数据

410MW

2020 年能替代加州电力市场中利用率 30% 的 100MW CCGT 的光储项目所需的光伏电站规模，所需储能规模为 0.3GW/1.2GWh

260GW

2019 年利用率低于 20% 的 CCGT 累计装机规模

80%

2019 年利用率低于 15% 的美国燃气调峰电站占比

彭博新能源财经 2020-07-07

## 西藏首座多碟共焦塔式聚光集热器建成投运

6月21日，由国网安徽省电力有限公司援藏工作人员全程帮扶的西藏自治区首座多碟共焦塔式聚光集热器在山南市扎囊县建成。该项目两个多碟共焦塔式聚光集热器由830片微曲面六边形碟式反射镜片组成，通过电力双轴驱动装置及追踪控制系统将反射的太阳光实时聚焦到集热装置——吸热腔底部，最高可产生1600℃高温。通过集热支架内置的保温循环管道，将集热装置收集的太阳能热能传输储存于储能水箱内，供用户用热使用。

中国能源报 2020-07-01

## 配置储能12兆瓦时！山东省首个大型光储电站投运

近日，烟台市首座220千伏土山盛阳光伏变电站正式投入运行。该电站坐落于烟台市莱州土山镇境内，占地面积约3000余亩，项目地水塘开阔，光资源丰富且无遮挡，具有巨大的开发潜力。

光伏电站总装机规模120兆瓦，通过29个光伏逆变单元逆变升压，再通过4条35千伏集电线路接入35千伏母线，并通过220千伏盛里线并网至220千伏岳里变电站。

据悉，土山盛阳光伏电站投运后，每年可提供约1.61亿千万时的发电量，与火电厂相比，每年可节约标准煤约5万吨，减少二氧化碳排放量约32.3吨，降低大量炉渣、废气的排放，对改善大气环境、保护自然生态、充分利用资源起到了良好的引领和示范作用。光伏电站配有12兆瓦时储能单元，为光伏发电的可持续运转奠定基础，是全省首家配备储能单元的光伏电站。

目前烟台有福山回里华电、招远节能等6座光伏电站并网投运，土山盛阳光伏电站投运后，光伏发电单元总装机容量翻了一倍，达到239兆瓦，大大缓解烟台地区负荷高峰期间的供电紧张局面，储能的配备丰富了电网调峰手段，也进一步推动了清洁能源发展。

大众日报 2020-07-02

## 隆基 PERC 电池量产效率突破 23%，助力 Hi-MO 5 组件持续领航

近日，隆基宁夏电池基地单片区 P 型 PERC 高效双面电池量产平均效率达到 23.05%，是业内 PERC 双面电池大规模量产效率首次突破 23% 瓶颈，再一次刷新了 PERC 电池大规模量产效率纪录。

此次电池量产效率的突破，打破了之前行业对量产 PERC 效率极限的预期，将进一步提升隆基 Hi-MO 系列组件的市场竞争力。PERC 效率突破 23% 表明 PERC 技术还有进一步挖掘的潜力，未来做到 23.5% 或 24% 也是可以期待的。PERC 技术的进步大大延长了 P 型 PERC 产品的生命周期，为巩固 PERC 技术的市场主导地位 and 进一步降低度电成本起到了积极的作用。

隆基电池技术团队通过高效钝化工艺、多主栅技术的科学应用，进一步降低了 PERC 光学损失和复合损失。在实现了量产 PERC 效率突破 23% 的同时，产能不受影响，物料消耗及成本均无增加，电池良品率甚至还有小幅提升。获得高效率同时实现了低成本的大规模制造，进一步提升了隆基在电池制造环节的竞争力。

近日，隆基发布了基于 M10 单晶硅片的 Hi-MO 5 超高功率组件，受到行业的关注。隆基 PERC 组件的优异发电能力也被 T?V 莱茵“质胜中国”单、双面组件户外发电量优胜奖所印证（测试周期 2018.1~2019.8）。接下来，随着效率突破 23% 的 PERC 电池全面量产，将使 72 型 Hi-MO 5 组件功率档位稳站 540W，成为超大型公共事业型电站的首选产品。

隆基乐叶高级副总裁余海峰表示：“隆基坚持技术创新，推动光伏产业化进程。一直以来，隆基坚信，创新的价值在于应用，唯有量产技术领先，才是看得见的价值。隆基也期待，以领先的量产技术，为全球客户创造超高价值的产品与服务。”

中国能源网 2020-07-07

## 首座商业化熔盐线性菲涅尔式光热电站投运

本报讯日前，中国电建所属山东电建一公司承建的世界首个商业化熔盐线性菲涅尔式光热发电项目——敦煌大成 50 兆瓦熔盐线性菲涅尔式光热电站正式投入商业运行。

敦煌大成光热发电项目是国家首批 20 个光热发电示范项目之一，建成后将成为世界首例商业投运的线性菲涅尔式光热项目。敦煌光热在 2019 年 3 月全面展开施工，短短 9 个月时间内完成了动力区的全部建筑、安装及调试工作，相比国内同批次光热项目平均建设 2 年并网发电的建设现状，开创了光热建设新速度。敦煌光热项目于 2020 年 6 月初开始再次进行热态进盐调试；6 月 18 日太阳能集热场系统整体并网发电投运；自项目带盐调试到系统整体投运发电用时仅仅 18 天，再次刷新了光热行业纪录。

敦煌大成聚光热电有限公司敦煌一期 50 兆瓦熔盐线性菲涅尔式光热发电项目位于敦煌市七里镇光电产业园区内，项目占地 4779 亩，总投资 16.88 亿元，总投资方为兰州大成科技股份有限公司，融资方为中国电建所属电建租赁公司。该项目配置 15 小时熔盐储热系统，年设计发电量 2.14 亿千瓦时，年利用小时数 4283 小时，正常天气可实现 24 小时连续发电。该项目按设计指标建成后，可将间歇式太阳能变成连续输出的基础能源，是能源生产过程的一次革命，也将助推甘肃光热发电技术的大规模商业化应用。

郭彦斌 中国能源报 2020-07-01

## 海洋能、水能

### 我国首台 500 千瓦波浪能发电装置交付

新华社电 自然资源部支持的“南海兆瓦级波浪能示范工程建设”项目首台 500 千瓦鹰式波浪能发电装置“舟山号”6 月 30 日正式交付中国科学院广州能源研究所。

“舟山号”由中科院广州能源所研发设计，招商局重工（深圳）有限公司建造，是我国目前单台装机功率最大的波浪能发电装置。当天，招商局重工（深圳）有限公司与中科院广州能源所海洋能研究室签订交付确认书。

据介绍，为解决海洋开发供电难题，培育海洋战略性新兴产业，自然资源部设立海洋可再生能源项目“南海兆瓦级波浪能示范工程建设”，在珠海市大万山岛开展兆瓦级波浪能示范场的建设。本次交付的 500 千瓦波浪能发电装置是该波浪能场的首台进场装置，拥有中、美、英、澳四国发明专利，设计图纸获法国船级社认证。

中科院广州能源所相关负责人表示，后续将联合中国南方电网有限责任公司、招商局工业集团有限公司等相关单位，开展波浪能发电技术的工程化、实用化和规模化研发工作，积累波浪能装备并网运维经验。

荆淮侨 马晓澄 中国能源报 2020-07-06

### 新能源高比例发展激活抽水蓄能应用

抽水蓄能电站作为新能源供给体系的重要组成部分，尤其在高比例可再生能源的电力系统中，其平抑风光电波动性、反调峰特性的优势愈发凸显。

“当前，以风电和光伏为代表的可再生能源高比例持续发展，为抽水蓄能发挥调峰调频价值带来巨大空间。”在日前举办的“2020 新能源+抽水蓄能高质量国际合作视频研讨会”上，中国新能源海外发展联盟副理事长兼秘书长张世国表示，抽水蓄能是迄今为止部署最多的储能方式，也是目前最具

规模性和经济性的电能贮存形式，是解决电网调峰调频及事故备用的最成熟工具。

与会专家预测，2020年底我国抽水蓄能运行容量将达到4000万千瓦，这将为清洁能源消纳、保障系统安全稳定运行发挥极大的促进作用。

#### 新能源规模化并网凸显抽蓄价值

“21世纪初以来，随着新能源的快速发展，抽水蓄能电站因其灵活调节特性成为了保障风电、太阳能等新能源发电的重要手段，抽水蓄能电站的规划建设又一次进入各国决策者视野。”国网新源控股有限公司科技环保处处长、高级经济师衣传宝表示，抽水蓄能电站作为新能源供给体系的重要组成部分，尤其在高比例可再生能源的电力系统中，其平抑风光电波动性、反调峰特性的优势愈发凸显。

衣传宝认为，抽水蓄能电站作为一个中间存储系统，通常被用作电力辅助服务，以维持电网的稳定性。在新能源发电日益增多的当下，抽水蓄能的意义愈发重大。一是解决电力系统日益突出的调峰问题；二是发挥调压调相作用，保证电网电压稳定；三是发挥事故备用作用；此外，抽水蓄能电站还具有黑启动、系统特殊负荷等功能。

“抽水蓄能电站是目前最具经济性的大规模储能设施，是运行灵活、反应快速的特殊电源，做好抽水蓄能电站建设管理和运行调度有利于电力系统安全稳定运行，有利于更好地利用清洁能源，有利于提升电力系统综合效益，促进弃水弃风弃光问题的有效缓解。”衣传宝说。

#### 我国抽水蓄能占比仍然较低

“针对新能源大规模快速发展出现的消纳问题，‘新能源+储能’成为重要的解决方案。抽水蓄能是目前应用最成熟、规模最大且较为经济的储能技术。”西安西电开关电气有限公司副总经理白世军表示，基于国家电力体制历史沿革，着眼于能源产业全局和长远发展趋势，目前由电网企业承担抽水蓄能开发的主要任务。抽水蓄能当前的开发格局促进了抽水蓄能的健康有序发展，防止了无序开发。

按照我国“十三五”能源发展规划，“十三五”期间新开工抽水蓄能6000万千瓦，到2025年达到9000万千瓦左右。

据白世军介绍，目前，全国运行抽水蓄能电站31座、2999万千瓦，在建抽蓄装机4545万千瓦。考虑在建抽水蓄能电站投产进度，预计2025年抽水蓄能装机规模约6500万-7000万千瓦。

“现阶段，我国抽蓄电站装机比例与发达国家相比存在较大差距，日本在役抽蓄装机占总电源装机的比重最高，达到8.5%，其次为意大利、西班牙、德国、法国，比重为3.5%-6.6%之间。我国在新能源装机快速发展的情况下，2018年底抽蓄电站装机占比仅为1.6%。业内普遍认为我国抽水蓄能的合理比例应保持在电力总装机容量10%以上。”白世军强调。

#### 建立多元化市场化投资机制

据介绍，抽水蓄能电站具有建设周期长、投资规模大、工程难度高的突出特点，属于资本密集型的大型基础设施工程投资项目，每千瓦成本约7000元。

“通常自项目核准开工起至全部机组投产，需7-8年左右时间。当前120万千瓦抽水蓄能电站投资规模约在70亿元左右，工程建设涉及大量高难度大规模地下洞室工程施工和大容量复杂发电装备制造安装。”据白世军介绍，此举可直接或间接拉动设计咨询、工程施工、工程机械、建筑材料、设备制造、工程劳务等多个上下游产业。同时，可显著拉动地方GDP增长，增加地方税收，活跃地方消费市场。

针对抽水蓄能电站的投资与盈利模式，白世军坦言，过去，由于抽蓄电站主要服务于电网安全稳定运行，由电网企业负责开发，抽蓄电站的盈利与整个电网运营利润进行捆绑式计算，因此其他企业建设抽蓄电站的积极性并不高。现在，抽蓄电站以电网经营企业独资或控股投资建设为主，逐步建立引入社会资本多元化市场化投资体制机制。“在具备条件的地区，鼓励采用招标、市场竞价等方式确定抽蓄电站项目业主，未来一段时期必将更积极有序推进抽蓄电站投资和市场开放，吸引更多社会资本和各类市场主体参与能源互联网建设和价值挖掘。”

本报记者 路郑 中国能源报 2020-07-13

## 风能

### 中国造亚太单机容量最大海上风电机组并网发电

7月12日21时25分，由东方电气集团和中国三峡集团联合开发的我国首台10MW海上风电机组在福建兴化湾二期海上风电场成功并网发电，这是目前我国自主研发并投入运行的单机容量亚太地区最大、全球第二大的海上风电机组，刷新了我国海上风电机组单机容量新纪录。它的成功并网标志着我国已完全具备10MW级大容量海上风电机组自主研发、制造、安装能力，实现历史性跨越，跻身世界第一方阵，是实现海上重大装备国产化，打造海上风电大国重器的重要成果。

该10MW风电机组是具有完全自主知识产权的最新一代大容量海上风电机组，采用水平轴、三叶片、上风向、变速变桨双驱调节、中压电气系统、外转子永磁同步发电机、全功率变流的总体方案，针对福建、广东等海域I类风区设计，机组的环境适应性、设备可靠性、风能利用率得到极大提高，具备超强抗台风能力。

机组轮毂中心高度距海平面约115米，近40层居民楼的高度，叶轮直径185米，相当于3台波音747并排的宽度，风轮扫风面积相当于3.7个标准化足球场。在年平均10米/秒的风速条件下，单台机组每年可以输送出4000万度清洁电能，可满足20000个三口之家1年的家庭正常用电，可以减少燃煤消耗13000吨，二氧化碳排放35000吨。

东方电气集团致力于打造大国重器，引领海上风电发展。依托60余年发电设备研制技术积淀，充分发挥在风力发电机组整机设计，发电机、叶片、电控系统等10余年自主研发的技术优势，一举攻破多项大型海上风电技术瓶颈，首创变桨双驱方案，填补了我国自主品牌双驱电动变桨系统的空白，成功突破了万千瓦级海上风力发电机轴系、密封结构、电磁绝缘、通风冷却等关键核心技术，实现技术跨越。10MW机组的研发、生产和投入使用，可大幅降低基础、征海、安装、海缆及后期运维成本，促进海上风电度电成本降低，也有利于减少风电场用海面积，提高海洋利用率，促进海上风电高质量发展。

该机组在兴化湾二期项目通过试验验证后将进行批量化生产，并逐步在福建百万千瓦级风电场以及国内外更大范围的海上风电场中推广应用，以助推国家能源变革，发展先进制造业，振兴实体经济，实现绿色发展，为提升我国海上风电研发水平、推进新能源发展作出新的更大贡献。

东方电气集团 2020-07-13

### 亚太单机容量最大海上风机在三峡福清兴化湾风电场成功并网发电

7月12日21时25分，国内首台10兆瓦海上风电机组在三峡集团福建福清兴化湾二期海上风电场成功并网发电。这是目前我国自主研发的单机容量亚太地区最大、全球第二大的海上风电机组，刷新了我国海上风电单机容量新纪录。

它的并网发电

标志着我国具备10兆瓦大容量海上风机自主设计、研发、制造、安装、调试、运行能力。

标志着我国风电开发能力实现历史性跨越，跻身世界第一方阵，是实现海上重大装备国产化，打造海上风电大国重器的重要成果。

集中连片规模化开发海上风电，引领海上风电发展是党中央、国务院赋予三峡集团的重要使命。

作为全球最大的水电开发运营企业和我国最大的清洁能源集团，2015年，三峡集团与福建省签署战略合作协议，在福建省委省政府的大力支持下，将海上风电资源禀赋优异的福建作为集中连片规模开发海上风电的重点实践区域。“三峡集团把福建作为海上风电装备制造实现产业化、大型化、高端化的集中突破区域，组织各方积极探索自主创新、协同创新模式，推动海上风电装备制造全产

业链布局，力争把海上风电技术及其关联产业培育成带动我国清洁能源转型升级的新增长点。”中国三峡集团党组副书记、总经理王琳表示。

为推动海上风电产业落地，三峡集团与福建省福州市政府合作建设国内首个海上风电国际产业园。

五年来，福建省各级政府、部门陆续出台鼓励海上风电产业发展的优惠政策。福建省发改委出台文件，明确通过统筹海上风电资源开发利用推进海上风电装备制造产业发展。福州市政府也出台支持海上风电装备产业园加快发展的具体措施。相关部门也纷纷通过人才引进、技术改造、投资奖励、市场开拓、基础设施配套、首台套政策等方面予以大力扶持，有利促进了福建省海上风电装备产业培育、壮大。同时，三峡集团也充分发挥资金、技术、品牌、人才优势，不断深化与国内外一流风机设备制造企业合作，加快推进福建海上风电全产业链一体化发展，致力于建设世界一流海上风电场和一流海上风电产业园。“此次 10 兆瓦大容量机组并网发电是政企、企企、企校等资源整合、良性互动、深化合作的重要体现，是推动实现海上重大装备国产化、打造海上风电大国重器的重要成果，是实现由中国制造向中国创造的关键一步。”三峡新能源负责人说。

研制与推广使用具有世界先进水平的大功率清洁高效风电机组，是三峡集团贯彻落实习近平总书记“真正的大国重器一定要掌握在自己手里”“坚持新发展理念，勇攀科技新高峰，努力打造精品工程，更好造福人民”等一系列重要讲话指示批示的实际举措。“三峡集团坚决贯彻落实习近平总书记 6.29 对金沙江乌东德水电站首批机组投产发电重要指示要求，将推进科技创新作为企业必须承担的政治责任，加快构建有利于自主创新的体制机制，瞄准重点领域开展关键技术攻关，在海上风电开发中，实施‘海上风电引领者’战略，通过技术创新、产业创新，加快推进大容量海上风电机组研发应用，努力把中国海上风电做大做强做优。”中国三峡集团党组书记、董事长雷鸣山表示。

本次并网的 10 兆瓦机组是具有完全自主知识产权最新一代大容量海上风电机组，由三峡集团与东方电气集团联合研发，在福建三峡海上风电国际产业园下线。该型机组针对福建、广东等海域 I 类风区设计，机组环境适应性、设备可靠性、风能利用率得到极大提高，具备超强抗台风能力。

机组轮毂中心高度距海平面约 115 米，相当于 40 层居民楼的高度，风机叶轮直径 185 米，相当于 3 台波音 747 并排的宽度，风轮扫风面积相当于 3.7 个标准足球场。

在年平均 10 米/秒的风速条件下，单台机组每年可以输送出 4000 万度清洁电能，可以减少燃煤消耗 12800 吨，二氧化碳排放 33500 吨，可满足 20000 个三口之家家庭正常用电需求。

该机组的推广使用可大幅降低基础、征海、安装、海缆及后期运维成本，促进海上风电度电成本降低，也有利于减少风电场用海面积，提高海洋利用率，促进海上风电高质量发展。

该机组在兴化湾二期项目通过试运行后将进行批量化生产，并逐步在福建百万千瓦级风电场以及国内外更大范围的海上风电场中推广应用，助力三峡集团开展 12 兆瓦以上大容量海上风电机组联合研制工作，以实际行动参与到国家能源变革，发展先进制造业，振兴实体经济，实现绿色发展，为提升我国海上风电研发创新水平、推进新能源高质量发展作出新的更大贡献！

中国能源网 2020-07-13

## 安徽首个“风电+储能”项目并网发电

本报讯 6 月 26 日获悉，作为安徽省首个风电+储能项目，华润濉溪孙疃 50 兆瓦风电场工程日前成功并网发电。据介绍，该项目可以大量减少有毒有害气体排放，最大限度减轻环境污染。

该项目位于淮北市濉溪县孙疃镇和四铺镇境内，风电场装机容量为 50 兆瓦，并配套建设 10 兆瓦/10 兆瓦时电化学储能系统。作为设计方，中国能建安徽院设计人员介绍说，项目计划建成后年上网电量 12080.15 万度，每年可节约标准煤 3.92 万吨，同时可大量减少二氧化碳、二氧化硫、氮氧化物和烟尘等有毒有害气体排放，最大限度减轻环境污染。

近年来，安徽省新能源发电快速发展，能源结构逐步优化，但电网局部时段消纳问题开始凸显。

为解决电网消纳问题，安徽省率先在全国开展“风电+储能”建设模式。该工程为安徽省首个风电+储能项目，将为未来新能源发展提供重要参考样板。

黄建波 中国能源报 2020-07-01

## 中英合力共促海上风电降本

中英两国拥有不同的海上风电以及海洋知识体系，中英两国专家应互学互鉴，共同研发浮式海上风电等前瞻性技术，共同促进海上风电在全球范围内进一步降本。

日前，在由英国驻华大使馆、苏格兰国际发展局以及英中贸易协会等机构共同举办的“英中海上风电线上研讨会”上，多位英国海上风电专业人士指出，从欧洲海上风电度电成本下降的路径来看，中国实现海上风电平价，大兆瓦机组技术应用以及海上风电安装效率提升将是关键因素。

英国降本经验可借鉴

据苏格兰深海风电产业协会项目总监 Paul O'Brien 介绍，英国多年来采取差价合约机制（CFD）的方式拍卖海上风电项目，去年最新中标的海上项目，成本已低于 40 英镑/兆瓦时，也低于英国销售电价，这意味着英国海上风电已经达到了无补贴的水平。

Paul O'Brien 在会上表示：“从英国海上风电现状来看，在 2021 年 3 月举行的下一轮海上风电拍卖活动中，海上风电中标价格很可能进一步下降，不仅实现了‘零补贴’，开发企业甚至能够为政府带来效益。”

目前，已有多家中国企业进入了苏格兰海上风电市场，中英之间的海上风电合作日益紧密。英国海上风电的降本实践也对中国海上风电发展具有重要的参考价值。

对于中国海上风电的降本路径，Paul O'Brien 提出建议称，大兆瓦机组的使用以及海上风电安装效率的提升是欧洲海上风电降本的有效促进因素，中国如果要在未来几年内实现海上风电平价，这两个方面将尤为重要。“对于度电成本而言，应用大兆瓦机组将能有效降低海缆、零部件等配套设施的成本。此外，英国通过改造海上施工平台，安装效率实现提升，因此，整体安装成本也出现了显著下降。”

深远海是未来发展趋势

多位与会专家指出，全球海上风电领域仍在往深海、远海发展，在固定式海上风电实现平价之际，浮式海上风电则将成为下一片“蓝海”。

Paul O'Brien 指出，英国目前拥有全球最大的两座浮式海上风电场，也是全球实践最早的两个浮式风电场——30 兆瓦的苏格兰 Hywind 项目和 50 兆瓦的 Kincardine 项目。数据显示，Hywind 项目至今则已运行两年多，产能率达 56%。“从英国目前对浮式海上风电项目获得的经验来看，深海、远海风资源明显更好。但浮式风电仍是一项需要政府补贴的技术，英国也正在研究将降低浮式风电成本的路径。”据介绍，英国政府正在对 CFD 机制做出修正，预计将对浮式海上风电单独定价，从而避免浮式风电与固定式风电的直接竞争。

记者了解到，在欧洲提出 2050 年实现“净零排放”目标的背景下，可再生能源制氢技术受到广泛关注。分析认为，届时“绿色氢气”需求将达到每年 330-350 太瓦时的规模，而用于生产氢气所需的海上风电专用装机容量将达到 70-75 吉瓦，这将进一步推动海上风电开发向深远海进军，也将激发对浮式海上风电的市场需求。

Paul O'Brien 表示，随着浮式海上风电规模效应显现，到 2027 年，英国浮式海上风电成本度电成本有望从 200 英镑/兆瓦时降至 85 英镑/兆瓦时，根据预测，到 2031 年，浮式海上风电装机将达到 6GW，届时，浮式风电的成本将会实现与固定式海上风电持平。

中英合作推动“知识转移”

对于全球海上风电的未来，英国国家水下研究中心总监 Tony Laing 认为，英国乃至欧洲对于海洋经济的探索已有多年经验，不论是海上风电还是“绿色氢气”，都能够成为“蓝色经济”涉及的领域，



目前降本各个领域共同的目标，如果能够建立有效的“知识转移体系”，将能够更好地发挥知识价值，推动海上风电以及其他低碳技术降本。

“英国海上风电开发就借鉴了英国北海区域海上油气行业经验，对于海上浮式风电，目前英国正大量研究包括半潜式和钢结构等下部结构。”TonyLaing 表示，“中英两国拥有不同的海上风电以及海洋知识体系，中英两国专家应增加交流，互相促进，共同研发浮式海上风电技术。”

苏格兰国际发展局驻华代表、亚太区能源行业总监刘忠祐也在会上表示，中英两国在能源领域一直保持合作，海上风电、海上油气、核能等领域两国能源企业合作都较为紧密，目前两国在能源转型的道路上都面临着共同的挑战，包括技术研发、成本控制和资金投入等。未来，希望双方能够加强合作，两国供应商以及承包商能够建立起互惠互利的合作关系。

李丽旻 中国能源报 2020-07-01

## 德国可再生能源电力份额激增至 56% 风电占比 30.6%!

据外媒报道，近期受 Covid-19 疫情影响，德国的可再生能源电力份额激增至 56%，其中风电以 30.6% 的份额成为该欧洲最大经济体电力来源，光伏发电则达到 11.7%。

根据弗劳恩霍夫太阳能系统研究所(Fraunhofer Institute for Solar energy Systems ISE)的数据，在 2020 年上半年，由于 Covid-19 疫情而导致工业活动减少，加上天气条件良好，德国全国对能源的需求有所下降，这使得可再生能源在德国发电中的份额飙升至 55.8%。

相比之下，去年同期可再生能源在德国的发电总量中所占比重为 47%。

据了解，陆上和海上风力发电现在是德国最大的能源电力来源，在 2020 年上半年占到 75.05TWh，占全国发电量的 30.6%，较去年同期增长了 11.7%，由于冬季暴风雪频发，2 月份风电在净发电量中所占的比例甚至升至 45%；受益于 4-6 月的晴好天气，太阳能在德国可再生能源中排名第二，发电量比一年前增加了 11.2%，并在 2020 年上半年达到德国净发电量的 11.4%；其次是生物质发电，占德国发电量的 9.7%，以及水力发电，占 4%。

在此期间，除天然气外，德国所有不可再生能源均出现下降。该国煤电占净发电量的 19% 左右，核能占 12.3%，天然气的市场份额达到了 11.5%。

据悉，德国全社会用电量从 1 月份的 47.9TWh 下降到 6 月份的 36.0TWh，预计全年总用电量为 234.2TWh，这个数字与 2019 年上半年的 245.7 太瓦时相比，将存在显著下降。

北极星电力网 2020-07-07

## 德国打造海上风电专用电网

本报讯 日前，德国输电系统运营商 Amprion 公司对外发布“欧洲海上风电母线计划”(Eurobar)。这一计划将通过搭建海上风电的专用电网系统降低海上风电的并网成本，从而进一步帮助德国乃至整个欧洲国家应对气候变化，实现既定温控目标。

今年 6 月初，德国政府便通过一项关于促进海上风电发展的方案，提出在未来 20 年将国内海上风电的装机容量从 7.5 吉瓦提高到 40 吉瓦。同时，法案还将 2030 年的发展目标从 15 吉瓦提高到 20 吉瓦。德国经济部长 Peter Altmaier 表示，未来 10 年，新的发展目标将让可再生能源电力消费达到德国电力总消耗的 65%。

放眼整个欧洲，Amprion 公司首席执行官 Hans-Juergen Brick 指出，Eurobar 计划一旦成功实施，到 2050 年，德国、比利时、英国、丹麦、法国、挪威和荷兰等欧洲国家的海上风电开发潜力将达到 200 吉瓦。“这一体量已经相当于大约 200 座核电站，所以海上风电的发展必将成为欧盟各国实现能源绿色化、无碳化的关键。”

Amprion 公司指出，与陆上风电相比，海上风电可以提供更强大的电力支持。而且，随着德国不

断削减煤炭和核能的应用，可再生能源在应对以后变化中的作用和地位愈加凸显出来。Eurobar 计划的推出也正是为了面向未来海上风电的庞大市场。

据悉，Eurobar 计划从单个国家着手逐步扩展至北海邻国。Hans-JuergenBrick 提出，欧洲各国如果计划在北海新建海上风电项目，就应该从目前的规划阶段起，开始着眼项目的电网接入问题。“各国可以先建立自己的海上风电专用电网，然后将各国的‘海上电网’连接起来，形成覆盖整个北海的海上风电的专用电网。”

Amprion 公司首席技术官 KlausKleinekorte 表示，对陆上项目而言，多年来的实践已经充分体现了电网系统相互连通带来的优势。“Eurobar 计划就是希望将这一优势无缝延伸，从陆地扩展到海上。而且这种‘延伸’和‘扩展’的思路不仅仅适用于海上风电，对于诸如天然气发电等领域也可以推广应用。”

对于 Eurobar 计划的具体实施，Hans-JuergenBrick 指出，技术标准的制定是现阶段的当务之急。“因为这其中还涉及和一些陆上电网系统的连接，几乎每一条线路的建设周期都要在 10 年左右。”

Amprion 首席财务官 Peter R uth 也指出，Eurobar 计划的初始思路便是“模块化”的。“初衷是将各个参与其中的国家或运营商定义为合作伙伴，大家自主推进实施。所以，在最后的联网过程中统一的技术标准就显得尤为重要。我们也将与有参与意向的合作伙伴一道研究相应的技术规范，力争在整个欧洲范围内实现技术标准的统一。”

姚金楠 中国能源报 2020-07-06

## 挪国油将对韩国海上浮式风电项目进行评估

中国石化新闻网讯 据韩国时报 7 月 6 日报道，韩国计划到 2030 年将海上风电装机容量提高到 12 吉瓦。为了满足这一日益增长的需求，挪国油 Equinor 正计划开发海上浮式风电项目“Firefly”。

在接下来的一年里，将进行风能资源可行性研究。RPS 负责交付两个漂浮式激光雷达，以收集数据，来决定未来的投资决策。上周末，它们从蔚山部署到了东海，这是该项目的一个重要里程碑。

RPS 能源部总经理 Murray Burling 评论道：“为了确保海上风电场的商业可行性，需要可靠的资源数据来支持项目可行性评估。开发一种通最大限度地提高数据的准确性和可靠性的设计，同时使信息收集过程更容易、更安全、更划算，这是我们的首要关注点。”

挪国油韩国总经理兼国家办事处经理 Jacques-Etienne Michel 表示：“我们很高兴看到漂浮式激光雷达被部署。这项可行性研究收集的数据对于确定亚洲首个海上浮式风电场的未来发展方向非常重要。为了实现这一目标，我们期待与所有伙伴合作，因为我们看到了韩国开发海上风能的强大潜力。”

明年，浮标将停泊在蔚山离岸约 80 公里处，收集风力和海浪数据，以确定资源的可行性。数据将每 10 分钟通过卫星通信传送一次。

中国石化新闻网 2020-07-12

## 我国海上风电进入 10 兆瓦时代

据三峡集团最新消息，12 日 21 时 25 分，国内首台 10 兆瓦海上风电机组在三峡集团福建福清兴化湾二期海上风电场成功并网发电。这是目前单机容量亚太地区最大、全球第二大的海上风电机组，自此，我国海上风电步入更大能量密度的 10 兆瓦风机时代。

三峡集团介绍，本次并网发电的 10 兆瓦机组是具有完全自主知识产权的最新一代大容量海上风电机组，由三峡集团与东方电气集团联合研发，2019 年 9 月 25 日在福建三峡海上风电国际产业园下线。该型机组针对福建、广东等海域 I 类风区设计，机组环境适应性、设备可靠性、风能利用率得到极大提高，具备超强抗台风能力。机组轮毂中心高度距海平面约 115 米，相当于 40 层楼高度；风机叶轮直径 185 米，相当于 3 台波音 747 并排宽度；风轮扫风面积相当于 3.7 个标准足球场。在年平均

10 米/秒风速条件下，单台机组每年发电 4000 万千瓦时，可以减少燃煤消耗 12800 吨，减排二氧化碳 33500 吨，可满足 20000 个三口之家家庭正常用电需求。

三峡方面表示，由于海上风电建设和运营成本大大高于陆上风电，更大容量、更高能量密度的 10 兆瓦海上风电机组推广使用，可大幅降低基础、征海、安装、海缆及后期运维成本，促进海上风电度电成本降低，有效提高“平价上网”时代海上风电的市场竞争力；同时也有利于减少风电场用海面积，提高海洋利用率。

据悉，该机组在兴化湾二期项目通过试运行后将批量化生产，并逐步在福建百万千瓦级风电场以及国内外更大范围的海上风电场推广应用，助力三峡集团开展 12 兆瓦以上更大容量海上风电机组联合研制。

科技日报 2020-07-14

## 挪威调整陆上风电开发政策

据路透社消息，挪威政府目前正在调整陆上风电开发政策细则。根据挪威政府近日公布的最新提案，拟增加对陆上风电项目开发条件的具体规定，其中明确要求，项目地与原有建筑物之间的距离不得少于 800 米，同时对风机的最大高度也进行了限定。

挪威石油和能源部长蒂娜·布鲁公开表示：“未来，我们将促进风电产业以更加‘有限’和‘温和’的方式发展，而不是目前我们所看到的方式。”

据了解，蒂娜·布鲁所说的“目前的方式”，其实是指挪威陆上风电项目建设频繁引发民众和环保组织反对。

近年来，挪威陆上风电产业发展迅速，外来投资不断涌入该领域，先后在挪威境内开发了不少陆上风电项目，但其中部分项目遭到了当地居民的强烈反对。项目建设过程中，公众抗议活动不断，甚至有部分陆上风电项目因此而被迫停工。

去年 5 月，受民众抗议影响，选址于特隆赫姆附近的一处陆上风电项目暂停施工。据悉，特隆赫姆是挪威第三大城市，为观光胜地。上述项目拟建造在特隆赫姆附近海岸的小岛 Froeya 上，然而在开工后，当地民众便抗议项目破坏了山上植被、风貌受损，导致项目停工。

一些陆上风电项目工地还曾遭到极端抗议者的破坏。在此环境下，挪威陆上风电产业发展受到不小的影响，诸多项目推进缓慢，甚至停滞。2019 年，挪威政府甚至叫停了对新陆上风电项目开发的批准工作。

路透社指出，事实上，在补贴的推动下，近年来挪威风电发展迅猛。2017 年以来，挪威累计风电装机容量增加了一倍有余，截至目前，已达到 2662 兆瓦。原本业界预计，今年挪威风电装机规模有望再上一个台阶，但在目前这种不确定的情况下，风电产业发展势头或将受阻。

不过，蒂娜·布鲁强调：“细化政策并不意味着风电产业的结束。未来，风电将持续在我们的电力系统中发挥作用。”

实际上，挪威对风电等可再生能源的需求有限，产业也一直处于缓慢发展状态。据了解，挪威水电资源丰富，是目前挪威能源供应的主力军，在供电结构中的占比达 96% 左右，而风电的占比还不到 4%。

近 10 年来，为了促进风电等可再生能源产业的发展，挪威政府曾设立发展目标，但效果甚微。如今，再次收紧陆上风电项目开发政策，对产业发展影响不言而喻。但也有观点认为，在欧洲大力支持海上风电的背景下，挪威对陆上风电开发的限制将吸引投资商“入海”。

6 月中旬，挪威政府刚刚宣布开放两片新海域，用于开发风电项目，计划装机规模为 4.5 吉瓦。根据规划，项目选址于 UtsiraNord 海域和 SrligeNordsjII 海域，拟建设浮式海上风电项目，预计于 2021 年开放招标。当时，蒂娜·布鲁曾表示：“在开发风电项目的同时，我们一定会兼顾建设对环境的影响，并且考虑到该区域海上活动的进行。”

值得注意的是，此前，挪威政府还有意开放 Sandskallen-SryaNord 海域，但由于遭到该区域渔民的强烈反对，最终未能实施。

董梓童 中国能源报-中国能源网 2020-07-01

## 日法公司合作开发浮式风电

据《日本经济新闻》报道，由日本东京电力控股与中部电力合资的 JERA 公司近日宣布，将成立一家专营开发海上风力发电的新公司，与法国风险投资公司 IDEOL 和 ADEME 等开展合作，发展浮式风电技术，加速推进海上风电业务。

近期，IDEOL 公司已经和法国政府所属的 3 家投资公司就成立新公司签署了基本框架协议，而 JERA 公司与法国企业计划成立的新公司，将参与今年苏格兰和法国海上风电项目的竞标。

据了解，成立于 2019 年 4 月的 JERA 公司，成功继承了东京电力和中部电力两家公司的燃料业务以及国内外发电业务。为顺应全球“脱碳”潮流，该公司正在加强可再生能源业务。包括计划中的发电站，目前该公司的可再生能源发电能力约为 200 万千瓦，预计到 2025 财年将增加到 500 万千瓦。该公司表示，今后也将致力于“落地式”海上风电设施的开发，以实现其可再生能源业务计划。

王英斌 中国能源报-中国能源网 2020-07-01

## 深远海风电如何“乘风破浪”？

针对当前深远海风电所面临的技术难题，首先，要提升科研资金的利用效率，找到适合我国国情的技术模式；其次，要研发适合中国海域和气候特点的新机型；再次，深远海风机产品的核心零部件供应链和运维技术要跟上；最后，与之配套的柔直输电技术要达到国际水平。

日前，在青岛蓝谷召开的重点在谈项目调度会上，有关方面宣布，作为首个国家级深远海融合示范风电场项目，青岛深远海 200 万千瓦海上风电融合示范风场项目将于 2021 年开工建设。

水电水利规划设计总院副院长易跃春曾透露：“截至 2019 年底，各省规划内核准海上风电总容量约 3500 万千瓦，并网容量约 592.8 万千瓦。其中，江苏、广东核准规模逾千万千瓦，福建、浙江核准规模逾 300 万千瓦，后续新的近海场址资源有限。”

在近海资源日渐稀缺的背景下，深远海风电有望成为各路兵马拓展海上风电疆土的“必争之地”。饱和的近海，待开发的远海

资料显示，虽然我国海岸线绵长，可利用的海域面积宽广，海上风力资源丰富，但是，由于近年来海上风电的快速发展，以及能源转型压力下对清洁能源的需求加速，当前，开展前期工作与建设的近海资源趋近饱和。

数据显示，截至 2019 年底，我国海上风电累计吊装容量突破 700 万千瓦，海上风电场从 100MW 级单体开发往 1GW 级的规模化连片开发发展，风电场水深已经由 20 米往 40 米以上发展，风电场最远离岸距离已经超过 50 千米。

中国可再生能源学会风能专业委员会秘书长秦海岩指出，在新能源时代，海上风电市场是一个新的“蓝海”，产业潜力巨大，有望带动我国能源转型和能源革命的发展。在通过规模降成本阶段后，海上风电也将在向深海、远海发展。目前，沿海地方政府、开发商、整机制造商和海上装备制造企业等产业链上的各方，开始发力深远海风电资源，将其作为海上风电长期发展的重要支柱性领域。

上海勘测设计研究院有限公司深远海海上风电项目研究团队（以下简称“专家团队”）表示，我国海上风能资源丰富，5-25 米水深、50 米高度海上风电具备 2 亿千瓦的开发潜力，5-50 米水深 70 米高度具备 5 亿千瓦的开发潜力。另外，近岸潮间带、深远海也具备较为丰富的风能资源。“虽然，目前受到多重因素制约，建成的海上风电场绝大多数为近海风电场，但事实上，深远海风力大而稳定，场址资源受限因素少，未来，深远海风电将成为更广阔的发展领域，海上风电势必走向深远海。”

专家团队表示。

### 深远海风电面临重重挑战

在深远海海上风电领域，我国已陆续展开相关基础前瞻性研究，不少开发企业已经开始结合我国深远海风资源特点及水文地质条件，相继采取了实质性行动，为深远海做好了经验储备。

值得注意的是，欧洲的系统公共升压站和直流并网技术已经走向成熟，当前，我国在该技术领域仍处于起步阶段，可能会掣肘深远海海上风电的发展。

一位知名业内专家认为，首先，我国的深远海与国外不一样，日本、欧洲离海岸线不远，水深就可以达到上百米，可以尝试漂浮式等新型风机，但是，我国超过 90% 所谓的深远海水深都在 50 米内，属于远而不深；其次，深海风电，在抵抗风浪涌方面遇到的问题相当复杂，这需要进行新机型的设计及验证；最后，深远海目前遇到的最大难题是度电成本还做不到足够低，或者说还不知道中国的深远海电价到底会是多少，而伴随国家的海上风电补贴退出，业内普遍认为，如果没有国家强有力的支持，中国深远海海上风电很难发展起来。

“欧洲海上风电的项目前期开发和电力送出工程由电网统一进行，工作效率较高，资料准备充足，深海风电场开发时计算准确，而国内深海风电项目的前期开发工作需要委托不同的公司或单位，数据的可靠性和完整性差距很大，经常出现资料不全，资料整理不够系统，给设计工作带来较大困难。当前，形成规模化系统化的海域环境参数收集和评价体系，是深远海海上风电高效发展的关键。”专家团队表示。

### 结合资源特点打通技术瓶颈

根据国际可再生能源署（IRENA）的预测，从 2020 年开始，全球海上风电每年将新增 500 万千瓦，从 2030 年开始，全球海上风电每年将新增 2800 万千瓦，海上风电将完成从补充能源到替代能源的转变，其中，深远海风电的价值不容小觑。

针对当前深远海风电所面临的技术难题，上述知名业内专家表示，想要突破深远海的技术困境，首先，要提升科研资金的利用效率，找到适合我国国情的技术模式；其次，要研发适合中国海域和气候特点的新机型；再次，我国深远海风机产品的核心零部件供应链要跟上，运维也要跟上；最后，与之配套的柔直输电技术要达到国际水平。

专家团队根据我国海上风电的技术特点和海上风电走向深远海及规模化发展的趋势，对相关技术瓶颈进行分析提出，第一，应通过相关研究提出我国沿海不同海域风资源的精细化测量和高精度数值模拟的方法，形成一套不同海域风资源的精细化数据集，并建立一套适用于不同海域的气象灾害预报预警系统平台；第二，针对深海风电资源储备海域建立风能资源与海洋环境要素综合观测平台及数据库，并研发基于智能传感的深海风电机组风和海洋流场特性全面测量技术；第三，通过开展海工基础数据精确评估、风机基础设计规范深入研究、针对浅覆盖层和深远海的新型基础结构类型开发和一体化设计的手段应用突破海上风电基础低成本开发关键技术。

韩逸飞 中国能源报 2020-07-13

## 越南海上风电进展研究

2020 年 7 月 8 日，中国新能源海外发展联盟组织了越南海上风电进展研究，并提出了如下建议：

1、中国企业在越南海上风电项目开始起步，节点基本上从 2019 年 12 月开始，累计有中国电建 30MW 总包，中国港湾公司 171MW 海山风电施工项目，中国能建设计总院 75MW 总包项目。

2、中国公司在越南海上风电起步阶段，限于 EPC 总包、海上施工领域，需要采取越南标准或国际标准，在目前海上风电因新冠疫情影响，供应链持续紧张的情况下，在中国海上风电装备产业链空前紧张的过程中，面临的挑战巨大。

3、中国企业参与越南海上风电面临当地的规划、海洋政策、电价政策、外资政策等方面的挑战，沟通与交流需求明显。

4、越南平均风速为 5.5m/s 到 7.3m/s，适合发展风电产业。越南漫长的海岸线和强风使其成为未来海上风能发电潜在的重要市场。

5、越南正在规划发展海上风电业务，并计划在未来十年内发展 10GW 或以上海上风电装机，并有可能成为东南亚或全球重要的海上风电市场。

6、越南发布能源规划，宣布到 2030 年将可再生能源比例提高到 20%，海上风电是重要的优先领域。

7、越南发展海上风电，需要重点推进专门的海上基础设施建设及相关配套体系，这里有众多的合作空间。

8、越美海上风电合作开始起步，起步项目 300MW，并获得美国贸易发展局项目前期资金支持，项目计划采取 GE 的风机。

9、丹麦支持越南海上风电技术合作。并提出了促进越南海上风电行业发展的建议(法规/许可/支持计划及供应链等)，其最终版本将于 2020 年 9 月公布。

10、韩国风塔制造商 CS Wind、美国 GE 已经在越南设立生产基地，Vestas4.2MW 风机在越南潮间带风电项目中使用。

一、中国企业参与越南海上风电总承包项目有新进展。

2020 年 1 月 13 日，越南"VHS-04"号海上作业平台在完成风机塔位 f5 静力触探试验后撤离回港。至此，由中国电建中南院总承包的越南朔庄一期 30MW 海上风电项目地质详勘工作顺利完成。2020 年 1 月，中国港湾公司中标越南薄寮三期 141MW 和朔庄一期 30MW 两个海上风电项目风机基础、风机吊装和安装施工工程，项目业主为超级风能股份公司。

该项目主要内容为薄寮三期 141MW 和朔庄一期 30MW 两个海上风电项目合计 57 个钢管桩承台基础施工和 57 套含塔筒、风机叶片、发电机组及附属设施的吊装安装施工。2019 年 12 月，中国能建规划设计集团、能建山西院组成联合体与越南第二电力咨询公司在越签署新顺 75MW 海上风电总承包项目合同。这是中国能建在境外签约的首个海上风电总承包项目。该项目位于越南金瓯省金瓯市，总装机容量 75MW，拟采用 18 台西门子歌美飒风机，预计 2021 年 8 月底投入商业运营。

二、越南风力资源丰富

越南地形狭长，地势西高东低，处于热带季风气候，海岸线长达 3,260 公里(不包含岛屿)，全年风力资源丰富，平均风速为 5.5m/s 到 7.3m/s，为当地风电建设提供了丰富的资源基础。据德国国际合作机构(GIZ)的风能考察数据，Binh Thuan 平顺、Ninh Thuan 宁顺、Bac Lieu 薄辽、Ca Mau 金瓯、Soc Trang 朔庄、Tra Vinh 茶荣和 Ben Tre 槟榔等九龙江三角洲各省沿海地区和海域的风力较大，是海上风电建设投资选址的重要选择。越南漫长的海岸线和强风使其成为未来海上风能发电潜在的重要市场。此前，丹麦能源署(DEA)进行了一项分析，发现如果充分利用海上风能，则越南可配置高达 160GW 的电力。越南现有的发电装机约为 54GW，越南政府已表示有意在未来十年内将这一数字翻一番以上，达到 130GW。发展海上风电产业是越南能源战略的重要方向。

三、越南有 14.7GW 的风能发电能力正在运行或正在筹建中。

越南研究机构预测，到 2030 年，越南将有 10GW 至 12GW 的海上风力发电并网，大约是当今全球已安装的三分之一。越南海上风电的起步落后于日本和台湾，但到 2030 年，它有可能在海上风电装机容量中排名前五位。

四、越南发布能源规划

越南发布能源规划，强调了到 2030 年将可再生能源比例提高到 20%的计划，海上风电是重要的优先领域。越南发展海上风电，需要重点推进专门的海上基础设施建设，如港口、海上作业船、海上风电装备及海工运维人员。

五、越美海上风电合作

越南风电开发商丛地建设商贸旅游公司与美国贸易发展局成功签署海上风电合作协议，并获得该发展局资金补助。该项目位于越南南部薄辽省，是属于丛地公司薄辽风电项目的第三期工程，前

二期工程都是陆上项目，第三期将延伸到近海。这也将是越南目前唯一一个海上风电项目，预计装机容量为 300MW。美国贸易发展局提供的赞助资金将主要被用于项目风能资源评估、项目许可申请、并网和基础设计以及项目融资计划等等，具体资金数量还没有被公布。据悉，该发展局签署合作协议的意图是为了帮助美国本土企业进入东南亚市场打通道路，该薄辽风电项目的一期工程就采用了美国通用公司(GE)的风电机组。

#### 六、越丹海上风电合作

2020 年 6 月，丹麦能源署(DEA)与越南电力和可再生能源局(EREA)就发展越南海上风力发电事业举行了在线会议。会议审议了路线图信息报告，并讨论了越南政府提高项目实施效率的措施。丹麦于 2013 年与越南签署了长期合作协议，旨在促进越南向低碳经济的过渡。DEA 和 EREA 提出了促进海上风电行业发展的建议(法规/许可/支持计划及供应链等)，其最终版本将于 2020 年 9 月公布。

#### 七、国际风电供应商在越南设立生产基地

韩国风塔制造商 CS Wind 在 Ba Ria-Vung Tau 地区拥有大规模的工厂，当地还有 Hevy Halla Heavy Industries 的工厂。而 GE 在 Hai Phong 市生产制造风机组件以支持 GE 在全球风机生产的需求。2020 年 1 月 2 日，丹麦整机商 Vestas 获得越南潮间带风电项目订单，为 Hoa Binh 1 公司供应 13 台 V150-4.2MW 风机，这是近期 Vestas 在越南获得的第三个潮间带项目订单。

新能源海外发展联盟 2020-07-10

## 风电制氢困难重重 如何走出困境？

我国风能资源丰富的地区主要分布在“三北”地区、东南沿海等，但多年来，受到电力消纳能力的限制，我国目前仍存在一定的“弃风”现象。2010 年至 2015 年，我国弃风电量累计达到 997 亿千瓦时，直接经济损失超过 530 亿元。随着国家大力推广氢能，风电资源丰富却发电受限的地区看到了契机。以“弃风”制氢，这样不仅解决了风电消纳难题，突破了外送电力的限制，更可能为受限地区带来“氢能经济”。

近年来，我国风电装机虽稳居世界首位，但也伴随着弃风限电等问题的产生。为解决这一问题，风电市场积极探索能源转换方式，将风能转化为氢能加以利用，成为当前研究的重点方向。

风电制氢作为一种低碳绿色的制氢方法，早在 100 多年前就已问世。发展至今日，全球范围内常见的风电制氢系统主要构成包括风力发电机组、电解槽、氢气储藏系统、电网等。资料显示，我国的风电制氢项目通常采用的有两种模式：一种则是首先利用风力发电并网，按照总量在制氢的用电端通过电网供电实现制氢。这样一来，电网解决了风电本身的波动性问题，制氢设备能够实现稳定运行，但仍需依赖当地电网，相关费用也将折算入风电制氢的成本中。另一种则是利用风电直接连接设备进行制氢，但风电的波动性将对设备寿命造成不利影响。

国家发展与改革委员会能源研究所副研究员刘坚博士认为，风电制氢虽然前景较好，但当前市场稳定性不足。“作为一个刚刚起步的新领域，风电制氢主要受制于弃风率的影响。前两年我国弃风弃光的规模较大，风电制氢的经济性较高，但是，随着弃风现象的好转，弃风制氢面临诸多不确定性。”

目前，风电制氢在全国投产的项目也不过 10 个，我国在 2010 年起，才逐步开展建设示范项目。在 2019 年 3 月氢能首次写入政府工作报告，走进人们眼中引起关注，我国的风电制氢之路尚未普及。风电制氢产业化的瓶颈可以归类为四点：

#### 成本高

从每生产 1 立方米氢气的成本来看，煤制氢成本不足 1 元，而每生产 1 立方米氢气需要消耗电 5.1—5.2 千瓦时，即便按弃风发电价格每千瓦时 0.25 元计算，风电制氢仅电的成本就为 1.25 元，没有竞争优势。河北某风电制氢项目上马的背后是政府给该企业配置了相当规模的风电。

#### 运输难



大规模运输氢气是不经济的。制氢地与用氢地往往存在一定的空间距离，在没有输氢管网的情况下，需要通过高压气态等方式运输至用氢地，成本较高。且氢气储运的安全性是制约氢能行业发展的瓶颈，储运技术需进一步深入研究。现在常用的氢气运输方式有三种：首先是管道运输，多为现场制气，氢气产出后直接投入工业应用装置。再则是为长管拖车，但一辆车仅能运输 4000 立方米，约 0.36 吨，运输效率非常低。最后是钢瓶运输，但一个 40L 的钢瓶只能运输 6 方氢气。

风电难以直接用来制氢

需求氢气的石化企业大都在沿海，而风电机组都建设在内陆，与电网的风电送出一样，有“氢”但送不出去。

市场对氢气的消纳能力有待提高

推广应用的问题也是制约氢能行业发展的一大难题。当前氢气的大规模使用途径还较为单一，受限于运输和储存成本，用量较大石化企业、合成氨企业多为自行制备，或采用天然气重整、甲醇裂解或煤制氢等方式制取。高纯氢市场用户多，但用量较小，行业发展潜力不大，属于中长期市场，用户需要培育，投资回收期较长。

我国现行的风电政策并不利于风电制氢的发展。Nel 水电解制氢设备中国区总经理竺炯操表示，在氢气消纳有保障的地区，并没有推出有针对性的制氢风电价格。“通常来说，电价占了电解水制氢总成本的 80% 左右，根据当地的氢气价格，倒推出来有竞争力的长期的风电供应价格，可以极大的促进风电制氢的发展。”业内人士认为，我国风电制氢项目大多是处于示范起步阶段，只有逐步破解发展中的问题，才能推动产业进入成熟期。

氢云链氢能产业分析师杨东川提出，我国风电制氢产业应在以下几个方向发力：第一，加快风储一体化建设，这将有利于降低风电波动性，提高风电品质，并参与电网调峰，提高电网安全性和运行效率，或是实现离网制氢；第二，针对氢气管网建设，制定有关标准和政策，利用现有天然气管网，对大规模天然气管道掺氢进行探索，同时建设纯氢运输管网，以降低氢气运输成本；第三，出台直供电售电相关政策，电网收取一定过网费后，允许风电场向制氢厂直接售电，以降低风电制氢成本，提高制氢厂供电稳定性。

虽然风电制氢之路困难重重，但是保持战略定力与耐心，一步一步地开展，逐步破解发展中的问题，一定能推动产业进入成熟期。且风电制氢是长期的能源转型、环境减排与应对气候变化的重要途径，在十几年乃至几十年时间内仍然是必要不可或缺的。

OFweek 氢能网 2020-07-13

## 首个深远海融合示范风电场项目明年开建

本报讯 6月29日，青岛蓝谷召开的重点在谈项目调度会上，相关负责人透露，作为首个国家级深远海融合示范风电场项目，青岛深远海 200 万千瓦海上风电融合示范风场项目取得新进展，一期工程预计 2021 年开工建设。

据了解，青岛深远海 200 万千瓦海上风电融合示范风场项目风电部分直接投资 300 亿元以上，可拉动风电场与海洋牧场一体化融合产业、风电制氢、风能海水淡化和装备制造等相关产业合计投资 500 亿元以上。项目实施地点距离蓝谷海岸线外海 70 公里，水深约 30 米，总建设容量为 200 万千瓦，达产后可年产风电 60 亿度，实现年产值 30 亿元。“该项目所发的电将并入电网，供岛城千家万户使用。”项目执行方相关负责人说，以一个家庭一年的用电量为 3000 度计算，该项目所产生的风电可满足 200 万户家庭一年的用电。

项目拟分两期开发，一期开发海上风电场规模约 100 万千瓦，重点对海上风电+海洋牧场融合、漂浮式风机基础、远距离海上送电、余电制氢和海水淡化等进行试验示范，开展新型风电首台套装备试验研究。二期开发约 100 万千瓦，根据首期开发示范项目试验成果和经验，稳妥推进创新型浮体式海上风电机组在深、远海海域的示范应用，全面开展海上风电+海洋牧场融合应用和新型技术装

备等应用，推动海上风电+波浪发电、海上风电+制氢储氢、海上风电+海水淡化、海上风电+海洋化工、海上风电+海洋科学研究等多样化融合试验与示范应用，打造世界一流的“海上风电+”融合项目的示范基地。

据悉，一期工程计划于 2021 年开工建设，2022 年实现达产。目前，蓝谷管理局、中能融合公司、中国电建集团西北院已共同签订合作开发框架协议。

中国能源报 2020-07-06

## 氢能、燃料电池

### 2025 年百亿规模 氢能船舶应用加速推进

武汉规范研究两个项目评审完成，将有力地推进氢燃料在船舶领域的应用。而随着政策加持，氢燃料电池在船舶领域的应用亦正在加速推进。

近日，中国船级社(CCS)武汉规范研究所在广州组织召开了“船舶氢燃料储运及应用技术研究”项目结题评审会;随后，武汉规范研究所与中国船舶集团 605 院组织召开了“氢燃料电池动力船舶专项研究验证”项目开题评审会。两个项目研究工作将有力地推进氢燃料在船舶领域的应用，实现船舶“零排放”的目标，助力水运行业绿色健康发展。

据了解，世界范围内，船舶用燃料电池的市场容量大约有 160GW。根据交通运输部水科院的数据和专家预计，2025 年氢燃料电池系统改造船数量和新建氢燃料电池船舶数量分别约 400 艘和 200 艘，氢燃料电池系统市场规模将达到 200 亿元。

#### 01.七个以上地方做出氢能船舶规划

国内政策显然也正在为氢能在船舶行业的应用铺路，6 月，交通运输部先后发布《内河航运发展纲要》、《关于推进海事服务粤港澳大湾区发展的意见》，均提及推进 LNG 燃料动力、电池动力等船舶应用。

地方发布的规划同样十分重视其在船舶领域的应用。以近期山东省氢能产业中长期发展规划(2020—2030 年)为例，其中提到 2020 年到 2022 年，为氢能产业全面起步期，加快布局燃料电池轨道交通、港口机械、船舶及分布式发电装备产业。2023 年到 2025 年，为氢能产业加速发展期，燃料电池轨道交通、港口机械、船舶及分布式发电装备产业实现突破。

此外，还有如下地方发布的规划中提及船舶领域应用。

2018 年 1 月，湖北武汉发布的《氢能产业发展规划方案》中指出，2018~2020 年，在轮船、无人机、分布式发电等方面形成小规模氢能燃料电池示范应用。

2019 年 7 月，浙江《关于加快嘉兴氢能产业发展的若干意见》中提到，中期目标(2023-2025)，氢能源船舶领域有一定突破。

2019 年 8 月，四川《成都市氢能产业发展规划(2019—2023 年)》中提及，到 2023 年，燃料电池在无人机、分布式能源、船舶、各类电源等领域开展示范应用。

2019 年 9 月发布的《浙江省加快培育氢能产业发展的指导意见》中：到 2022 年，氢燃料电池在公交、物流、船舶、储能、用户侧热电联供等领域推广应用形成一定规模;到 2025 年，加氢设施网络较为完善，氢能在汽车、船舶、分布式能源等应用领域量化推广，成为国内氢能产业高地。

2019 年 11 月，广东《佛山市高明区氢能产业发展规划(2019~2030 年)》发布，其中提到中期目标(2022-2025 年),适时示范推广氢燃料电池游船，打造“西江氢城”旅游品牌，推广游船 5 艘以上;远期目标(2025-2030 年),推广应用游船 20 艘以上。

2020 年 3 月，广东《茂名市氢能产业发展规划(征求意见稿)》中，中期目标：试点燃料电池在工业发电、热电联供和船舶方面的应用。

## 02.凤毛麟角的落地应用

与巨大的市场前景形成鲜明对比的是，目前我国在氢能船舶的探索上的案例并不多见。2019年12月3日，中国船舶集团在20届中国国际海事展期间举办的绿色技术论坛上，首次发布了其拥有完全自主知识产权的全国首台500千瓦级船用燃料电池系统及其全球首艘氢燃料试点船舶设计方案。该船由中国船舶集团七一二所自主设计研发，是一艘2000吨级定点航线内河自卸货船，船长70.5米，宽13.9米，续航力140千米。采用4x125kW氢燃料电池作为船舶主动力源(4.690,-0.03,-0.64%)，辅以4x250kWh锂电池组进行调峰补偿，同时船舶载有35MPa高压氢气瓶组储存氢气燃料。

彭元亭，徐增师在发布于《中国工程科学》的一篇文章中提到，目前，我国与国外先进国家相比仍存在差距：①船用氢燃料电池推进装置的战略与目标亟待确立；②氢燃料电池船舶领域法规规范研究不足；③船用氢燃料电池推进技术工程化的部分关键技术(氢燃料电池电堆船用化技术，船用高安全、高储氢密度氢源技术，船用氢燃料电池系统集成技术)有待突破；④船用氢燃料电池配套基础设施建设缺乏。

## 03.氢能船舶的国际探索

那么，国际上氢燃料电池在船舶领域有哪些应用呢？

国际范围内，第一艘氢燃料电池船舶记录可查于2007年。

2007年，欧盟资助世界上第一个商业客轮ZEMships项目，该船采用混合动力推进方式，整合了两个峰值功率48kW的氢燃料电池和560V的铅蓄电池，可运送100名乘客。

此外，北美、日本、韩国等先进国家和地区已将船用氢燃料电池推进技术作为政府重点支持方向，相继颁布一系列规划与标准，引导并支持氢燃料电池船舶产业发展。

### 1.丰田：首批海运燃料电池系统已交付全球首艘氢动力船舶

2018年由丰田赞助的世界第一艘自动航行氢动力船，开启了为其6年的航行之旅。这艘船由专门的赛船进行改造，名字叫做Energy Observer，使用太阳能、风能和波浪发电，并且可以通过海水产生无碳氢作为动力。

2020年初，丰田宣布其为合作伙伴Energy Observer开发出了一种海事应用的燃料电池系统，且已完成交付。据了解，去年年底，丰田的燃料电池模块已通过Energy Observer测试，且彼时该系统正在海上进行最后的全功率测试。该船计划于2月从圣马洛港正式启航。

该船使用可再生能源和车载系统混合运行，是世界上第一艘能够利用可再生能源从海水中生产氢气的船舶。船长度31m、宽13m、高度12.85m、吃水2.2m、重量34吨、有8名机组人员、平均速度为：4/5节(电力)，8节(脉冲翼)。该船已访问了25个国家/地区，48个港口，3年巡航距离约18000海里。

### 2.ABB与Sintef合作研发船舶氢燃料电池

2018年消息，ABB和挪威独立研究机构Sintef Ocean公司正在进行一项开创性研究，以测试燃料电池作为主要船舶推进能源的可行性，希望能为商船和客船所需的电力提供燃料电池技术。

### 3.乌斯坦打造氢动力船

2019年11月消息，乌斯坦集团和Nedstack燃料电池技术公司共同完成了第一套完整的氢动力船只设计方案。乌斯坦SX190 DP2零排放氢动力船(以下简称DP2)是其第一艘以氢为动力的近海船，配有Nedstack燃料电池动力系统。新型DP2的海上试验可能会在2022年进行。总装机功率为7.5MW，其中2MW由燃料电池动力系统产生，能够在零碳排放模式下运行4天。

### 4.PowerCell和挪威船厂联合开发船舶FC系统

2019年11月消息，瑞典PowerCell公司与挪威Havyard Group签署了一份合同，共同开发零排放燃料电池系统的设计和技术规范。该系统可能安装在一艘船上，为Havila Kystruten航运公司从卑尔根到基尔克内斯的新航线提供服务。这份为期一年的合同涉及开发零排放系统的设计与技术规范，该系统完全符合国际海事组织的海上安全要求。PowerCell和Havyard将联合设计该系统解决方案，将基于几个特制的200KW燃料电池系统模块并行连接，总功率为3.2MW。

#### 5.太平洋氢能氢燃料电池船舶技术亮相进博会

2019年11月6日第二届中国国际进口博览会上太平洋资源(氢能)集团发布了太平洋氢能 H2 Station V 加氢站和重型氢能货轮等产品。太平洋氢能所研发的船用氢能 600 千瓦到兆瓦级的氢燃料电池发动机,可以推动 1000—3000 吨的内河船只,加氢一次航行 1000—1500 公里左右。

#### 6.全球首艘液化氢运输船成功搭载液化氢储罐

2019年底,日本川崎重工神户工厂举行全球首艘液态氢运输船“SUISO FRONTIER”的下水仪式。2020年3月7日,由川崎重工建造的全球首艘液化氢运输船“SUISO FRONTIER”号在川崎重工旗下播磨工厂完成液化氢储罐吊装。预计2020年10月完工后开始海试,在下一个财年投入试运营,将澳大利亚制造的液化氢运至日本。

该船全长 116 米,宽 19 米,重约 8000 吨,船上将会安装一个由播磨工厂生产的长 25 米、高 16 米的双壳结构真空绝热储氢罐,可以存储 1250 立方米的液态氢。

#### 7.东芝交付 30kW 船用氢燃料电池系统

2019年底,日本东芝能源系统解决方案公司宣布,已向一艘燃料电池船交付了一套 30kW 的移动氢燃料电池系统,该系统的单位输出功率体积与固定式燃料电池系统体积相比减少了 1/3。该燃料电池船于 10 月 30 日通过了日本船舶检验组织的临时航行许可检查,已开始由 NRED 东芝建筑公司和东京海洋科技大学进行试验运营。

#### 8.搭载 2MW 燃料电池系统 瓦锡兰开发世界首艘氨动力补给船

同样是 2020 年初,据外媒报道,瓦锡兰、Eidsvik Offshore、Equinor、Prototech 和 ShipFC 加入了一项为期五年的项目,在一艘名为“维京能源”的补给船上搭载燃料电池。据称,这将是世界上第一艘零排放补给船——其燃料电池由氨气驱动。2023 年将在“维京能源”上安装总功率为 2 兆瓦的燃料电池模块,该船将在海上使用新能源系统运行一年。

#### 9.洋马和丰田汽车合作研发船用氢燃料电池系统

6 月消息,日本洋马控股及其旗下柴油发动机制造商洋马动力技术公司(Yanmar)研发了一种基于汽车燃料电池技术的船用氢燃料电池系统,并且已经与丰田汽车公司签署了一项谅解备忘录,合作开发氢燃料电池系统。为了实现具有良好续航范围的易于安装的模块,洋马公司的目标是在自己的船艇上安装这种船用燃料电池系统,并且在 2020 财年末之前开始现场展示测试。

#### 10.三星重工与布鲁姆开发氢燃料船舶 2022 年售出首艘氢燃料船舶

7 月 1 日消息,据外媒报道,日前,三星重工(Samsung Heavy Industries)宣布将与布鲁姆能源公司(Bloom Energy)合作开发氢燃料电池船舶。两家公司将合作设计和开发以氢燃料电池为动力的船舶,目标是在 2022 年向客户推销一艘氢燃料电池船舶。

北极星电力网 2020-07-10

## 2050 年氢能可满足英国 50%能源需求

近日,英国能源研究机构 AuroraEnergyResearch 发布最新研究报告称,到 2050 年,氢能将可满足英国终端能源需求的约 50%,同时,氢能将在英国实现净零排放目标方面发挥重要作用。

根据该报告,到 2050 年,天然气脱碳后制备的“蓝色氢气”和通过可再生能源制备的“绿色氢气”,每年可合计生产约 480TWh 氢能。

同时,在氢能储备方面,报告发现,通过盐穴储氢在绝大多数情况下可以保证氢能的安全稳定供应。为此,英国需额外支持约 7 吉瓦的战略储备能力。

在价格方面,AuroraEnergyResearch 研究指出,随着制备技术成本的不断降低和天然气价格的走低,氢能的价格也必将进入稳步下行的轨道,预计到 2050 年氢能价格将低于 50 英镑/MWh 以下。

报告指出,供给增加、价格下行的总体趋势将给英国氢能的大规模推广提供有力支撑。“氢气的大规模利用可以大大提升冬季用能高峰期的系统灵活性,预计在 2050 年之前,可再生能源发电商的

年收入将因此增加约 30 亿英镑。可再生能源也将更有效地整合到电力系统当中。”不仅如此，报告还提出，在氢能推广应用的过程中，英国在碳捕集与封存（CCS）方面的竞争优势也将愈加凸显，进一步促进具有全球竞争力的低碳产业集群的发展。

Aurora 能源研究公司西欧委托项目负责人 FelixChow-Kambitsch 表示：“围绕氢能展开的各项举措可能构成英国政府在新冠肺炎疫情后经济刺激计划的重要组成部分。同时，促进氢能领域的基础设施建设和发展可以有效促进英国向低碳能源结构转型。当然，这都需要政府的大力支持，特别是在早期阶段，需要对现有的能源系统进行系统性的改变。”

姚金楠 中国能源报-中国能源网 2020-07-01

## 发展“绿氢”中国有优势

中国的风电和光伏资源丰富，还有非常可观的地热、生物质、海洋能、太阳能热利用以及固体废弃物的资源化利用，随着近年来技术的进步，可再生能源的发电成本越来越具有竞争力，与此同时，中国拥有强大的基础设施建设能力，为发展“绿氢”提供了有利条件。

氢能正成为多国能源转型的重要抓手，而利用清洁的可再生能源制备的“绿氢”，才是氢能应用的最终目标。

在近日由荷兰驻广州总领事馆主办的氢能线上研讨会上，与会专家纷纷表示，中国在发展“绿氢”方面具有得天独厚的优势。

可再生能源禀赋利好“绿氢”

资料显示，过去十年，全球建成的电解制氢项目有 230 个，装机容量约 100MW，主要用于交通运输和工业生产。荷兰应用科学研究院可再生能源氢能业务开发经理范德·伯格认为，目前已处于电解制氢全面发展的阶段，需要进一步开发市场，并促进技术进步。

荷兰重点产业能源领导小组绿色气体项目主任约格·希格勒表示：“荷兰和中国都有着丰富的可再生能源禀赋。荷兰毗邻北海，海水较浅最深处仅为 40 米，因此拥有优质的海上风电开发潜力，可生产大量可再生能源电力，适用于绿色氢能制备。”

伯格认为：“绿氢发展的主要驱动因素，是风能、太阳能等可再生能源的大规模发展。通过电解制氢技术，可以将大量太阳能和风能生产的绿色电能有效整合到现有能源网之中，这也是电解制氢的关键作用所在；此外，荷兰输气管网的高覆盖率及相关基建的完善，也有利于绿氢的制备。”

与会专家表示，与荷兰相似，中国的可再生能源非常丰富，还有非常可观的地热、生物质、海洋能、太阳能热利用以及固体废弃物的资源化利用，随着近年来技术的进步，可再生能源的发电成本越来越具有竞争力，与此同时，中国同样拥有强大的基础设施建设能力，为发展“绿氢”提供了有利条件。

探索与既有资源和基建相结合路径

目前，风电电解水制氢技术路线分为两种：风电独立供电方式会受风电波动影响，但不受电网价格控制；风、网智能协调供电方式不受风电波动影响，制氢效率较高，但电价受电网影响。

张家口海珀尔新能源科技有限公司技术总监赵辉表示：“中国可再生能源大部分在西北地区，由于本地消纳有限且外送困难，因此存在大量弃风弃光现象，可有效利用弃风弃光发电进行电解制氢。”

“目前，国内弃光、弃风、弃水的发电成本可降至 0.15 元/度，据此计算出的电解水制氢成本为 1-1.5 元/Nm<sup>3</sup>，远低于利用上网电量电解水制氢的成本，且与化石燃料制氢的成本上限接近。与此同时，数据显示，在 0.25-0.85 元/千瓦时的电价运行区间，100 标方/小时的氢气价格约为 33-63 元/公斤，1000 标方/小时氢气价格约为 18-47 元/公斤。赵辉对此表示：“氢气制备规模越大，其成本越低，因此大力推广可再生能源制氢并形成规模效应，将更快速推动绿氢制备的成本下降。”

“此外，在基建方面，中国也可借鉴荷兰利用输气管网的举措，利用现有基建逐步扩大氢气制备

规模和储运。”赵辉称。

“我国正在验证利用现有的天然气管网输送氢气的可行性，从技术上看，具备可行性，但其经济性仍在核算中。对于氢气运输，管道的安全性、密封及材料仍需大量验证，预计未来会逐步开展规模化的工业应用。”赵辉进一步表示。

开展基础研究完善产业链

结合荷兰和中国的“绿氢”发展现状，与会专家提出，实现“绿氢”的规模化发展，需要完善现有的立法和监管，重点关注管网运营、安全认证等；同时，加强技术探索从而降低如电解槽和燃料电池成本尤为重要。

另外，应充分认识到支持性和辅助性政策的重要性，使得安全标准等方面有章可循；同时，开展绿氢制备示范项目，向公众展示制氢领域的实际项目情况，提升公众的认可度和接受度。

值得注意的是，与会专家还强调，对氢能这样的新兴产业而言，不仅需要短期研发落实示范项目，还需要长期开展基础研发工作，如寻找理想的材料用于生产电解槽，通过材料的选择进一步降低成本，提高效能、延长维护周期等，通过大量的技术探索和研发积累，逐个击破现有瓶颈。

“目前电解制氢面临的挑战之一是供应链不完善，以电解槽为例，可以提供电解槽膜的企业屈指可数，供应链尚未成熟很大程度上制约了绿氢制备的发展，因此要建立大规模的电解系统和完善的供应链体系，包括电解槽制造、部件开发和材料供应等。”与会专家称。

仲蕊 中国能源报 2020-07-01

## 中国氢能源行业风口将至 “绿氢”前景无限

近年来，氢能在全球受到前所未有的关注，主要因为发展氢能是实现全球能源结构向清洁化、低碳化转型的关键路径之一，这一全球共识正在形成。而氢能产业是一个广阔的领域，其产业链包括制氢、储运、加氢、氢能应用等多个环节，在制氢方面，根据二氧化碳的排放量，氢可以分为灰氢、蓝氢、绿氢，其中，可再生能源制氢被称作“绿氢”。世界范围内已有实现“绿氢”供应经济效益的相关经验和研究，有望在进一步扩大应用后提高“绿氢”应用的社会效益。

我国发展“绿氢”具备良好的资源禀赋，中国有着可观的地热、生物质、海洋能、风电和光伏资源以及固体废弃物的资源化利用，随着近年来技术的进步，可再生能源的发电成本越来越具有竞争力，与此同时，中国拥有强大的基础设施建设能力，为发展“绿氢”提供了得天独厚的优势。

据相关资料显示，过去十年，全球建成的电解制氢项目有 230 个，装机容量约 100MW，主要用于交通运输和工业生产。业内人士认为，绿氢发展的主要驱动因素，是风能、太阳能等可再生能源的大规模发展。通过电解制氢技术，可以将大量太阳能和风能生产的绿色电能有效整合到现有能源网之中，这也是电解制氢的关键作用所在。

目前，风电电解水制氢技术路线分为两种：风电独立供电方式会受风电波动影响，但不受电网价格控制；风、网智能协调供电方式不受风电波动影响，制氢效率较高，但电价受电网影响。业内专家表示：“中国可再生能源大部分在西北地区，由于本地消纳有限且外送困难，因此存在大量弃风弃光现象，可有效利用弃风弃光发电进行电解制氢。

电价成本在电解水制氢成本中高达 60%—70%，因此未来如电价成本大幅度下降，将极大地影响电解水制氢成本。目前，国内弃光、弃风、弃水的发电成本可降至 0.15 元 / 度，据此计算出的电解水制氢成本为 1—1.5 元 / Nm<sup>3</sup>，远低于利用上网电量电解水制氢的成本，且与化石燃料制氢的成本上限接近。与此同时，数据显示，在 0.25—0.85 元 / 千瓦时的电价运行区间，100 标方 / 小时的氢气价格约为 33—63 元 / 公斤，1000 标方 / 小时氢气价格约为 18—47 元 / 公斤。业内专家对此表示：“氢气制备规模越大，其成本越低，因此大力推广可再生能源制氢并形成规模效应，将更快速推动绿氢制备的成本下降。”

立足于以光伏、风电、水电等为代表的可再生能源制氢技术，在未来成本大幅度降低后，生产

出的“绿氢”将成为主流，依靠绿氢作为载体，其他可再生能源可以实现和现有能源系统的融合，同时绿氢自己也可以作为单独的能源使用。2016年中国光伏行业协会做过测算，整个光伏系统的能耗，全部回收只需要1.17年。且完全使用清洁能源“绿氢”技术也提供了另一种从源头上杜绝碳排放的路径。在众多绿氢技术中，以可再生能源电力电解水制氢是目前最为主要且最有前景的。

中国目前的电解槽投资成本已经远低于欧洲水平，并且在政策支持、技术研发、市场规模效应的共同作用下，未来电解槽成本也将大幅降低。碱性电解槽有望在未来下降到630元/千瓦，而兆瓦规模的质子交换膜（PEM）系统投资成本也有望在2050年降低至每千瓦700—1400元。此外，随着技术进步和突破，以甲烷裂解、热化学制氢、太阳能光催化制氢为代表的新兴制氢技术逐渐兴起，也可能占有一定市场。

OFweek 氢能网 2020-07-13

## 我国学者破解燃料电池研发关键难题

著名期刊《科学》10日刊发中国地质大学(武汉)科研团队学术论文，宣布通过半导体异质界面电子态特性，把质子局限在异质界面，设计和构造了具有低迁移势垒的质子通道。

这是记者10日从中国地质大学(武汉)获悉的，该校材料与化学学院吴艳副教授是论文第一作者，据她介绍，燃料电池的洁净、高效、无污染特点越来越受关注，燃料电池技术也是国家能源发展战略的一个重点领域，高离子电导率的电解质开发，是解决目前燃料电池应用的关键。

中国地质大学(武汉)燃料电池创新研究团队，一直致力于低温、高性能燃料电池研究，聚焦高质子电导率电解质的开发，历经多年探索，经过反复试验论证，通过半导体异质界面电子态特性，把质子局限于异质界面，设计和构造具有低迁移势垒的质子通道。

“我们的研究如同给质子修建高速公路，即利用半导体异质界面场诱导金属态，助推超质子实现又快又好地‘跑起来’，从而获得优异的电导率。”吴艳说，这与传统电解质材料电导率相比，提升了3个数量级，并且实现了先进质子陶瓷燃料电池的示范。

半导体异质结构和场诱导加速离子迁移，是能源科学领域具有挑战性的研究课题。该研究成果为质子限域传输提供了创新科学方法，将促进新一代燃料电池研究和发展，对发展能源新材料和新技术具有重要科学意义和应用价值。

李伟 北京日报 2020-07-13

## 各地争相出台氢能规划：谁知“氢”重？

日前山东出台氢能规划，再次“点燃”氢能产业。2006年，中国将氢能及燃料电池写入《国家中长期科学和技术发展规划纲要(2006-2020年)》的发展计划中，此后，一系列的政策、规划及补贴发布，更凸显出我国对氢能及燃料电池的重视。

2014年，“氢能与燃料电池”作为能源科技创新战略方向正式写入《能源发展战略行动(2014-2020年)》。此后，2015年，我国提出燃料电池汽车要实现千辆级市场规模，并强调对燃料电池汽车补贴不实行退坡。

明确发展方向以后，各地方政府也纷纷发布发展规划，但一方水土养一方人，不同地区的氢能发展规划自然也要针对当地的实际情况进行来制定。《新能源汽车报》汇总了近两年发布的较有代表性地区的氢能发展规划，通过对比去寻找各地区规划的亮点。

广州：建设氢能枢纽

最近，15届112次广州市政府常务会审议通过了《广州市氢能产业发展规划(2019-2030年)》。

《发展规划》提出，到2022年，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。环卫领域新增、更换车辆中燃料电池汽车占比不低于10%；公交、物流、工程服务、仓储、港



口等领域燃料电池汽车示范运行不低于 3000 辆;燃料电池乘用车在公务用车、出租车等领域示范应用达到百辆级规模。氢能产业实现产值预计 200 亿元以上。

到 2025 年,初步建成广州氢能枢纽、产业集聚中心和比较完整的氢能产业链,形成粤港澳大湾区氢能运营中心。培育广州氢能及燃料电池相关企业超过 100 家,其中年营业收入突破 50 亿元的 1~2 家。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。氢能产业实现产值预计 600 亿元以上。

到 2030 年,广州市将建成集制取、储运、交易、应用一体化的氢能产业体系,氢能与电力、热力等共同支撑二次能源供给。燃料电池固定发电系统在储能、备用电源、分布式能源和冷热电联供等领域的装机量累计 5 万套,燃料电池动力系统在汽车、轨道交通、船舶、航空等领域的装机量累计超过 10 万套。建设绿色氢电综合调峰电站不低于 10 座,建成加氢站 100 座以上。氢能产业实现产值预计 2000 亿元以上。

#### 山东:打造“中国氢谷”

6 月 18 日,山东省人民政府办公厅印发《山东省氢能产业中长期发展规划(2020-2030 年)》。

在发展目标方面,山东省将通过 10 年左右的努力,实现氢能产业从小到大、从弱变强的突破性发展,打造“中国氢谷”、“东方氢岛”两大品牌。

在发展阶段上,山东省围绕建设国家氢能与燃料电池示范区,实现“三步走”。从现在起至 2022 年,为全面起步阶段。产业发展制度体系逐步建立,工业副产氢纯化、燃料电池发动机、关键材料和动力系统集成等核心技术率先取得突破,达到国内先进水平。加氢基础设施建设有序推进,燃料电池汽车在公交、物流等商用车领域率先示范推广。

2023 年至 2025 年,为加速发展阶段。产业链条健全完备,燃料电池核心技术接近国际先进水平,制氢、储运、加氢及配套设施网络逐步完善,氢能在商用车、乘用车、船舶、港口机械、分布式能源、储能等应用领域量化推广。

2026 年至 2030 年,为塑造优势阶段。产业规模质量效益全面提升,关键技术综合指标达到世界先进水平,形成一批具有自主知识产权的知名企业和品牌,建立氢能产业与新一代信息技术和新业态深度融合的新型智慧生态体系。通过 10 年左右的努力,建成集创新研发、装备制造、产品应用、商业运营于一体的国家氢能与燃料电池示范区。

#### 重庆:形成集聚效应

3 月 20 日,重庆发布《重庆市氢燃料电池汽车产业发展指导意见》。

《指导意见》中提到,到 2022 年,重庆市要初步形成氢燃料电池汽车产业链体系,提升自主创新能力,产业发展环境更加优越,示范应用初具规模。在技术链层面,实现电堆、系统集成与控制等核心技术达到国内先进水平。在产业链层面,初步形成制氢、储氢、运氢、加氢、氢燃料电池电堆、关键核心部件等氢燃料电池汽车产业集群,建成国家级质量检测机构 1 个,引进和培育氢燃料电池电堆和核心零部件企业 6 家,整车量产车型超过 5 个。在示范推广层面,建成加氢站 10 座,探索推进公交车、物流车、港区集卡车等示范运营,氢燃料电池汽车运行规模力争达到 800 辆。

到 2025 年,全市氢燃料电池汽车示范应用及产业规模大幅提升,创新发展能力进一步增强,成为具有全国影响力的氢燃料电池汽车产业基地。在技术链层面,氢燃料电池电堆、系统集成与控制、核心零部件、基础材料等关键技术达到国内先进水平。在产业链层面,产业集群进一步壮大,全市氢燃料电池汽车相关企业超过 80 家,其中有全国影响力的整车企业 2 家、动力系统企业 3 家、核心零部件企业 10 家。在示范推广层面,建成加氢站 15 座,在区域公交、物流等领域实现批量投放,氢燃料电池汽车运行规模力争达到 1500 辆。

#### 江苏:推动示范应用

2019 年 8 月 29 日,江苏省发布《江苏省氢燃料电池汽车产业发展行动规划》。

《行动规划》中提到,至 2021 年,产业规模与技术水平处于全国领先地位,产业政策体系逐步建立,技术标准持续完善,示范应用不断扩大,初步建立完整的氢燃料电池汽车产业体系,成为我

国氢燃料电池汽车发展的重要基地。

氢能及氢燃料电池汽车相关产业主营收入达到 500 亿元，整车产能超过 2000 辆，电堆产能达到 50 万 kW 以上。

在原材料、电堆及核心零部件、系统集成与控制等领域突破一批关键技术，实施一批重大产品创新项目；加快相关标准的制定和推广。聚焦制氢储运、燃料电池、系统集成、整车制造及测试等环节，加快产业集群培育，建成 1-2 个具有国际竞争力的产业集聚区。形成 1-2 家有国际影响力的氢燃料电池汽车整车及关键零部件龙头企业，建成 1-2 家具有国际领先水平的氢燃料电池汽车产业技术研发与检验检测中心。建设加氢站 20 座以上，培育一批以氢燃料电池客车、物流车为代表的示范运营区。

至 2025 年，基本建立完整的氢燃料电池汽车产业体系，力争全省整车产量突破 1 万辆，建设加氢站 50 座以上，基本形成布局合理的加氢网络，产业整体技术水平与国际同步，成为我国氢燃料电池汽车发展的重要创新策源地。

温昕 新能源汽车报 2020-07-10

## 氢能产业大爆发，欧盟抛出一份价值近 4.6 万亿元的氢能计划

当地时间 7 月 8 日，欧盟委员会副主席蒂莫曼斯(Frans Timmermans)牵头正式对外公示了酝酿已久的《欧盟氢能战略》。这份 24 页的计划被视为欧洲未来能源业的重要蓝图之一，也是欧盟在新冠疫情后经济刺激计划中的重要一环。

为保证该战略的实施，欧盟计划未来十年内向氢能产业投入 5750 亿欧元(约合人民币 4.56 万亿元)。其中，1450 亿欧元以税收优惠、碳许可证优惠、财政补贴等形式惠及相关氢能企业，剩余的 4300 亿欧元将直接投入氢能基础设施建设。

氢能基建的具体规划是：2030 年前，投入 240 亿-420 亿欧元用于绿氢电解设施的建设，2200 亿-3400 亿欧元用于增建 80 GW-120 GW 的风光发电。

蒂莫曼斯对这笔惊人的投资给出的解释是：“氢是清洁能源的摇滚明星，欧洲必须确立领先地位”。

根据欧委会的计算，欧盟目前人均每年的氢能投入仅为 50 欧分，美国是 75 欧分，中国的人均氢能投入则超过 4 欧元。如果欧盟氢能战略中的 5750 亿欧元投资最终落实，其人均年氢能投入将跃升至 10 欧元以上。

6 月 10 日，德国已率先推出本国的《国家氢能战略》。与德国氢能战略相比，欧盟版战略同样抛弃了不受人待见的灰氢，但未将蓝氢和青氢一刀切地排除在外。

灰氢是由工业副产气制取的氢气，制备过程会产生大量二氧化碳，不能算是能源转型的有效途径。蓝氢由煤或天然气经转化反应而产生，裂解过程中的副产品二氧化碳可以通过碳捕捉和储存技术长埋于地下。青氢由天然气高温催化裂解产生，副产品是固态的碳，更便于碳回收。

唯有通过可再生能源电解水而产生的绿氢，才能做到制备全产业链的零碳排放。

德国氢能战略仅针对绿氢提供财政补助和政府投资，但欧盟由于此前已在荷兰、丹麦等国耗资数十亿欧元研发碳捕捉和储存技术，并未否定蓝氢和青氢在氢能战略中的积极意义。目前，一千克绿氢的制备成本约为 5.5 欧元，一千克蓝氢的成本仅为 1.5 欧元。

根据计划，欧盟的氢能战略将分成 2020-2024 年、2025-2030 年和 2031-2050 年三个阶段。

第一阶段，欧盟将在境内建造一批单个功率达 100 MW 的绿氢电解设备，约相当于每小时 1.7 吨的制氢能力。2024 年前，全欧的绿氢制备总功率将达到 6 GW，绿氢年产量超过 100 万吨。目前欧盟的氢气年产量虽高达 980 万吨，但其中只有不到 10%是绿氢。

与此同时，所有蓝氢和青氢设备将全面完成碳捕捉和储存设施的安装，以达到零碳目的。

第二阶段，在继续加大绿氢制备产能的基础上，建成多个所谓“氢谷”(Hydrogen Valleys)的地区性制氢产业中心。这可以通过规模效应以较低廉的价格为人口聚集区供氢，且这些氢谷也是未来泛欧

氢能网络的骨架。

预计到 2030 年，欧盟的绿氢年产能将超过 1000 万吨，绿氢制备总功率达到 40 GW。欧盟的氢能市场规模将从如今的 20 亿欧元上升至 1400 亿欧元，并创造 14 万个相关就业岗位。

第三阶段的重点是氢能在能源密集产业的大规模应用，典型代表是钢铁行业和物流行业。前者除了使用氢气的直接还原计划外，当前没有任何可行的方法可以减排；后者受限于动力电池无法轻量化的劣势，唯有使用燃料电池才能替代现有的柴油动力系统。

为了确保这些行业的竞争力及促进氢能普及，欧盟将采用给予相关企业优惠的碳许可证、氢能在能源耗费中具有行政性规定配额等措施。

欧盟委员会计划，2050 年达到全欧盟碳中和，届时氢能将满足全欧盟 24% 的能源需求，并创造至少 540 万个就业岗位。

在欧盟正式推出氢能战略前，对新能源一向投入巨大的丹麦和荷兰已率先开始一系列试点项目。

丹麦计划在北海和波罗的海建造两座装机容量合计达 2 GW 的海上风电岛，以用于制氢；荷兰则以皇家壳牌石油公司牵头成立了 NorthH2 联盟，计划新建一座装机容量超过 4 GW 的海上风电场，用以制备绿氢。

钱伯彦 界面新闻 2020-07-10

## 氢能产业能否实现“下一代欧盟”计划

近日，欧盟委员会发布了《欧盟氢能战略》和《欧盟能源系统整合策略》两份相辅相成的战略文件，计划未来十年向氢能产业投入数千亿欧元，与“下一代欧盟”复苏计划和《欧洲绿色协议》紧密结合，为经济提供动力，目标是到 2050 年实现气候中和。被誉为“未来能源”的氢已被欧盟视为能源转型的关键，尽管实现的过程还面临严峻挑战。

### 宏伟目标 加速能源转型

在气候中和的目标指引下，欧盟决定大力推动气候友好型氢能的发展。《欧盟氢能战略》希望在公众的支持下，到 2024 年将可再生能源生产的氢增长到 100 万吨，到 2030 年增长到 1000 万吨。

《欧盟能源系统整合策略》则提出了欧盟绿色能源过渡的框架，目标是建立一个更加一体化的能源系统。欧盟委员会副主席弗里斯·蒂默曼斯表示，这两者对于达成到 2050 年实现气候中和的欧洲目标都很重要。蒂默曼斯强调，氢是清洁能源中的“摇滚明星”，欧洲必须成为这一领域的领导者。

无色的氢气使用时不会产生温室气体，但电解水生产氢和氧要消耗大量能量。因此，通过可再生能源生产的氢被比喻为对气候友好的“绿氢”；使用石化燃料生产的氢则被称为“灰氢”；而用天然气生产的氢，如果同时捕获并存储产生的二氧化碳(CO<sub>2</sub>)，则被称为“蓝氢”。欧盟预计到 2030 年，气候友好型氢气将变得更具竞争力。欧盟将推动氢能市场从如今的 20 亿欧元上升至 1400 亿欧元。到 2050 年，绿氢将满足能源需求的 24%。氢能将是欧洲通往“明天的能源世界”的途径。

### 系统整合 推动氢能发展

欧盟认为，只有在一个整合的能源系统中，氢气才可以支持整个欧洲工业、运输、发电和建筑物的脱碳。其能源系统整合策略就是要让不同的能源生产载体、基础设施及消费行业联系起来，实现统一规划和运营，并通过投资、监管、市场调研和技术创新等方法，将氢能的潜力转化为现实。为此，欧盟提出了绿色能源过渡框架，重点是开发风能和太阳能生产的绿氢。但在短期和中期，还需要其他形式的低碳氢以快速减少排放并支持经济的发展。

为打造一个更统一的能源系统，欧盟委员会除了提出了 38 项行动计划，还致力于完善能源金融体系。欧盟委员会表示，到 2030 年，建造电解工厂将花费 240—420 亿欧元。为了建造 80—120 千兆瓦的太阳能和风能发电站，还需要 2200—3400 亿欧元。所需资金一部分将来自欧盟国家目前正在谈判的数千亿欧元的新冠重建计划，另一部分则来自于乐观的私人投资。

欧盟委员会与各方共同发起成立的“欧洲清洁氢联盟”，本意在扩大氢生产规模的投资渠道。此

举却引来了环保组织的批评：“该联盟将成为氢能市场的有力参与者，不仅将充当顾问，而且还将确定并实施欧盟资助的项目。政治和工业的这种融合有可能以损害气候保护为代价。”

#### 迎接挑战 面向绿色未来

在欢呼欧盟氢能战略带来千亿欧元投资盛宴之时，必须意识到欧洲面临的挑战也是巨大的。首先是快速扩大氢能规模面临压力。成本是氢能扩张的决定性障碍。绿氢价格昂贵，据国际能源署估算，目前约为3.5—5欧元/公斤，远高于灰氢(1.5欧元/公斤)，在未来一段时间内都没有市场竞争力，必须依靠长期投资扶持，这也是欧盟支持蓝氢扮演过渡角色的原因。未来无论从国外大量进口绿氢，还是新建可再生能源电厂制氢，欧盟都需要长期大规模投资。绿氢的成本短期内很难下降，整个氢能产业要走上良性发展之路可谓困难重重。

其次是取消化石燃料补贴和碳边境调节税争议巨大。为了使能源税适应欧盟的环境和气候政策，并协调氢的生产和储存税，欧盟将修订能源税指令。能源行业的CO<sub>2</sub>价格信号将变得更加明确。欧盟委员会计划2021年6月前提出扩大排放权交易的建议，此外还要求各国努力取消对化石燃料的补贴，并从国家援助法的角度做到这一点。而这些都将是转型中的企业，尤其是能源密集型企业带来巨大压力。欧盟的战略能否奏效，将主要取决于是否大规模使用昂贵的氢气，同时又保持国际竞争力。而这或将促使欧盟实际引入仍有争议的“碳边境调节税”，乃至引发国际贸易争端。

最后是必须吸引足够的私人投资。欧盟这一战略所需的庞大资金还没有真正落实。欧盟委员会乐观地认为，私人投资者会对此充满热情。而在新冠危机背景下，欧盟必须不断提出政策和监管措施，确保投资者的确定性，才能促进氢能的推广。欧洲清洁氢能联盟理事，西门子能源首席执行官克里斯蒂安·布鲁赫对此并不乐观：“为了经济地生产和分配绿氢，必须首先改变基本条件：电必须便宜，CO<sub>2</sub>排放必须更昂贵，投资成本必须降低。”他强调，“我们需要融资概念来开始快速扩展”。

氢能战略被视为欧盟未来能源领域重要蓝图之一，也是欧盟在新冠疫情后经济刺激计划中的重要一环。如果能顺利实现，未来似乎很美好：2050年达到全欧盟碳中和，氢能满足全欧盟24%的能源需求，创造至少540万个就业岗位。考虑到欧盟巨大的投资，企业对该战略的反应在很大程度上是积极的。德国工业联合会表示，“通过欧洲氢战略，欧盟委员会发出了一个重要信号，表明它已经认识到了这种关键能源对气候中立的欧洲的重要性”。但德国环境与自然保护联盟在肯定“未来属于可再生能源的绿色氢气”的同时却表示，“从根本上讲，作为能源，氢气并不是灵丹妙药，只有在没有其他更便宜、更有效的气候保护措施的情况下，才应使用绿色氢气”。

科技日报 2020-07-13

## 煤制氢如何撕下“高碳”标签

究竟该不该大规模发展煤制氢？日前在“能源中国—中国未来五年”会议上，工信部原部长、中国工业经济联合会会长李毅中提出，二氧化碳减排重在煤炭清洁高效利用。采用煤制氢路线，每生产1公斤氢伴生11公斤二氧化碳。在当前技术条件下，应防止盲目发展煤制氢，避免引发生态破坏、气候变暖新的风险。

从氢源出发，世界能源理事会将氢能划分为灰氢、蓝氢与绿氢，分别指碳基能源制氢，化石燃料制氢加碳捕集、封存路线，利用可再生能源电解制氢的方式。“灰氢不可取，蓝氢可以用，废氢可回收，绿氢是方向。”李毅中称。

兼具原料富集、成本较低、技术成熟等特性，煤制氢的优势被广泛认可。不少煤炭企业更是将其作为转型方向之一，纷纷加大投入。面对高碳排放的“弱点”，煤制氢能否扬长避短？

#### 当前成本最低的制氢方式

由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版)》(下称《白皮书》)显示，我国已是世界最大的制氢国，初步预测工业制氢产能为2500万吨/年。其中，“煤制氢技术路线成熟高效，可大规模稳定制备，是当前成本最低的制氢方式”，以煤气化制氢技术为例，按照600元/吨的

煤价计算，制氢成本约为 8.85 元/公斤。

“煤制氢最大优势就在于成本。根据不同煤种折算，规模化制氢成本可控制在每立方米 0.8 元左右，有的项目甚至低至 0.4-0.5 元/立方米。相比天然气、电解水等方式，煤制氢经济性突出。”中国科学院院士彭苏萍表示。

从能效水平来看，煤制氢也有一定竞争力。石油和化学工业规划院能源化工处副总工程师韩红梅介绍，煤制氢的能源利用效率在 50%-60%，而电解水的效率目前只有 30%左右。

此外，煤制氢具备规模潜力。“氢源基础丰富，正是我国发展氢能的优势之一。”彭苏萍称，我国煤炭资源保有量约 1.95 万亿吨，假设 10%用于煤气化制氢，制氢潜力约为 243.8 亿吨。而据《白皮书》预测，到 2050 年，我国氢气需求量接近 6000 万吨。

据中国氢能标准化技术委员会统计，在我国氢源结构中，煤炭占到 62%，天然气、电解水及烃、醇类各占 19%、1%、18%。“从全球平均水平看，煤制氢占比约 18%；在氢能强国日本，只有 6%左右的氢能来自煤炭。”中国宏观经济研究院能源研究所助理研究员符冠云表示，目前，我国氢源结构仍以煤为主。

#### 高碳排放问题不可回避

煤制氢优势突出，但在李毅中看来，该方式伴生的二氧化碳排放问题却“不能容忍”。特别是在碳减排的迫切需求下，煤炭制备 1 公斤氢气约产生 11 公斤二氧化碳。只有将二氧化碳捕集、封存起来，“灰氢”变成“蓝氢”才可使用。

对此，中国科学院院士李灿也持“不提倡”的态度。他认为，氢能产业尚处发展初期，现阶段需少量化石能源制氢作为带动。但一窝蜂上马煤制氢的行为既不理智，也不是正确方向。“发展氢能的初衷之一是减排污染物和二氧化碳。从煤制氢生产、储运、利用的全过程来看，并没有减少碳排放，只是将排放由末端转移到前端。同时，从优化利用角度，煤炭作为宝贵的原料资源，用于制备更重要的化学品及材料才更合理。”

有无办法解决上述矛盾？《白皮书》认为，二氧化碳捕集与封存技术（CCS）是有望实现化石能源大规模低碳利用的新技术。当前，我国 CCS 技术成本在 350-400 元/吨，到 2030 年、2050 年，有望控制在 210 元/吨和 150 元/吨左右。结合煤制氢路线单位氢气生成二氧化碳的平均比例，配合 CCS 技术，制氢成本增至 15.85 元/公斤左右。不过，由于技术尚处探索和示范阶段，还需通过进一步开发推动成本及能耗下降。

“站在技术层面，采用 CCS 没有问题。尤其煤化工项目，通过成熟的低温甲醇洗工艺，已可以收集 98%以上的二氧化碳。关键是捕集之后二氧化碳没地方去，目前暂无理想的封存条件。”中国科学院大连化物所节能与环境研究部部长王树东认为，要拓展二氧化碳封存、利用渠道，并兼顾技术经济性，未来还有较长的路要走。

#### 减碳是提升竞争力的关键

“真正的‘绿氢’，一定要通过可再生能源获得。用风、光、核产生的电能，把水电解变成氢的过程只排放氢气，不产生二氧化碳。因此从碳减排角度出发，不建议使用煤炭等化石能源制氢。”中国科学院院士包信和进一步称。

但同时，包信和表示，煤制氢是目前制备氢气的重要途径，技术相对成熟、成本相对较低，现阶段不可能不用。“全世界一年使用氢气 5000 亿立方米左右，96%来自化石能源，其中很大一部分来自于煤转化。未来随着清洁能源成本降低，电解水逐渐有了优势，才具备与化石能源制氢的可比性。”

既然如此，能不能用好煤制氢？符冠云认为，在能源转型要求下，氢源选择有四个主要依据，即适用性、经济性、环境效益及能源效率——依据资源禀赋，供应与需求的数量、质量相互匹配；成本有效性是可否普及的最主要因素；实现全生命周期的污染物及二氧化碳减排；尽可能提高能源投入产出效率。

“由此判断，煤制气是当前最可靠的氢能供应方式。近中期立足存量，可满足大规模工业氢气需求；中长期来看，重点是按照‘煤制氢+CCS’路线，通过技术研发进一步降成本、提效率。”符冠云称。

另据中国氢能联盟预测，到 2030 年左右，煤制氢配合 CCS 技术、可再生能源电解水制氢将成为供应主体。到 2050 年左右，我国将从以化石能源为主转向可再生能源为主体的多元结构。届时，可再生能源制氢成为主力，“煤制氢+CCS 技术”、生物制氢等技术将共同作为有效补充。

“当下，在用氢需求没有上来之前，煤炭企业应保持审慎态度，做好氢能供应和需求的研判对接，不宜大规模发展。”王树东提醒，由于电解水制氢等方式不产生碳排放，不会因碳约束而增加成本。做好 CCS 等低碳技术储备，降低减排成本及能效损失，对于提升煤制氢的竞争力更显关键。

本报记者 朱妍 中国能源报 2020-07-13

## 氢能规模化商用还需爬坡过坎

不久前，国家能源局印发《2020 年能源工作指导意见》，提出要制定实施氢能产业发展规划，组织开展关键技术装备攻关，积极推动应用示范。

近来，各地围绕氢能产业的利好政策频出：山东发布《山东省氢能产业中长期发展规划（2020—2030 年）》；江苏太仓发布《2019 年太仓市新能源汽车推广应用财政补贴实施细则》……据不完全统计，目前全国已有 30 余个省市发布了氢能相关产业规划，力促氢能产业落地生根。

在日前举办的“中国氢能高质量发展目标和实现途径展望”线上交流会上，与会专家强调，中国氢能产业虽然具备了一定发展基础，但要实现规模化商业应用，还需跨越重重障碍。

推动产业高质量发展势在必行

作为一种来源广泛、清洁低碳、应用场景丰富的二次能源，氢能有利于推动传统化石能源清洁高效利用和支撑可再生能源大规模发展。近年来，氢能及氢燃料电池产业逐步成为全球能源技术革命和未来能源绿色转型发展的重要方向。

国务院发展研究中心资源与政策环境研究所副主任郭焦锋在会上表示：“在能源领域加速高质量发展，通过产业升级促进能源质量、技术、效率方面的变革，有利于形成清洁低碳的能源体系，推动能源全产业链的效率提升，并实现能源的智慧高效。”

数据显示，目前国内氢气年产量超过 2000 万吨，煤制氢气约占 2/3，累计推广应用的燃料电池汽车数量 5000 多辆，建成加氢站 60 余座。与之形成鲜明对比的是，截至去年底，我国汽车保有量达 2.5 亿辆，电动汽车接近 400 万辆，加油站约 10.5 万座。郭焦锋认为，这也显示出，氢燃料电池汽车发展仍有较大差距。

针对科技创新，郭焦锋表示：“一些关键技术已取得突破，氢能产业正逐步从实验室走向产业化，车用燃料电池已开发出 60-90kW 级产品，电堆及膜电极、空压机、氢循环泵等关键部件已实现国产化。同时，大规模风光耦合制、储、输、用氢系统关键技术的研究示范正逐渐开展，各氢能企业持续积极探索应用加氢站关键技术、研发符合国际标准的加氢装备，目前国内已基本形成制氢、氢气纯化、加氢、燃料电池系统集成等氢能技术储备。”

产业发展仍面临诸多挑战

与会专家强调，氢能产业虽具有技术可行性，但其经济性仍需进一步提升。事实上，由于电动汽车的电可直接来自于可再生能源，而氢能经过多次转换会致使效率折损，因此，目前动力电池的能源转换效率比氢燃料电池高一倍。

除此之外，我国氢能产业仍面临诸多瓶颈与挑战。

郭焦锋表示：“在制氢方面，煤制氢存在碳排放和污染物排放问题，且氢气纯度品质不高；可再生能源制氢存在运输和效率折损问题；我国氢能多元化应用不足，相关基础设施配套不完善，产业发展主要依赖政府补贴，缺乏成熟的商业模式，市场化进程明显落后于传统燃油车和纯电动汽车。”

与此同时，氢能产业链尚未贯通。郭焦锋指出，从制氢、储运到加氢涉及的运营、管理等环节尚未打通，对比充电基础设施建设，储运氢和加氢站建设运营成本更高，受限于技术和产业化阶段，氢燃料电池车的运营成本和使用成本还不具备竞争优势。

与会专家指出，在储氢方面，低温液态储氢能耗高、高压气态储氢密度低，这限制了在长途重卡领域的应用，仍需进一步技术破壁。目前，中国氢能管理和监管体系尚未明确，氢气作为能源使用的相关产业政策、安全监管等有待建立完善。

郭焦锋认为：“面对产业面临的技术壁垒和市场局限，厘清氢能产业市场、企业和政府三者之间的关系至关重要。应通过构建有效市场、激活企业活力以及深化体制改革，充分释放市场在资源配置中的决定性影响，更好发挥政策的支持作用，方能加快推动氢能产业高质量发展。”

结合产业发展阶段特征用好氢能

与会专家表示，我国目前通过煤化工方式生产的氢气比重较大，对氢能的绿色发展产生一定程度约束；在石油领域，炼化企业通过相关石油化工生产工艺形成氢气，而事实上，在炼化企业生产的很多环节中也需要用到氢气，因此制氢和用氢对炼化企业而言必不可少。总体而言，我国可再生能源制氢量不到煤制氢量的一半，因此从氢能发展的要求看，应大力支持发展可再生能源制氢。

记者了解到，目前中国电力投资集团、河北建设投资公司、亿华通等企业分别在辽宁朝阳、河北张家口、佛山等地开展了风电制氢示范，探索绿色制氢的产业模式。

在郭焦锋看来，氢能的清洁低碳，即生产、加工转换、输配和消费全产业链条实现低污染物排放，是一个非常大的挑战，要在基建、技术和效率等方面突破现有条件。

“在上游，应结合‘新基建’相关技术建设‘数字氢厂’；在下游通过充分挖掘氢能自身优势，用于汽车、城际轨道交通、轮船，代替焦炭用于冶金工业，与管道天然气混合通过管输用作燃料，实现氢能的智能、可靠、平稳运行。”郭焦锋表示，还应通过不断提高氢能生产、加工和转换、输配、利用等各环节的技术水平和系统优化水平，促进氢能全产业链效率达到更高水准。

本报实习记者 仲蕊 中国能源报 2020-07-13

## 美国加州：开创性的分布式垃圾制氢项目已启动

一家生产可再生氢的加州公司与路易斯安那州的一个建筑集团合作，携手建立一个模块化的垃圾制氢生产设施。

总部位于加利福尼亚州长滩的 Ways2H 公司，以及总部位于路易斯安那州巴吞鲁日的工程、采购和建筑公司 Ford, Bacon&Davis 于 6 月 30 日共同宣布，到 2020 年底将设计和建造加利福尼亚垃圾制氢工厂，“并将在 2021 年推出更多项目。”

两家公司周二表示，加州的这个项目将是美国第一个模块化垃圾制氢生产设施；Ways2H 在日本也有一个项目正在进行中。两家公司表示，他们将为发电和运输行业生产可再生氢燃料，同时为垃圾处理公司提供替代方案。

加州能源委员会(California Energy Commission)在 6 月份的一份报告中说，现有的可再生氢产能不足，造成了对这种需求快速增长燃料的缺口。国际能源署(International Energy Agency)也在 6 月份的一份报告中说，为了满足日益增长的全球需求，必须生产可再生氢。

来自可再生资源的氢

让-路易斯·金德勒(Jean-Louis Kindler)，Ways2H 的首席执行官，在 6 月 29 日的一次采访中说，他的公司想要“证明在需要的地方用可再生资源生产氢是可能的”。加州的项目位于旧金山和洛杉矶之间的克恩县。”他说，“公司仍在决定是将工厂的重点放在‘纸张和塑料垃圾’上，还是‘普通的城市固体废物’上”。

Ways2H 和 Ford, Bacon&Davis 周二说，他们的工厂将利用 Ways2H 与日本蓝色能源公司(JBEC)的合资企业开发的专利工艺。该方法将 Ways2H 所谓的“世界上最糟糕的垃圾，包括医疗废弃物，城市固体废物，塑料，农业残留物和废水污泥转化为可再生氢，并具有零碳足迹”。

Ways2H 将在日本与 JBEC 合作完成其首个此类商业项目，在加州的项目是 Ways2H 公司的第二个可移动、模块化垃圾制氢装置。日本的项目原计划与现已推迟的东京奥运会一起部署。金德勒说，



该项目预计将于 11 月在一家污水处理厂上线，加州的设施也将在不久后上线。

金德勒说：“目前唯一的问题是(加州)将使用什么原料。他说，日本一家污水厂的设施将使用‘活性污泥’，这是一种已知的技术，已在多个污水处理系统中使用。活性污泥系统是一个好氧生物过程。”

金德勒说：“目前，我们为第一个装置投资了大约 100 万美元。我们希望在产品商业化后大幅降低价格。它是模块化的，因为我们希望能够像生产发电机一样生产这些东西。”

可运输的单元

加州第一个垃圾制氢装置将是可运输的。以它的尺寸可以装进三个 20 英尺的容器，每天可以处理 1 吨废物，产生 40 到 50 公斤氢气。

金德勒说：“我们的目标是通过生产负碳氢来改善全球环境，同时提供可持续的垃圾处理。与 Ford, Bacon&Davis 的合作将帮助我们实现这些目标，为美国提供另一种清洁燃料和电力选项，来满足不断增长的需求。”

他说，Ways2H 过程具有净零碳足迹和负碳足迹，当与碳捕获和储存相结合时。这种不燃烧垃圾的方法是全球固体垃圾管理市场的一种新的解决方案，价值超过 4000 亿美元。发展迅速的氢能源经济市场预计到 2050 年将达到 2.5 万亿美元。

“我们不打算自己操作这些系统，”金德勒说。“我们的工作设计、建造和销售这些系统，可能还会与垃圾处理厂建立合作关系。对于垃圾搬运工来说，这让他们有机会成为操作员，并成为氢经济的一部分。关键是生产可再生的氢，可以用于燃料电池驱动的汽车。”

他说，他的公司可以生产所谓的“白色氢”，因为该公司使用非常高的温度将废弃塑料、木材、橡胶和其他生物质转化为气体和固体碳，可以用来隔离二氧化碳并将其储存在地下。

他表示，该公司已经“选择专注于中小型解决方案”。“我们相信分布式解决方案，特别适用于垃圾管理和氢气生产。就物流而言，氢是一个很难处理的东西。我们看到微电网的出现，我们看到电力和水处理的总体趋势，从集中化的模式走向更本地化的模式，更容易维护，更容易融资，我们谈论的不是几亿美元的项目。”

金德勒说：“我们的目标是构建公司发展体系，这样我们就能够每年建造 10 多个垃圾制氢工厂。”他说：“我认为垃圾焚烧炉今天受到众多负面报道的一个原因是，有些焚烧炉是在 20、30、40 年前建成的，已并不契合目前的需求……我们需要更灵活的解决方案。”

中国新能源网 2020-07-05

## 瑞典将建造世界首例 100%自供给氢动力住宅

瑞典城市住宅供应商 Vtterhem 将开发以燃料电池技术为支撑、100%脱离电网的氢动力住宅，该项目将使瑞典成为氢动力住宅概念的世界引领者。

瑞典一家名为 Vtterhem 的市政住宅供应商计划建造以氢气为动力的住宅。该公寓楼以氢气作为燃料，通过燃料电池技术进行发电，项目的目标是做到 100%脱离电网供电实现电力自给自足。

Vtterhem 公司总部位于瑞典 Jnkping，它将与众多其它相关企业开展合作，共同建设这一新颖的氢动力住宅项目，目前 Vtterhem 已与耶伦环境美学住宅公司开展项目前期合作。

Vtterhem 公司首席执行官 Thorbjrn Hammerth 表示：“未来开发的住宅必须兼顾经济性和低排放性，住宅屋顶、玻璃以及大型建筑立面未来将采用各种形式的太阳能电池板，太阳能电池产生的多余电力通过电解制成氢气并储存起来，以备需要，氢动力住宅将使整个冬季 100%使用可再生能源电力成为可能。”

太阳能发电在冬季会受到很大限制，一方面冬季的白天较短，阳光照射时间降低；另一方面，冬季下雪天，积雪会覆盖太阳能电池板导致无法产生电力。因此 Vtterhem 公司采用氢燃料电池技术来解决这一问题。

除耶伦环境美学住宅公司外，Vtterhem 公司与瑞典研究院(RISE)合作开发这项技术，瑞典研究

院(RISE)是氢动力住宅概念可行性研究的领导者。

氢动力住宅的概念实际上为日本首次提出，早些年日本就进行过氢动力住宅项目的尝试和实验。

瑞典研究院(RISE)氢能技术部经理安娜·亚历山德森对此解释到：“日本的氢动力住宅项目已经有很多年了，但由于各方面原因并未真正实现实际应用，因此日本氢动力住宅项目并不是实际意义上的世界首例。此外，最近欧盟也计划启动了一个项目，目的是在荷兰建立一个氢气社区。”

安娜·亚历山德森最后说到：“Vtterhem 氢动力住宅项目将成为世界上第一个完全脱离电网的氢动力住宅项目，该项目将使瑞典成为氢动力住宅概念的世界引领者。”

第一元素网 2020-07-11

## 核能

### 日本艰难重启海上风电

日前，日本经济和国土部门发布联合声明，宣布开启浮式海上风电公开招标活动。据悉，这是日本首次进行浮式海上风电招标，同时也是日本自颁布最新《可再生海域利用法》以来，首次公开进行海上风电招标。

事实上，自 2011 年福岛核事故后，日本政府曾多次表示将加大对可再生能源的投入，但时至今日才重新开启海上风电招标，不禁令业界质疑，日本海上风电产业能否真的借此迎来转机。

新一轮招标“姗姗来迟”

根据日本政府发布的时间表，此轮浮式海上风电招标将从 6 月 24 日开始，截止于今年 12 月 24 日，招标结果将于 2021 年 6 月宣布。

日本经济产业省的一位发言人表示，日本政府将向专家咨询拟定商业计划的可行性和效率，之后再选出中标企业。根据要求，该浮式海上风电项目预计将建于长崎县后藤市，最低装机容量要求为 16.8 兆瓦，补贴后电价设定为 36 日元/千瓦时，约合 0.34 美元/千瓦时。

此前受到新冠肺炎疫情影响，本轮海上风电招标已延迟数月。此次日本政府重新启动海上风电招标一时间引发业内广泛关注，有业内人士将其视为日本“海上风电产业的转机”。

《日本时报》撰文称，自 2011 年福岛核事故后，为弥补电力空缺，日本重新开始大量使用煤电，进而招致诸多批评。日本政府曾多次表示，将加大可再生能源开发力度，在过去几年里增加了不少光伏装机，但由于补贴退坡以及并网困难等因素，日本可再生能源电力的增长实际上已经陷入“瓶颈”。

2019 年 4 月 1 日起，日本开始实施新的《可再生海域利用法》，希望借此推动海上风电发展。根据日本政府制定的目标，到 2030 年，日本可再生能源发电在电力系统中占比，将从当前的 17% 左右提升至 24%。

浮式海上风电成首选

事实上，自 2011 年福岛核电事故以来，日本一直在寻求能源结构多样化，除了鼓励发展光伏产业，还不断尝试扩大利用海洋资源，加大了波浪能和潮汐能的开发应用。不过，到目前为止，上述两个领域的项目均处于试点阶段。

从资源禀赋上来说，业内专家普遍认为，海上风电完全可以成为日本可再生能源转型的重要组成部分。其中，由于受限于近海资源，瞄准远海、深海区域的浮式海上风电应该是日本的“首选”。

国际能源署（IEA）曾有统计表明，如果浮式海上风电技术发展成熟，日本海上风电资源的潜力甚至能够满足日本全部的能源需求。

彭博社撰文称，日本近海可用于固定式海上风电的区域面积相对稀缺，传统固定式风电将难以在日本获得大规模发展。因此，开发成本可控的浮式海上风电技术对日本而言十分重要，既能帮助其解决电力供应需求，同时也有助于其实现气候目标。只不过从技术角度来看，浮式海上风电在全

球范围内还并未达到成熟。

#### 海上风电市场发展缓慢

尽管资源禀赋优厚,但多年以来,日本却未真正打开海上风电市场。根据全球风能委员会(GWEC)统计的数据,多年以来日本都对海上风电给予了高额补贴,但这一市场却并未获得蓬勃发展。日本首座海上风电试运行项目早在 2003 年就投入使用,但截至 2019 年底,日本仅有 66 兆瓦海上风电装机。

可再生能源资讯网站 GTM 撰文认为,由于日本近海海床的使用权均归所靠近地区的地方政府所有,所以日本每三年或四年举行的选举让风电开发商十分不安,担忧其项目受地方政府更换影响。日本风电协会(JWPA)总经理 Yoshinori Ueda 就曾在一封邮件中指出:“这一机制对于海上风电开发商来说,是一个巨大的商业风险。”

另外,日本政府针对风电项目的环评程序相对繁琐,根据全球风能委员会的统计,截至今年 1 月,日本有总装机量将近 15 吉瓦的海上风电项目等待环评批准,其中部分项目已经等候了数年。

今年,由 Akita 海上风电公司参与建设的日本首座大型海上风电项目进入施工阶段,如果进展顺利将在明后年左右建成并网。该项目位于日本东北海岸秋田县附近的水域,预计装机容量为 139 兆瓦。据全球风能委员会战略总监 Feng Zhao 透露,该风电项目价值约为 9.32 亿美元,一旦建成,也将成为日本首座公用事业级别的海上风电项目。

有业内人士分析认为,虽然 Akira 公司参与的这个项目为固定式的海上风电项目,但考虑到日本海域的现实情况,未来浮式海上风电才是该国海上风电的主流。同时,大型公用事业级别的海上风电项目通常装机容量都会超过 400 兆瓦,但预计日本要在 2025 年后才会拥有首座该量级的海上风电场。

本报记者 李丽旻 中国能源报 2020-07-06

## 核电产业未来看亚洲

近日,国际原子能机构(IAEA)发布年度报告显示,全球核电业依然在低迷状态徘徊。去年,全球范围内共有 13 个核反应堆永久关停,总计退出的核电装机量达 1.02 万兆瓦,而全球在运行的核电装机总量相较 2018 年,也减少了约 4.5 吉瓦。与此同时,欧盟在最新提出的“后疫情”时期能源转型计划中,将核电排除在外。核电业未来发展路在何方?

#### 欧洲不愿再资助核电

据路透社报道,欧盟委员会日前表示,打算设立一项总价值为 400 亿欧元的“公平过渡基金”,主要用于支持高度依赖化石燃料行业的地区转型发展低碳产业,并帮助受影响的人员,如煤矿工人等进行再培训和转型就业。

根据最新公布出来的一份文件,设立“公平过渡基金”是今年 1 月,欧盟推出的“可持续欧洲投资计划”的一项重要组成部分。这笔资金将从欧盟抗击新冠肺炎疫情重建基金中拨款 300 亿欧元,再由 2021-2027 年欧盟预算中拨款 100 亿欧元。而欧盟各成员国代表一致同意,这项“公平过渡基金”既不应支持核电站的建设或退役,也不应支持与天然气项目相关的投资。

据悉,这项提议将在欧盟各成员国、欧洲委员会,以及欧洲议会进行商讨后再作出最终决定。然而,相关文件一经公布,即有部分东欧成员国提出异议,表示其在从燃煤发电向可再生能源过渡过程中,需要天然气发电进行辅助,要求欧盟将天然气项目纳入资助范围内。但没有任何声音提出应对核电再加以支持。而根据 IAEA 的报告,去年全球关停的 13 座核反应堆中,接近半数分布在欧洲,涉及国家包括德国、瑞典、瑞士等,这直接导致欧洲核电装机容量减少了 1.8 吉瓦。

#### 亚洲成装机增长主力

事实上,自 2011 年日本福岛核事故之后,全球各国对待核电的态度都变得谨慎起来,欧洲、日本等地更是大范围关停核反应堆,甚至提出“弃核”计划。不过,与欧洲的惨淡现状不同的是,亚洲的

核电装机却仍在增长。

根据 IAEA 的报告，2019 年，全球共有 6 座新建压水堆核反应堆并网发电，新增并网核电 5174 兆瓦，这其中约有 77% 的增量来自于亚洲国家。比如，韩国一座装机为 1340 兆瓦的核电反应堆就于去年并网。

IAEA 在报告中指出：“从中长期来看，未来全球核电装机的增量部分将主要集中在亚洲。统计数据显示，截至去年年底，全球共有 54 个核电反应堆在建，总装机容量为 57.4 吉瓦。而这其中，有 35 座核反应堆位于亚洲国家，总计装机量达 36.5 吉瓦。”

据标普全球普氏旗下能源数据分析部门 Platts Analytics 预计，受亚洲国家带动，今年全球核电在运装机容量有望增加 10.7 吉瓦。其中，日本和韩国重新启动的核电站将贡献大部分装机。

今年 3 月，韩国的两个装机均为 1000 兆瓦的核电机组已经重新并网发电。Platts Analytics 预测，今年全年，韩国将投运和重启众多核电机组，进而推动该国在运核电装机容量增长约 4.8 吉瓦。

另有日本计划于今年年底重启两台核电机组，装机容量分别为 820 兆瓦和 826 兆瓦。Platts Analytics 数据显示，今年一季度日本核电净在运装机容量约为 6.8 吉瓦。

低碳转型仍离不开核电

IAEA 指出，核电作为一种低碳排放的电力，对于全球电力系统实现低碳转型能起到重要助力作用。数据显示，2019 年，全球核电总计发电量达到 2586.2 太瓦时，占到全球发电总量的 10% 左右，更是贡献了约 1/3 的低碳电力。

世界核能协会总干事 Agneta Rising 表示，在全球清洁能源转型过程中，核电将发挥重要作用。“我们预计，近十年间，全球将规划 100 多个新的核电机组。”Agneta Rising 说，“这将刺激数千亿美元的投资，并创造数万个工作岗位。与此同时，从长期来看，加快新建核电站还有利于推动可持续的经济增长。”

国际能源署（IEA）也建议，全球各国应该将核电纳入“后疫情时期”的经济恢复计划。IEA 署长比罗尔表示：“鉴于当前的形势，在低碳转型过程中我们需要所有的零碳、低碳技术，核电当然不应该被排除在外。对于欧洲而言，该地区大部分的低碳电力都来自核电，为实现气候目标，应该继续在一定程度上支持核电发展。”

IEA 在其最新发布的一份报告中指出，新建核电站将进一步促进低碳电力的发展，对现有核电设施进行改造和升级将“避免低碳发电量下降”，与此同时，延长现有核电站的使用寿命，也将有助于减少化石燃料使用。

据悉，经合组织的核能部门日前也发布了关于疫情过后的恢复计划，其中就包括进一步提升核电业的成本效益、通过核电项目创造更多高价值的就业机会、在新的经济复苏计划中为核电业争取更多资金支持，以及利用核电建设带动电力基础设施的低碳化。经合组织核能部表示：“疫情过后，全球在恢复经济的同时，不应忘记低碳转型，而核电是其中不可或缺的一员。”

本报记者 李慧 李丽旻 中国能源报 2020-07-06

## 能源政策

### 成都出台 22 条新政促氢能产业高质量发展

7 月 10 日，记者从成都市经信局获悉，《关于促进氢能产业高质量发展的若干意见》（下称《意见》）已正式印发，立足成都氢能产业薄弱环节和亟待扶持领域提出 22 条扶持政策，自 8 月 10 日起实施。其中一大亮点是，针对氢气储存、运输成本高昂问题，成都计划根据设备投资和运输量，分别给予氢气储存、运输企业最高 500 万元和 150 万元补贴。

《若干意见》从推动氢能全产业链发展、加大氢能项目引进力度、强化氢能产业集群培育、支

持氢能企业科技创新、营造氢能产业生态等方面对成都市氢能产业进行政策支持。

#### 降低氢气制备成本

落实《四川省人民政府关于深化电力体制改革的实施意见》及《四川省发展和改革委员会关于明确大数据等相关用电输配电价政策的通知》有关规定，对符合条件的电解制氢企业，经经济和信息化厅、省发展改革委审核并公示后，其增量用电量执行单一制输配电价 0.105 元/kWh，到户电价实现 0.3 元/kWh 左右水平。鼓励天然气供应方支持有条件的天然气制氢企业享受天然气直供。

#### 强化氢气储运扶持

对专门从事高压氢气/液氢存储的企业，按设备投资的 20%给予企业最高 500 万元的一次性补贴。按照年度累计氢气实际承运量，给予专业从事氢气运输的企业 1.5 元/千克、最高 150 万元运营补贴。

#### 支持加氢站建设运营

对新建、改建、扩建日加氢能力不低于 500 千克的固定式建设标准加氢站，按建设实际投资(不含土地费用)的 30%给予最高 500 万元的一次性补贴;对于符合条件的临时加氢站建设给予不高于 100 万元的一次性补贴。对日加氢能力不低于 500 千克且销售价格不高于 40 元/千克的加氢站，按照年度累计加氢量，给予每千克 20 元、最高 500 万元的运营补贴。支持 70MPa 加氢站、“氢-油-气-电”综合能源站、“制氢-加氢”一体站建设示范。

#### 支持氢燃料电池及关键零部件制造

对氢燃料电池以及制氢、储氢、运氢、加氢、掺氢等设备和关键零部件的生产企业，按照相关产品年销售额的 2%给予最高 1000 万元奖励。对企业制造的首台(套)氢能产品，经认定后，分别给予生产企业、应用企业最高 300 万元补助。

#### 鼓励氢能多领域应用示范

在本市公安车辆管理部门注册登记的氢燃料电池汽车新车，按照中央财政单车补贴额的 50%给予市级配套补贴。对于该市组织开展的分布式能源、热电联供系统、掺氢及供氢管网建设等示范项目，按实际投资(不含土地成本)的 10%给予最高 500 万元的一次性补贴。

#### 支持氢能产业示范区(线)建设

鼓励有条件的区(市)县开通跨城市氢燃料客车班线、物流配送等示范线，支持主导产业功能区创建氢能及燃料电池示范区，优先安排制氢厂、加氢站等项目用地、报建审批、规范管理等事宜。

《意见》强调，将从鼓励优质企业落户、着力开展补链强链延链、强化氢能服务平台及机构招引、支持本地化配套率提升四个方面来加大氢能项目引进力度。

#### 鼓励优质企业落户

支持氢能领域外资比例不低于 25%且为境外直接投资的重大外资项目以及重大内资项目在成都市落户。对外资部分实缴资本超过 5000 万美元的外资项目或实缴资本超过 5 亿元人民币的内资项目，以及成都市重点招引的高能级“500 强”企业，三年内按不超过其对该市实际贡献的 100%给予奖励;外资部分实缴资本超过 3000 万美元的外资项目或实缴资本超过 3 亿元人民币的内资项目，三年内按不超过其对该市实际贡献的 75%给予奖励;外资部分实缴资本超过 1000 万美元的外资项目或实缴资本超过 1 亿元人民币的内资项目，三年内按不超过其对该市实际贡献的 50%给予奖励;对于企业新增项目的，按其新增部分参照执行。

#### 着力开展补链强链延链

对新引进或现有企业新增项目，经认定属填补成都市氢能产业链关键环节空白或延伸、强化产业链的，按实际固定资产投资额的 5%给予一次性最高 500 万元的补助。

#### 强化氢能服务平台及机构招引

支持氢能综合型及功能型总部、公共服务平台、行业机构等引进培育，对特别重大的氢能总部、检测认证中心、专业中介机构等落户的，根据实际情况给予支持。

#### 支持本地化配套率提升

支持氢能企业带动配套生产企业落户成都，每引进一个固定资产投资额 2000 万元及以上的配套

项目，在生产并形成销售后，按照项目固定资产投资额的 2%给予该项目的引进企业最高不超过 500 万元的一次性奖励。

同时，《意见》还表示将从支持非氢能企业技术改造、强化优质企业孵化培育、鼓励并购市外氢能企业来强化氢能产业集群培育;将从鼓励企业加大研发投入、支持企业建设科技创新平台、支持企业取得核心突破、支持产业链协同创新来支持氢能企业科技创新;将从支持氢能产业载体建设、加大金融扶持力度、鼓励氢能人才引进培养、支持企业制(修)订行业标准、支持重大活动举办和场馆建设来营造氢能产业生态。

#### 支持非氢能企业技术改造

原非氢能企业通过技术改造专门从事氢能相关产品生产，用于技术改造的设备投资 1000 万元(含)-2000 万元(不含)，按设备投资额的 6%补助；用于技术改造的设备投资 2000 万元(含)-5000 万元(不含)，按设备投资额的 7%补助，最高补助 200 万元;用于技术改造的设备投资 5000 万元(含)-1 亿元(不含)，专项补助 400 万元；用于技术改造的设备投资 1 亿元以上(含)，专项补助 800 万元。

#### 强化优质企业孵化培育

对氢能领域首次被评为“世界 500 强”“中国企业 500 强”“中国民营企业 500 强”的企业，且被认定为成都市总部企业的，分别给予 2000 万元、1000 万元、300 万元的一次性奖励。对首次获得国家专精特新“小巨人”称号的企业，给予 20 万元的一次性奖励。

#### 鼓励并购市外氢能企业

对企业成功并购成都市外知名氢能企业并取得绝对控股权，且并购方与被并购方不存在关联关系，并购企业对被并购企业实际出资额达 1 亿元以上(含)的，并购手续办理完成纳入该市合并报表，在成都实现销售纳税后，给予最高 300 万元奖励。

#### 鼓励企业加大研发投入

围绕产业链关键核心技术研发并实现产业化的氢能领域技术创新项目企业，上年度(或连续 12 个月)实现项目销售收入 500 万元以上，项目研发投入 100 万元以上，按项目技术研发投入的 15%给予最高 200 万元的一次性补助。

#### 支持企业建设科技创新平台

对于新获批建设的氢能国家重点实验室、国家工程研究中心等重大科技创新平台，给予一次性 300 万元的奖励;对符合条件的氢能市级工程技术研究中心、产学研联合实验室等，分别给予一次性 50 万元、30 万元资助。

#### 支持企业取得核心突破

鼓励企业围绕氢能领域积极开展关键技术攻关、创新产品研制，以及承担氢能产业国家重大专项、国家重点研发计划项目，给予最高 200 万元资助;对自主立项、先行投入开发“硬核科技”重大创新产品并实现本地配套的氢能企业，给予最高 200 万元补助;支持企业积极吸纳知识产权成果并推动产业化。

#### 支持产业链协同创新

支持氢能行业龙头企业联合产业链上下游企业、高校院所等实施产业集群协同创新项目，给予最高 1000 万元资助;支持协同创建氢能国家级、省级制造业创新中心。

#### 支持氢能产业载体建设

鼓励主导产业功能区打造氢能特色产业园，认定后给予运营管理机构 25 万元的一次性奖励，所在区(市)县可按相关政策给予入驻企业或机构租金补贴。对认定为国家级、省级氢能产业基地或园区的，分别给予 200 万元、50 万元的一次性奖励。

#### 加大金融扶持力度

发挥财政资金引导作用，做大全市“5+5+1”产业基金，加强对氢能源产业的支持，对符合条件并获得金融机构股权投资的项目进行跟投;将氢能产业纳入“壮大贷”贷款风险资金池支持范围；设立成都市氢能产业企业项目库，开展股权债权产业化专项扶持计划，加大对氢能产业的培育；对于获得

天使投资的种子期、初创期氢能企业，按实际获得天使投资额的 10%给予不超过 100 万元奖励。

#### 鼓励氢能人才引进培养

符合条件的氢能产业领军人才和团队，可享受个人最高 300 万元、团队最高 500 万元资金资助，并在创新创业扶持、生活补助、住房保障、子女入学、配偶就业等方面给予支持保障；鼓励在蓉大中专院校设置氢能学科(专业)、与企业合作培养专业人才、与企业合作设立学生实训(实习)基地，分别给予最高 2000 万元、500 万元、100 万元补贴。

#### 支持企业制(修)订行业标准

对主导制(修)订氢能行业相关国际技术标准、国家技术标准、行业技术标准的企业和机构，分别给予最高 100 万元、40 万元和 25 万元的一次性奖励；对在全国团体标准信息平台上自我声明公开的团体标准项目给予 10 万元奖励。

#### 支持重大活动举办和场馆建设

对举办氢能产业相关的峰会、论坛、展会等活动，以及积极推动氢能产业智慧展馆、氢能科普展馆等建设的场馆运营方，给予最高 200 万元补助。

此外，《意见》强调，相关政策按照就高不就低原则，不重复享受。各区(市)县政府(管委会)可结合本地实际，制定相关配套政策。

本意见自 2020 年 8 月 10 日起施行，有效期 3 年。本意见施行前公布的文件与本意见相关规定不一致的，适用本意见。政策实施期间如国家和省级政策、氢能产业技术进步等因素发生变化，成都市将适时对政策进行调整。

张胜杰 中国城市能源周刊 2020-07-13

## 我国将对非常规天然气开采利用予以奖补

本报讯 7 月 1 日，财政部发布《清洁能源发展专项资金管理暂行办法》(简称《办法》)的通知，指出使用专项资金对煤层气(煤矿瓦斯)、页岩气等非常规天然气开采利用给予奖补，按照“多增多补”的原则分配。

清洁能源发展专项资金(以下简称专项资金)，是指通过中央一般公共预算安排，用于支持可再生能源、清洁化石能源以及化石能源清洁化利用等能源清洁开发利用的专项资金。专项资金支持范围包括清洁能源重点关键技术示范推广和产业化示范；清洁能源规模化开发利用及能力建设；清洁能源公共平台建设；清洁能源综合应用示范；党中央、国务院交办的关于清洁能源发展的其他重要事项。

《办法》指出，超过上年开采利用量的，按照超额程度给予梯级奖补；未达到上年开采利用量的，按照未达标程度扣减奖补资金；对取暖季生产的非常规天然气增量部分，按照“冬增冬补”原则给予奖补。

关于非常规天然气开采利用奖补资金，《办法》规定采取先预拨、后清算的方式。地方和中央企业按照有利于非常规天然气开采的原则统筹分配奖补资金，并用于非常规天然气开采利用的相关工作。办法还对计入奖补范围的非常规天然气开采利用量方式进行了规定。

《办法》指出，中央企业汇总所属企业上年实际开采量和当年预计开采量，其中上年实际开采量由财政部当地监管局签署意见后，按照规定时间上报财政部、国家能源局。

清洁能源专项资金实施期限为 2020 年至 2024 年，到期后按照规定程序申请延续。

黄祺茗 中国能源报 2020-07-06