

提升经济性，绿氢才能越来越“火”

■本报记者 张胜杰

全球首个氢气品质移动检测车首次公开亮相、世界级绿氢生态创新区“氢洲”项目正式发布、30款电解槽产品“齐登场”……近日，在2024中国国际氢能及燃料电池产业展览会上，一大批氢能领域的核心装备、技术、解决方案竞相“亮相”，彰显出我国氢能产业快速发展的科技创新实力和澎湃动力。

“这次展会人气旺、参展企业多，充分反映了氢能行业的‘热’。其实，展会是一个晴雨表，我们预计氢能行业的‘春天’即将来临。”展会上，隆基氢能科技有限公司副总裁王英歌兴奋地告诉《中国能源报》记者。

多位行业人士纷纷向记者表示，当前要把氢能战略价值的“热”变成商业价值的“热”，重点是要解决其经济性问题。

■■■电解槽功率持续“进化”

氢能是我国战略性新兴产业，当前正进入关键发展阶段。据国家能源集团总经理助理黄清介绍，我国规划和建设的可再生能源制氢项目超400个，已建成加氢站约480座，燃料电池汽车保有量约2万辆，氢能已在交通、化工、冶金等领域的示范规模引领全球。

随着制氢装备持续火热，展会上多款电解槽“登场”。据不完全统计，共有26家电解槽企业、30款电解槽产品亮相该展会，电解槽类型涉及碱性电解、PEM、AEM等技术路线。而电解槽大型化正是提升氢能经济性的途径之一。

“近日，在德凯DEKRA等权威机构见证下，公司JSDF S1-2000/1.6高性能碱性水电解槽系统通过实证测试。”展会上，江苏双良氢能源副总经理王钢道向记者介绍，“其中多项性能指标再次打破行业纪录。”

展会现场，全球首套碱性电解槽全自动装配线吸引了记者的注意。金辰股份常务副总裁祁海坤告诉记者，“这款产品包含电解槽极板分类线与电解槽总装测试线两大部分。通过自动化流程，可显著提升电解槽生产效率，满足市场日益增长的需求。精准的视觉检测与自动化堆叠装配技术，不仅保证了制造的高

标准，同时减少了人为操作因素的影响，提高了生产安全性。”

苏州青骥骥创始人闫巍说：“电解槽的出货量每年都以翻番的趋势增长。在电解槽的功率越来越大的同时，对核心材料的要求也变得越来越苛刻。”

■■■燃料电池成本即将降至1000元/千瓦

在看到我国氢能重大发展机遇的同时，也不能忽视该产业发展存在的技术、成本、标准等多重挑战。

“经过多年的科研攻关，我国氢能产业技术与装备实现了很大进步，但一些关键材料和核心技术仍待突破。”中国氢能联盟研究院副总经理刘聪敏说。

“制氢成本关乎产业长远发展，当前的降本速度还远不够快。”国际氢能委员会执行董事史蒂文·利布雷希特强调。

“储运环节是实现降本的重要卡点。”在中国科学院理化技术研究所研究员谢秀娟看来，当前，我国正探索多种氢能储运技术路线，其中规模化氢液化储运已实现关键技术突破和关键装备自主可控，预计未来几年能实现全产业链示范。

“尽管我国燃料电池和电解槽等氢能关键技术已取得重大突破，但还要继续优化升级，尤其是燃料电池的耐久性还需提高。”中国科学院院士、清华大学教授欧阳明高说，“据预测，我国燃料电池的成本即将进入1000元/千瓦的时代。”

“现在氢能很‘热’，但还只是战略价值层面的‘热’，要把战略价值变成商业价值，关键就是氢能的性价比，源头是绿氢的成本。”欧阳明高表示，“今后，我们要以富余绿电资源低成本制氢为源头推动力，以多元化、大规模商业示范应用场景为龙头拉动力，带动绿氢全产业链发展。”

■■■2030年规模将达500万—1000万吨

在氢能产业蓬勃发展的背景下，各地纷纷加大对



氢能产业的规划与布局。

在中国氢能联盟理事长、国家能源集团党组书记、董事长刘国跃看来，目前，可再生能源制氢大基地建设、氢能高速、海洋氢能等创新应用工程加快推进，全产业链关键技术攻关及装备自主化持续深入，氢能企业融资及上市步伐加快。

记者注意到，目前央地合作项目正加速推进，助力地方经济高质量发展。世界级绿氢生态创新区“氢洲”项目（以下简称“氢洲”项目）已正式发布。国家能源集团将携手内蒙古鄂尔多斯市，打造世界领先的绿氢项目标杆与国家西氢东送重要节点。这意味着，“两横一纵”全国绿色氢能产业链集群化布局再进一步。

作为标杆示范项目，“氢洲”项目不仅在成本、储存、规模、场景等方面设定了高标准，更计划未来在青

海、甘肃、新疆等同类型地区进行复制推广，甚至依托共建“一带一路”倡议在全球范围内落地。“这不仅有助于推动我国氢能产业快速发展，也将为我国万亿产值规模的氢能产业集群建设提供有力支撑。”国家能源集团有关负责人说。

商务部投资促进事务局副局长李勇表示，未来几年，随着科技创新不断为氢能产业赋能，氢能应用场景不断涌现，氢能的投融资热度会持续增长，产业发展态势将持续向好。

“未来，集中式氢储能的市场非常广阔。按照国际能源署的预测，可再生能源发电量的10%必须通过长周期储能来解决。到2060年，中国1.5万亿千瓦时的电需要由氢储存，这是非常广阔的前景。”欧阳明高预测，未来，燃煤发电会逐步变成燃氢发电，2030年绿氢规模将达到500万吨到1000万吨。

国家发改委、国家能源局：

不得依托燃煤自备电厂建设增量配电网

本报讯 记者卢奇秀报道 为规范增量配电业务配电区域划分，积极稳妥推进增量配电业务改革，国家发改委、国家能源局日前修订了《增量配电业务配电区域划分实施办法》（以下简称《办法》）。《办法》明确，鼓励以满足可再生能源就近消纳为主要目标的增量配电业务，支持依据其可再生能源供电范围、电力负荷等情况划分配电区域。不得依托燃煤自备电厂建设增量配电网，防止以规避社会责任为代价打造成本优势。

增量配电改革是我国电力体制改革的重要组成部分。2015年3月，中共中央、国务院印发《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（以下简称《若干意见》），成为新一轮电力体制改革的纲领性文件。《若干意见》明确，按照管住中间、放开两头的体制架构，有序放开输配以外的竞争性环节电价，有序向社会资本放开配售电业务。2016年10月，国家发改委、国家能源局印发《有序放开配电网业务管理办法》，鼓励社会资本积极参与增量配电网业务，通过市场竞争确定投资主体；配电网运营者享有公平接入电网，获取政府规定的保底供电补贴等权利。由此，增量配电改革序幕在全国拉开，国家先后组织5批次459个增量配电业务改革试点。

8年来，增量配电网改革取得一定成绩，也存在诸多不足。截至2023年底，459个增量配电网

务改革试点中，232个试点尚未取得电力业务许可证（供电类），配网供应区域划分不清、公平接入上级电网难、价格机制不明确等问题成为影响试点项目良性运营的关键掣肘。

划分配电区域是增量配电网试点的基础性工作，也是经营主体申请供电许可证的前置条件。2018年，国家发改委、国家能源局制定《增量配电业务配电区域划分实施办法（试行）》，明确了增量配电业务配电区域划分的基本原则、责任主体和办理程序，并对配电区域划分涉及的存量资产和用户提出原则性处置意见，对配电区域变更与监管作出具体规定，为增量配电业务配电区域划分提供政策依据。

国家能源局有关负责人表示，该文件实施6年来，有效推动了增量配电改革试点项目配电网区域划分和电力业务许可证颁发工作。随着形势变化，原文件部分条款内容已不适应当前增量配电改革实际，为进一步规范增量配电业务配电区域划分，稳妥推进增量配电业务改革，故予以修订。

《办法》明确，在一个配电区域内，只能有一家企业拥有该配电网运营权，按照有关规定履行电力社会普遍服务、保底供电服务和无偿提供配电服务义务，退出配电业务时履行配电网运营权移交义务，配电网运营权移交前应继续履行相关义务。

《办法》主要修订内容包括以下几个方面：一是明确省级能源主管部门负责本省配电区域划

分，国家能源局派出机构负责向增量配电业务项目业主颁发电力业务许可证（供电类）。二是明确配电区域划分应坚持公平公正、安全可靠、经济合理、界限清晰、责任明确的基本原则，保障电网安全稳定发展；配电区域应按照行政区域或开发区、工业园区等总体规划确定的地理范围划分，具有清晰的边界，尽量保持配电区域的完整性及连续性，避免出现重复建设、交叉供电等情形，影响普遍服务和保底供电服务的落实。三是明确配电区域划分环节在项目业主确定之前，便于潜在投资主体决策，避免后续争端，配电区域划分主管部门应组织编制配电区域划分方案并征求地方政府、电网企业、潜在投资主体等相关利益方意见建议。四是明确了配电区域划分意见为增量配电企业申领电力业务许可证（供电类）的主要依据，企业间自主达成划分协议不再作为前置条件。

国家能源局有关负责人表示，下一步，国家发改委、国家能源局将指导地方政府部门、电网企业（含增量配电企业）做好增量配电业务配电区域的划分工作；指导国家能源局派出机构做好电力业务许可证核发工作，助力符合条件的增量配电企业尽快取得合法经营地位。同时，密切关注《办法》实施情况，充分听取参与改革各方意见建议，持续跟踪增量配电项目进展，推动试点项目尽快落地见效。



大秦铁路春季集中修施工全面展开

4月1日，被誉为“中国重载第一路”的大秦铁路开启为期30天的春季集中修施工，全面提升线路设备设施质量，为即将到来的迎峰度夏电煤保供夯实安全基础。

图为4月1日，工人在途经河北省遵化市的大秦铁路进行维修施工。

人民图片

上接1版

户用储能“叫座”才算“叫好”

目前，户用储能的电池、变流器等关键部件的标准仍使用普通储能电站标准。对此，刘勇建议，在普通储能电站行业标准的基础上，制定专门针对户用储能系统的标准，包括变流器、电池管理系统、能量管理系统等细分领域的设计标准、安装标准、运维标准、安全保护标准、消防设计标准，以及后期的回收处置标准等。通过完善户用储能的标准体系，推动企业提高产品兼容性，保障产品品质，提升产品安全性。

此外，刘勇还强调，要不断完善户用储能产业发展的顶层设计，为产业快速发展奠定政策基础。“近年来，国家层面出台了一系列政策支持储能行业发展，但在户用储能这一细分领域，尚没有明确的顶层设计及配套政策。目前，储能相关补贴主要集中于中大型储能电站，尚没有针对户用储能的补贴政策。除了完善补贴政策之外，还需要健全户用储能保险机制和运维检修管理办法，为户用储能发展提供多方面支持。”

上述不愿具名的从业者也表示：“我国居民用电价格机制对户用储能产业发展的激励性不强。目前，国家已对大工业用户和大部分地区的工商企业实行分时电价机制，并计划逐步拉大峰谷电价价差，为储能产业发展创造了有利条件。出于保障民生的考虑，国家对居民、农业、公益性事业用电暂缓实行分时电价机制。未来，随着社会的不断发展，居民用电可能也会实行分时电价，或者优先对高端社区、用电负荷重点地区试点实施分时电价，适度拉大部分地区的峰谷电价价差。届时，国内户用储能产业也将迎来迅速发展的黄金机遇期。”

上接1版

中国光伏持续领跑全球

张森建议，企业要不断提升产品质量和竞争力，着眼于先进技术、科技创新以及品牌优势，积极研发和布局先进产能。同时还要瞄准细分市场，形成差异化竞争优势，推动形成产品和市场互补型的高质量产业结构。

海外市场本土化建厂要落到实处，同时也要避免“蜂拥而上”

当前，应对气候变化、加快能源转型已经成为世界各国的普遍共识和行动，全球绿色发展的方向更加坚定。尤其是2023年11月中美两国发表的《关于加强合作应对气候危机的阳光之乡声明》，为可再生能源发展提供更多空间。一直以来，中国都是能源绿色转型的积极倡导者与践行者。在业内人士看来，这些都将持续激发中国光伏企业走向世界的信心。中国光伏企业应继续以全球化视野合理布局，继续保持国际竞争力。

针对今年我国光伏产品的出口前景以及全球光伏市场需求增速，受访人士普遍持乐观态度。

张森强调：“长期来看，全球能源绿色转型和加大光伏等新能源投资合作的趋势不会改变，全球光伏市场装机增长态势等均不会改变，中国光伏产品服务全球的局面不会改变。”

展望未来，中国光伏企业“出海”还要做哪些努力？

中国光伏行业协会副秘书长刘泽阳指出，企业“出海”是大势所趋，但一定要做好调研，对国与国之间的关系、贸易规则等均需熟知。同时，海外市场本土化建厂要落到实处，同时也要避免“蜂拥而上”。

张森表示，目前我国光伏企业海外布局目的地选择更为多样，企业“出海”考虑更多的是多元化产品与服务供给，互利共赢，共同开拓全球光伏市场。

集邦咨询预计，2024年全球光伏新增装机量的中性预期为474GW，同比增长16%。从四大区域市场来看，亚欧装机需求将进入调整阶段，保持稳定增长；美国装机需求有望显著回暖，带动美洲整体市场保持较高增速；中东区域，则可能因能源转型战略的加速推进，叠加组件价格回落，推动沙特、阿联酋等国的大型光伏地面电站建设提速。