

中小风电如何夹缝求生？

■本报记者 苏南

在大兆瓦风机、超长叶片成为风电行业主流的当下，中小风电还有发展空间吗？未来的发展潜力又在哪里？

在业内人士看来，尽管近年来中小风电行业发展规模萎缩，但由于中小风电应用场景多样，机遇还是颇多。随着中小型风电系统的工艺技术不断创新，市场竞争力会越来越强，小风电也能撬起大市场。

竞争力偏弱

“这几年，很多小风电企业已经转型，行业的生产规模正在萎缩。”青岛安华新能源股份有限公司董事长鲁中间对《中国能源报》记者坦言，我国具备设计、生产、销售和服务一体化的小风电企业从之前的400多家下降到了目前的50家以内，并且这些企业的业务只围绕中小型风电设备研制。当前中小型风电的市场需求已经发生变化，正从前期的设备采购向系统采购以及多能源互补的智能系统提供方向转变。

鲁中间进一步表示，由于整个行业不景气，导致中小型风力发电系统的性价比与光伏、大兆瓦风机相比竞争力偏弱。

国家电投集团风电产业创新中心运营优化研究所副所长邓屹博士介绍，目前，中小型风电项目的经济性难以满足投资收益率要求，需要产业协同以降低EPC总价，包括单位千瓦设备价格和运输、施工、维护等全周期成本。此外，受制于产业规模和收益率，在翼型设计、智能化控制并网、外观造型、一体化设计降本等方面，专业研发力量投入仍偏弱。同时，30米高度以下的长期测风塔数据稀缺和复杂城区风资源测算工具缺乏，导致项目前期收益精准测算缺乏简单快捷的方法。

记者采访获悉，部分地区缺乏明确的中小风电项目并网实施细则，且各地审核部门对于小风电项目政策的理解存在不同程度的偏差，在占用配额、接入审批、余电上网等方面仍存在审批推进困难的情况。

市场空间大

竞争力差，中小风电还有发展潜力吗？在业内人士看来，中小型风电具备灵活度高、适应性强的特点，随着技术越来越成熟，适用范围和领域也将越来越大。

谈及中小风电发展机遇，鲁中间认为，岛屿、边防、村落、山区、企业园区等诸多场景均可安装中小型风电；中小型风电系统维护简单，后期运维成本低、效率高，而且发电系统匹配灵活，可以和光伏发电组成多种系统配置。“现在的中小型风电系统更加智能，可通过采用先进的传感器技术和互联网技术，实现远程监测和智能控制，提高系统效率和可靠性。”

邓屹对《中国能源报》记者表示，中小型风电一般无须新建升压站和道路，建设周期短，单位容量占地面积小，便于利用城市、乡村闲散土地资源提升风资源利用率。尤其是与“乡村振兴”“综合智慧零碳电厂”等相结合，将有利于进一步推动中小风电产业发展。

鲁中间认为，农村用电量不稳定且变压器容量相对较小。在部分风光资源比较丰富的农村，当风光发电量大于使用量或储能充满时，通过EMS控制切入制氢环节，将多余的电能通过制氢气储存，在冬季再采用氢气来实现农业大棚及村民供暖，既节能又环保。

在碳达峰碳中和目标下，各大央企针对不同应用场景设计了不同的减排方



案，其中，中小型风电成为重要元素，这无疑给中小型风电行业发展奠定了基础。“中小型风力发电系统在通讯行业、牧民和边防哨所、局域网并网、石油行业已经开始示范应用，短期将释放出50亿元左右的设备市场空间，进而可撬动风光互补系统千亿元以上的市场规模。”鲁中间表示。

根据全球可再生能源协会的报告，截至2022年底，全球中小型风力发电装机容量已经超过1.3亿兆瓦。其中，欧洲和北美是中小型风力发电的主要市场，中国、印度、巴西和非洲一些国家和地区的市场也在不断发展。在可再生能源政策的推动下，中小型风力发电系统的技术不断发

展，越来越多的新型号和产品被推向市场，同时成本也在逐渐降低。这些因素都将促进中小型风力发电市场的进一步发展和成熟。

并网标准待明确

如何促进中小型风电行业快速发展？

在业内人士看来，中小型风机产品的国标和行标大部分已经颁布，但仍存在部分国内企业虚标或者乱标风机技术参数情况，扰乱了市场秩序。目前，中小风电并网无标准可依，亟需相关部门尽快制定标准。

邓屹建议，可参考分布式光伏发展经验，允许中小风电机组按照自发自用、余量

上网模式并网，并在部分试点区域给予一定补贴。目前，分散式风电项目开发流程和集中式项目基本相当，应简化乡村风电项目核准流程，建立简便高效规范的核准管理工作机制，实现审批手续“一站式”服务。此外，开发方应积极对接当地主管部门，紧盯相关政策落地情况、主动积极开展项目开发工作。

另有多位业内人士建议，可加强乡村中小风电与电动汽车充电桩、5G基站等领域的绿色转化研发合作，结合“沙戈荒”、农业、养殖等领域特点和需求，创造新合作业态。对于全部自发自用或者园区配电网就地平衡的中小型风电项目，应明确不需要获得电网企业接入支持性意见。

《矿产资源和电力市场化交易专项整治工作方案》发布：

电力市场不正当干预行为将被整治

■本报记者 杨晓冉

近日，自然资源部、国家能源局联合印发《矿产资源和电力市场化交易专项整治工作方案》(以下简称《方案》)，提出将对干预电力市场准入、干预电力市场交易组织、干预电力市场价格等行为进行整治。

《中国能源报》记者在采访中了解到，新一轮电改以来，地方权力干预电力市场化交易的事件时有发生。但同时，电力市场的良好竞争秩序又离不开有效的规则与持续的反垄断机制。业内人士认为，《方案》表明，政府部门致力于约束不当干预行为，推进构建良好的电力市场秩序。

营造更加健康的市场环境

业内人士指出，《方案》的主要亮点就是涉及电力市场化交易的部分，体现出整治“权力干预市场”的决心。“其实，自2015年新一轮电改以来，这些问题就长期存在。把这些问题摆到台面上讨论，并使针对这些问题的反映和整治有据可依，是很大的突破。”华南理工大学电力经济与电力市场研究所所长陈皓勇分析。

干预电力市场准入行为，主要包括对发电企业、电力用户等进入电力市场设置不合理准入门槛和程序，对售电企业额外增设《售电公司管理办法》规定的注册条件和注册程序以外的要求，以及限制交易主体自由参与跨省跨区交易等；干预电力市场交易组织行为，主要包括出台与现行交易规则相违背的交易方案，以行政手段干预交易机构交易组织和电网企业调度运行，随意调整交易结果，违规减免偏差考核责任等；干预电力市场价格行为，包括违规干预价格形成，采取分割市场电量、隐形确定供需比等方式限制市场竞争，以及未执行市场交易价格，针对不同地区、特定类型的主体规定歧视性价格，组织以各种名目限定价格或者变相限定价格的强制专场交易，强制分配低价电等。

“《方案》涉及的问题包括两方面，一是地方政府及部分地方电网企业为保护地方电力部门利益而采取的不当行为，二是地方政府为保护地方支柱产业或重点企业而采取的各种‘照顾’行为。”中国社会科学院财经战略研究院

研究员冯永晟分析。

业内人士认为，若能通过本轮整治营造更加健康的电力市场化交易环境，将对提高电力市场效率、合理电力市场价格具有重大意义。

某售电公司信息官王某指出，引入良好的市场竞争机制，打破传统电力供应模式，可促使电力企业提高生产效率、降低成本。“同时，电力市场化交易能够优化电力价格，提高电力行业透明度和公平性，激励创新和技术进步，推动电力行业的创新与发展。”

“旧病沉痾”有待根治

记者采访了解到，《方案》提到的三种干预问题均普遍存在。

“以属于干预电力市场价格行为的高耗能优惠电价为例，在电改过程中，地方政府在电力市场建设方面拥有一定的灵活性。有些地方将原来的‘优惠直给’包装在市场化交易的外衣下，进行指定对象、专场交易、打折结算。尽管形式变了，但保护和优惠的实质没变，不利于产业结构的进一步转型升级。”冯永晟坦言。

行政手段干预电力市场价格和政策强制要求变更合同等行为已导致多起购售电纠纷。“为干预价格，一些政策文件频繁变化，导致售电公司无法按原合同电价执行。市场化交易结果及相关政策法规应具有严肃性和公信力，不可随意调整。”陈皓勇指出。

记者了解到，贵州盘北大秦售电公司在2022、2023年两次状告贵州电力交易中心在未征求各市场主体同意情况下擅自调整价格并予以结算出清，以及此前深能科技集团与广州恒运热电公司之间的纠纷，都是由行政手段干预价格导致。

此外，限制交易主体自由参与跨省跨区交易现象也不在少数。

某地清洁能源公司负责人告诉记者，目前我国跨省跨区绿电交易在送出、输送、落地等环节均存在一定阻力。“比如，在送出环节，各省都面临非水可再生能源考核，若本省大量绿电交易到外省，可能导致本省无法完成考核指标。因此，临近考核时，外送绿电就可能受到限制。而且，由于目前跨省绿电交

易电能量价格普遍低于火电基准价格，未完全体现可再生能源的绿色电力价值，因此，当地发改委在审批电力跨省交易电量与交易价格时，也会叫停此类交易。”

“电网企业代理购电行为大量存在，影响市场准入及市场组织，亟待缩小范围。”电改研究人员展曙光指出，目前代理购电仍执行《关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》中“电网企业以报量不报价方式，作为价格接受者参与市场出清”的价格形成机制，在电力供应紧张形势下，致使许多市场主体不愿进入市场参与交易，这不仅违背市场化初衷，也严重制约了电力市场的良性发展。

常态化监管是关键

《方案》好，保证落实是重点。“专项整治效果能否长期保持，还依赖于常态化监管。”业内专家认为。

在陈皓勇看来，市场的本质是在“政府的手”之外的一个自由场合。电力市场化要求规范政府的行为边界。“要整治，就要信息透明，要给予市场主体反映此类违规行为的公开渠道，并对社会公示。”

对于各类主体获得公平公开参与市场化交易的权利，王某建议，严格遵照《售电公司管理办法》的相关要求，建设全国统一、的售电公司注册信息共享数据库，为各级电力交易机构提供相关数据服务。同时，制定国家统一的电力零售市场运营管理政策并开展试点，择机修订《售电公司管理办法》相关条款并发布落实。

在跨省跨区绿电交易方面，上述清洁能源企业负责人指出，政企应协同破除跨区域绿电交易壁垒，建立“省域内+跨区域”绿电交易机制。“目前，跨省绿电通道容量市场尚待建立，应确定以市场化定价形式对外拍卖月度、年度或多年的跨省电力通道的富余送电容量，根据协议周期以及送电容量、送电灵活性等特性进行差异化定价。同时探索带曲线绿电交易模式，形成新能源就近消纳与跨省跨区交易的同步运行机制。厘清送受端省份偏差考核边界，对送受电两端电网形成正向激励。”该负责人说。

绿氢已经成为推动石化工业深度减碳的关键。

近日，陕西省首个绿氢制绿醇项目签约落地榆林国家高新技术产业开发区。该项目将建设5万m³/h绿氢、2.5万m³/h绿氧和30万t/a绿色甲醇项目。据了解，“十四五”期间，榆林高新区将依托区内兰州石化榆林化工有限公司7万t/a副产氢气及丰富的绿电资源优势，大力发展绿氢耦合现代煤化工，推动以氢换煤、绿氢消碳，全力打造氢能全产业链。

“双碳”目标下，化工部门面临巨大减碳压力。业内人士认为，推广可再生能源制氢替代传统化石能源制氢是加快推进化工部门低碳转型的关键举措。未来，随着绿氢经济性的提升，其在化工领域的应用规模有望持续增加，同时也将为氢能产业带来巨大发展空间。

协同发展是必然趋势

在近日召开的中国电氢耦合与氢化技术创新大会上，与会专家指出，化工部门是国民生产中的主要碳排放部门之一，也是脱碳难度最高的部门之一。在我国，合成氨、合成甲醇等化工行业每年消费的氢气量高达2000万吨，其上游原料几乎全部源于煤炭、天然气等化石能源。在此背景下，既是工业原料又是清洁燃料的绿氢为化工项目提供了更多可行性。

近年来，利好绿氢及化工项目耦合的政策纷纷出台。2022年4月，工业和信息化部联合六部委印发《“十四五”推动石化化工行业高质量发展的指导意见》，提出“鼓励石化化工企业因地制宜、合理有序开发‘绿氢’，推进炼化、煤化工与‘绿电’‘绿氢’等产业融合示范”；2022年3月，国家发改委、国家能源局印发《氢能产业发展中长期规划(2021-2035年)》，提出探索开展可再生能源制氢在合成氨、甲醇、炼化、煤制油气等行业替代化石能源示范。

目前，我国已有20多个省份和60多个地级市制订氢能产业发展规划，已公开发布的可再生能源制氢项目合计产能达到429万吨。

石油和化学工业规划院能源化工处副总工程师温倩指出，此前，传统化石能源和新能源之间是割裂的，化石能源只能直接外运，是一个低价值的产品外输，而新能源又有大的就地消纳压力。氢可作为二者连接的桥梁，实现新能源与化工产业的融合发展。

以煤化工为例，“煤化工+新能源”一体化发展，可有效降低化石资源消耗和碳排放，同时解决新能源的波动和消纳难题。温倩表示，煤化工消纳潜力巨大，绿氢用作合成氨原料可实现全部替代，用作甲醇原料根据碳氢比1:2可实现部分替代，考虑其他煤化工子行业后，共计可形成约1.6亿千瓦的新能源消纳潜力。

电氢耦合是关键举措

国家发改委能源研究所副研究员刘坚

绿氢化工协同发展潜力大

■本报记者 仲蕊

认为，氢能具备能源载体和工业原料的双重属性，电氢协同可促进可再生能源发电与化工行业融合，进而打造基于可再生能源的绿氢化工系统。

“当前我国正处于新型能源体系建设的的关键时期，氢能和新型电力系统是未来碳中和能源系统的核心要素，有必要发挥氢能的独特作用，充分挖掘绿氢作为低碳能源与原料的双重价值。”刘坚表示，通过电氢协同可将绿氢与化工有机融合，可推动可再生能源对化石能源的全面替代，助力实现“双碳”目标。

另有专家指出，利用绿电和绿氢的能源属性，以绿氢和绿电替代炼化工艺用化石燃料，可有效减少炼化生产用环节的碳排放，推动石化工业低碳化转型。同时，依靠科技进步，对炼化工艺流程进行适应绿电、绿氢再造，能够实现节能降碳、绿色环保。未来短流程生产特色产品、低碳排放的总流程方案将成为炼化工艺主流。

中国寰球工程公司北京分公司副总经理兼总工程师马明燕提醒，目前国内外的绿氢化工大多为“绿氢替代”模式。需要注意，包括发电与储能的新能源侧和化工用氢侧要分别统筹、规划与管理；发挥绿氢的整合作用，也需新能源发电、储能、制氢、储氢、用氢全产业链一体化考虑。

需树立系统性思维

刘坚指出，绿氢与化工行业具有巨大的协同发展潜力，需以系统性思维开展绿氢化工顶层设计。在生产环节，应充分发挥绿氢灵活储调的特性，促进大规模、高比例新能源消纳；在储运环节，提升可再生能源长距离输送效率，实现输电与输氢优势互补；在消费环节，重点推动绿氢在化工领域的规模化应用，鼓励绿氢、绿醇等绿氢化工试点示范。

“不过，我国绿氢资源与化工产能空间错位问题突出，风电、光伏发电等可再生能源富集地区主要集中在西部的内蒙古、青海等地，本地消纳绿氢空间有限，外送能力不足。而石油化工产能主要分布于中东部沿海地区，绿氢资源相对有限。”刘坚表示，西部地区的可再生能源可通过新建氢气管道或改造天然气管线输送至中东部地区，也可以绿电形式利用特高压输电通道输送至负荷终端，但电网网络协同运行方式还需进一步研究。

目前我国尚未针对绿氢产业链建立完善的项目管理、并网调度、电价政策与绿色认证标准，这些都为绿氢化工的有序发展带来困难。对此，刘坚建议，在政策层面加大对绿氢产业的扶持力度，重点支持技术创新与成果转化，研究出针对绿氢的电价补贴和减税政策，加强化工行业能耗“双控”、碳排放“双控”等政策的衔接。在监管层面，建立健全绿氢相关法律法规和监管制度，积极参与绿氢国际标准制定，支持绿氢减排量纳入自愿减排市场交易。

