

均价从0.72元跃升至5.57元,资源大省身兼买卖双重角色

我国绿证市场正从规模扩张迈向价值重塑

■本报记者 苏南 王林

国家能源局近日发布的《中国绿色电力证书发展报告(2025)》(以下简称“报告”)显示,截至2025年底,全国累计交易绿证已达14.83亿个,其中绿证单独交易9.95亿个,绿色电力交易绿证4.88亿个。今年一季度,市场更是延续了核发稳、交易旺、价格涨的鲜明特点。一季度全国核发绿证6.98亿个,其中可交易绿证5.04亿个,占比72.22%。一季度全国交易绿证2.4亿个,同比增长21.19%。制造业、数据中心等仍是绿证消费主力。

特别需要注意的是,绿证均价从0.72元跃升至5.57元,资源大省也从简单的供需互补转向身兼买卖双重角色。不过,在量价齐升之下,消费动能不足、碳电衔接不畅、国际认可度待提升等隐忧尚存。

绿证价格呈现“梯度递增”趋势

2025年绿证市场,交易价格上涨最引人注目。报告显示,2023年及以前电量绿证均价仅为0.72元/个,2024年电量绿证均价升至2.12元/个,而2025年电量绿证均价则大幅跃升至5.57元/个。今年一季度的数据印证了“梯度递增”这一趋势,2024年2025年2026年电量绿证均价分别为1.51元/个、5.71元/个、7.76元/个。这种价格梯度递增趋势,与新增绿证环境价值认可度高、市场需求旺直接相关。

业内指出,早期结转的老电量绿证,往往被视为额外的“零成本”收益,因此低价抛售意愿较强。如今随着社会对绿电价值的共识逐渐形成,特别是重点行业强制消费政策的落地,新增绿证成为刚需,价格自然向真实环境价值回归。

绿证价格的回升,是可再生能源行业的及时雨。长期以来,我国新能源发电的环境价值被稀释,绿证价格的逐步回升,既使可再生能源绿色电力价值得到体现,也增强了资本对可再生能源发电项目的投资信心。

值得注意的是,绿证价格上涨的同时带来了管理考验,如何在保障绿证环境价值的同时,避免下游用能企业的负担过重,是管理者需要平衡的难题。尤其是当前绿证市场流动性不足、区域参与冷热不均等问题依旧存在,单纯价格上涨难以破局,需要从机制层面打通堵点。

一位绿证资深研究专家对《中国能源报》记者表示,重点需在两个维度上统筹:一是加强省级层面的统筹优化。兼顾省内绿电供给、刚性约束下的绿电需求,以及省内外绿证价格差异,通过在省级层面

电资源和绿电需求进行统筹协调以及绿证的优化配置,促进当地绿证“买”与“卖”一盘棋。二是要强化绿证与宏观政策的外联与衔接。绿证的流通与交易并非孤立存在,它与可再生能源消纳权重、绿色电力消费比例、碳排放双控及碳排放核算等政策机制息息相关。未来应当加强绿证机制与上述政策机制的衔接,进一步扩大绿电消费需求和增加绿证市场流动性。

资源大省转向“双重身份”

特别需要注意的是,去年购入绿证数量前5的省区为广东省、浙江省、内蒙古自治区、新疆维吾尔自治区和广西壮族自治区;出售绿证数量前5的省区为内蒙古自治区、新疆维吾尔自治区、河北省、甘肃省和云南省。

广东、浙江等东部负荷中心大举买入,西部风光资源大省大量卖出,符合传统的“西电东送、西绿东送”的电力供需错配格局。但是,内蒙古自治区和新疆维吾尔自治区同时出现在了购入和出售的前5名单里。

“我并不觉得这单纯反映了绿电资源和需求的空间错配。我们知道实际是有错配的,因为“三北”、西部风光资源和项目富集,东中部是用电负荷中心,这是传统的电力供需错配。但现在的绿电交易,主要还是需方市场。”中国宏观经济研究院能源研究所研究员时璟丽对《中国能源报》记者表示。

谈及绿证何时会成为绿证的“买家”和“卖家”?时璟丽指出,内蒙古、新疆等新能源富集地区,早已不是单纯的“能源输送基地”,它们同时也是传统高载能产业,如多晶硅、电解铝、钢铁、石化等以及算力等新型产业相对集中的地区。2025年,我国对电解铝明确提出绿电消费比例要求并进行考核,对多晶硅、数据中心、钢铁、水泥等行业也提出了要求,这极大催生了这些行业的绿电需求。

作为“卖家”,内蒙古和新疆凭借庞大的风光装机,向外省输出绿证,获取环境收益;作为“买家”,其本地密集布局的高载能和算力企业,在刚性政策约束下,必须大量购入绿证以完成绿电消费比例考核。当本地绿证供给不足以满足本地激增的产业需求,或者本地特定时段绿证价格高于跨区购买成本时,这些资源重镇的企业自然会进入全国市场采购。

“2025年的绿电购售集中度,充分反映了这一点。”时璟丽表示。这也标志着我国能源消纳逻辑的



图片由AI生成

重大转变,即从单纯的“远方来电”向“就地消纳与跨区域互济并重”转变。西部不再只做原料和电力的供应商,而是通过引入高载能和算力产业,将绿电就地转化为绿色生产力,绿证则是核算这种绿色生产力的核心凭证。

打通绿证与其他制度协同难点

尽管市场热度空前,但绿证深层次问题逐渐显露。国家能源局新能源和可再生能源司副司长潘慧敏坦言,当前我国绿证消费相对动能还不足,可再生能源的绿色环境价值尚未得到充分体现;绿证与碳排放核算衔接路径不够清晰,企业对绿证的需求空间缺乏明确预期;此外,国际规则话语权还不够足,绿证的国际认可度有待提升。

面对这些挑战,潘慧敏认为,应从机制、需求、标准和认证多个维度协同发力。“上下”打通绿色环境价值市场化转化机制通道,“左右”打通绿证与其他制度协同难点,“内外”打通相关标准国际互认堵点,系统性提高绿证市场活力。

潘慧敏强调,要持续完善绿证价格形成机制,研究制定绿证价格指数并适时向社会公布,稳定企业对绿证价格的预期。同时,应印发非化石能源电力消费

核算指南,明确绿证纳入碳排放双控和碳排放核算的具体办法,让绿证成为行业企业降碳减排的基本核算工具。

在扩大消费规模方面,政策“有形之手”与市场“无形之手”需同向发力。时璟丽建议,未来激发绿证绿电市场活力,应扩大用能企业消费绿色电力比例要求的范围和规模,且落实到重点用能行业和企业。而对于中小企业,考虑到实际需求和政策执行度,建议从激励机制出发,推广“绿车充绿电”、居民绿电零售套餐等,营造全社会主动绿色消费氛围。

更深层次的破局在于“碳电协同”与“国际互认”。时璟丽指出,核心是将绿证与碳双控、碳排放核算链接。在地方碳考核、企业碳管理、产品碳足迹核算中,将绿证作为消费绿电的合法有效凭证,这是有效带动所有地区和各类企业消费绿电的根本途径。

此外,构建绿色电力消费认证机制,扩大认证结果的采信和应用,为用能单位发放权威“成绩单”和“证明函”同样关键。潘慧敏表示,要加快构建绿色电力消费标准体系,积极推动我国标准国际化,把我国可再生能源的规模优势和技术优势,切实转化为国际规则的话语权,让中国绿证真正成为企业走向国际市场的“通行证”。

安徽淮北:采煤塌陷区变身生态风景区

图片新闻



图为安徽省淮北市南湖公园。南湖作为曾经的采煤塌陷区,淮北市通过持续加强生态修复治理,成功将其打造为城市生态公园。如今,依托公路旅游大环线,南湖已成为热门旅游目的地,不仅改善了区域生态环境,还带动了旅游经济发展,实现生态效益与经济效益双赢,为资源型城市可持续发展提供经验。

人民图片

全国燃气行业AI+智慧应用研究联合行动启航

■本报记者 全晓波

5月21日,以“数智赋能,燃启新程”为主题的第十二届智慧燃气发展论坛在北京开幕。中国城市燃气协会(以下简称“中燃协”)数智燃气专业委员会在开幕式上宣布正式成立,“全国燃气行业AI+智慧应用研究联合行动”同步启航,标志着我国燃气行业数字化、智能化转型全面迈入协同攻坚的新阶段。

近年来,国家顶层设计层面力推AI+能源深度融合。受此推动,传统燃气边界也正被打破,AI推动下的现代服务业与燃气深度融合,新业态蓄势待发。智慧燃气已成为创新、韧性、智慧的现代化人民城市建设目标的重要组成部分。

2026年是“十五五”开局之年,安全、舒适、绿色、智慧的好房子建设被纳入“十五五”规划纲要与2026年政府工作报告,为未来一个时期我国民生发展与城市建设提供了重要指引。“燃气行业的数字化、智能化转型,是落实‘好房子要有好燃气’理念、支撑新型城市基础设施建设的核心基石,更是激活行业新质生产力的关键抓手。”中国城市燃气协会理事长刘贺明在开幕式致辞中强调。

在此背景下,中燃协数智燃气专业委员会(以下简称“专委会”)应运而生。该专委会由中燃协原

智能气网专业委员会与原信息工作委员会整合组建,致力于成为统筹聚合行业数智化资源、赋能燃气主业转型升级的核心载体。

会上正式发布首届专委会组织架构及核心成员名单,汇聚30余家行业龙头、技术先锋与科技企业,首届主任委员单位由北京市燃气集团有限责任公司承担。

据专委会主任委员、北京燃气集团总经理助理陈钧介绍,专委会致力于加快智慧燃气生态与智库建设,构建成果展示、技术交流、供需对接的高水平合作平台。“我们研用并举,强化创新引擎。启动《中国智慧燃气发展报告(2026版)》编制,系统总结经验,研判发展趋势;推进行业研究联合行动,聚焦‘十五五’重点课题协同攻关;研发燃气行业AI大模型,打造安全可控、可复制推广的行业数智生态;统筹组织科技奖项申报,促进成果共享、技术互鉴,全面提升行业创新能级。”

为解决当前燃气行业面临的AI研发重复投入、技术转化成本高、数据共享难、中小企业研发能力薄弱、创新成果普惠不足,而科技型企业却遭遇“有技术无场景”的落地困境等共性难题,大会宣布正式启动“全国燃气行业AI+智慧应用研究联合行

动”,整合科研院所、骨干燃气企业、科技公司等16家企业,创新构建“AI+燃气”模型共建、数据脱敏共治、应用场景共研、创新成果共享”的协同机制,聚焦智能巡检、风险预警、智慧服务等核心场景,加速前沿技术向产业实效转化,以AI赋能燃气行业高质量发展。据悉,今年将重点推进入户安检AI识别、管网施工预警、场站无人巡检、设备智能运维、行业知识库建设,提升安全、降低成本。

大会聚焦“AI+燃气”前沿理念、政策解读、行业动态,以及产业布局与创新实践进行分享探讨。同期举行两场专业分论坛,围绕AI技术场景化应用、行业协同治理等议题展开深度研讨。

其间,大会还专门组织前往北京燃气智慧亦庄示范区等进行实地技术考察,零距离感受智慧燃气从“概念构想”到“实景落地”的转型成效,直观了解AI技术在燃气管网监测、安全防控等领域的实践成果。

此外,大会还特别设置“共创开放生态场”环节,并在“AI赋能智慧燃气全景发布专场活动”中集中呈现了AI赋能城市生命线的创新成果与装备,为行业技术迭代与产品升级搭建了展示平台,有效推动产业链上下游资源的深度整合与协同创新。

本报讯 退役是核电厂运行的最后阶段,是核电厂全周期管理的重要环节。国家发改委、国家能源局、财政部、生态环境部近日联合印发《核电厂退役准备管理暂行办法》(以下简称《办法》),旨在加强顶层设计,提前谋划布局核电厂退役准备工作。

国家能源局有关负责人表示,《办法》规定了核电厂退役的基本原则和策略目标,明确了核电厂控股企业集团、核电厂营运单位的主体责任,推动核电厂在选址、设计、建造、运行全阶段同步落实退役准备要求,构建责任清晰、管理规范、保障到位的退役准备工作体系,为安全、规范、高效推进后续核电厂退役奠定坚实基础。

《办法》明确核电厂营运单位对核电厂退役准备工作负全面责任,核电厂控股企业集团(核电集团)统筹管理所属核电厂退役准备工作。此外,国家发改委、国家能源局负责统筹协调核电厂退役准备工作,牵头建立协调机制;财政部负责核电厂退役费用的监督管理;生态环境部(国家核安全局)负责建立完善核电厂退役许可制度和安全管理;其他有关部门和地方政府相关部门按照各自职责对核电厂退役准备工作进行管理和监督。

在核电厂项目选址、设计、建造和运行阶段,《办法》提出核电厂营运单位应当考虑便于退役的措施,贯彻放射性废物最小化与辐射防护最优化原则,尽可能减少放射性废物产生量和放射性活度。

此外,《办法》明确核电厂营运单位对核电厂退役承担完全经济责任,应当预提退役费用,列入生产成本,专门用于核电厂退役相关工作。退役费用在核电厂商运后运行期内逐年提取,原则上总量按照核电厂竣工决算建成价的一定比例计提,累计提取率暂按不低于10%执行,待有关资金管理办法出台后按其规定执行。

国家能源局有关负责人表示,做好核电厂退役准备工作,对保护公众健康和环境安全,保障核电可持续发展具有重要意义。我国核电厂机组总体较新,平均运行时间11年,尚处于“青壮年”阶段,距离首台机组退役还有近20年时间,但考虑到核电厂退役工作持续周期长、技术要求高、资金需求大,需加强统筹谋划和统一安排,科学、高效、有序做好相关准备工作。

我国核电发展始于上世纪80年代,1991年实现并网发电的秦山核电站是我国自行设计、建造和运营管理的首座压水堆核电站,设计寿命30年,于2021年获准延寿运行20年。

作为全球核电发展最快、规模最大的国家之一,目前我国在运和核准在建机组达112台,总装机容量1.25亿千瓦,居世界第一,其中在建核电机组占全球一半以上,且连续19年保持全球第一。国家核安全局信息显示,截至今年4月30日,我国已颁发64台核电机组的运行许可证,37台机组的建造许可证,核准待建核电机组11台。业内预计,我国运行核电机组总数有望于今年年底达到70台,2040年核电装机规模预计达到2亿千瓦。(朱学蕊)

四部门:提前谋划布局核电厂「退休」准备工作