从零散市场探索走向规模化、机制化和规范化

我国绿证国际化进程迈入新阶段

■本报记者 林水静



继纳入高耗能企业可再生能源消费考核后，我国绿证市场再迎新突破。近日，国家能源局新能源和可再生能源司副司长桂小阳在新闻发布会上指出，9月底，香港交易所顺利完成10万个绿证跨境集中交易，标志着我国绿证国际化应用取得重要突破。

长期以来，我国绿证跨境交易多为点对点零散流转，缺乏稳定集中的对接通道。业内人士认为，此次绿证跨境集中交易标志着我国绿证国际化进程正在从零散的市场探索，逐步迈向规模化、机制化和规范化的新阶段。

规避重复计算

今年9月，全国首批绿证跨境集中交易在广州电力交易中心完成。从零散点对点跨境到规模化集中交易，我国绿证的这次突破远不止多完成几笔交易。

“我国拥有全球规模最大的风电、光伏发电市场，香港集聚大量跨国企业、金融机构和上市公司，具有较强的国际绿色电力消费和ESG信息披露需求。通过跨境交易，可以将内地丰富的可再生能源资源优势与香港的国际金融、专业服务和市场渠道优势结合起来，为新能源项目拓展更加多元的环境价值实现渠道。”清华大学能源环境经济研究所副教授张达在接受《中国能源报》记者采访时表示。

“我国绿证国际化，正在从解决‘能不能走出去’，转向探索‘如何持续走出去、如何在国际市场真正用起来’。”张达说。

据介绍，华润电力协同广州电力交易中心、香港交易及结算所有限公司向香港用户完成3万张绿证交割，打通绿证跨境集中交易新路径，实现内地绿证合规、有序、可追溯跨境应用，也为新能源企业拓宽环境权益价值打造了渠道样板。

华润电力相关人士告诉《中国能源报》记者，此次绿证跨境集中交易采用“双代理”模式，内地新能源企业通过深圳供电局绿证绿电服务中心代理，香港用户通过港交所旗下Core Climate交易平台代理，均按照交易规则执行。差异在于交割环节，由Core Climate在广州电力交易中心开通账户，香港用户通过该账户集中交割，之后由Core Climate将绿证核销给终端用户。

一位业内人士在接受《中国能源报》记者采访时指出，这次集中交易解决了两套登记系统双向互认的难题。“以往跨境绿证流转，是境内注销后出具一份核销声明，确权与境外采信分属两套体系，靠纸面文件衔接，境外审计方无法独立验证注销状态，存在重复计算风险。本次广州电力交易中心在内地绿证登记簿完成核销锁定，中国香港买方拿到的是‘经核验的消费归属凭证’而非证书所有权。”

购买逻辑不同

我国正在加快建立强制消费与自愿消费相结合的绿色电力消费机制。张达指出，2025年，我国明确提出依法稳步推进绿证强制消费。2026年，进一步将相关要求落实到重点用能行业和能源消费主体。这意味着绿证市场正在形成更加稳定的制度性需求，引导绿证价格合理体现可再生能源电力的环境价值。但国际买家的购买逻辑则不完全相同。国际企业特别是跨国公司和RE100成员企业，更加关注绿证能否满足其绿色电力消费声明和相关核算规则，包括证书来源、发电时间、地理边界、环境权益唯一性以及可追溯性等要求。

华润电力相关人士表示，现阶段，内地高耗能企业强制考核主要来自非化石能源消费占比和可再生能源电力消纳责任权重等约束性指标，但具体执行细则需要相关省份在实践中进一步完善。同时，对于新能源机制电量对应的绿证，相关省份会归集到省账户内，预计将会通过集中竞价等方式向市场供应。

推动国际互认

目前，我国绿证国际化已获得较大进展。2025年4月，RE100组织宣布无条件认可中国绿证。但受访人士指出，RE100组织成果单位采购绿证多为企业承担社会责任的自愿行为，采购意愿较小。RE100的认可，并不意味着所有国家和地区的监管机构、所有国际认证体系都已经实现对中国绿证的全面互认。

华润电力相关人士表示，国际绿证采购的核心在于强制性消费，而强制性消费聚焦于“可追溯性”，目前强制消费主要来自欧盟碳关税和欧盟可持续发展准入制度，主要用于抵扣产品生产过程中或者产品本身的碳排放，但欧盟碳关税只认可绿电直连和绿电长期采购PPA（小时级），而可持续发展准入制度仅认可绿电直连，均具有较强的可追溯证明力，绿证由于采用“证电分离”的交易方式，绿色属性的可追溯性证明力较弱（月度级），尚不能完全获得国际认可。未来，需要国家层面保持同欧盟持续沟通和谈判，扩大绿证在碳关税和可持续发展准入制度政策上的运用场景，以进一步扩大绿证国际化交易规模。

在张达看来，现阶段绿证国际化应坚持规则先行、市场驱动、稳步推进的原则。可考虑发挥中国香港的枢纽优势，将其建设成为内地绿证与国际绿色电力消费市场开展规则对接和标准互认的重要试验平台。他建议，一是要完善跨境绿证交易和环境权益管理机制。进一步明确证书跨境交易、划转、核销及消费声明的具体规则，建立清晰、透明、可追溯的全生命周期管理体系，避免环境权益重复计算和重复声明。二是加强绿色电力消费核算标准与国际规则的衔接。重点研究不同市场在地理边界、时间匹配、发电项目属性及环境权益认定等方面的差异，推动形成既符合中国绿证制度特点、又具有国际兼容性的绿色电力消费核算规则。三是丰富跨境交易产品和服务模式。逐步探索年度采购、中长期协议以及与企业实际绿色电力消费需求相匹配的交易安排，同时关注国际市场对新能源项目投产时间、发电技术类型以及发电与消费时间匹配程度等方面的差异化需求，提升中国绿证的国际市场竞争力。

全国碳市场管控边界进一步清晰

■本报记者 林水静

近日，湖北、重庆、天津、北京等地集中公示2027年度全国碳市场重点排放单位名录。按照不重复管控规则，这批企业同步移出地方试点清单，全国碳市场与地方试点的管控边界进一步清晰。

告别双重管理痛点

根据《2027年度全国碳排放权交易市场重点排放单位名录制定要求》，发电、钢铁、水泥、铝冶炼行业企业或其他经济组织，经2025年度核查结果确认以及2026年新投产预计年度直接排放量达到2.6万吨二氧化碳当量的，应当纳入2027年度全国碳排放权交易市场重点排放单位名录。重点排放单位纳入全国碳排放权交易市场管理后，不再参与地方碳排放权交易市场相同行业和相同种类温室气体管理，避免重复管控。

从地方试点碳市场划转至全国碳市场，企业面临的不只是交易平台的切换，碳排放核算等管理规则也随之调整。上海宝碳新能源环保科技有限公司董事长朱伟卿告诉《中国能源报》记者，地方多沿用本地指南与缺省值，全国执行统一行业核算报告指南，同一设施在排放边界、外购电处理上可能存在差异，历史基线与基准值须重新测算；原本在地方盈余的单元按全国标杆核算，可能转为有缺口，碳资产策略要随之反转。此外，配额分配、清缴时点、CCER使用比例与项目类型限制，均需按全国规则重新设定。

值得注意的是，此前不少企业要同时面对地方试点和全国两套核算口径，划转至全国碳市场后，两本账合并为一本。

中国环境科学研究院碳总量碳强度双控技术政策研究与认证中心总工程师吕连宏告诉《中国能源报》记者：“过去企业面临的核心困扰，是要按国家和地方两套规则分别核查、分别报数，数据口径对不上，监管责任边界也不够清晰。现在全国与地方市场的边界划开，企业不用再双线报送，数据户头也统一了。此外，从支撑国家碳双控制度落地角度看，划转是把碳双控的核算底座和履约边界进一步理清，全国市场锁住主力排放源，让企业碳数据变成‘一本账’，接下来的总量、强度双控也有了可靠的数据可算。”

地方试点先行先试

划转企业的同时，地方试点并不会退出历史舞台。

吕连宏表示，未来地方试点的功能应尽快从“交易补充”转向“治理前端”。一是拟扩围行业继续提升数据质量，石化、化工、造纸、民航等先通过报告管理摸清排放，核算成熟再交全国；二是围绕园区、数据中心、建筑、非二氧化碳等暂难标准化的排放源，跑通核算方法；三是服务区域碳排放总量和强度双控，把地方产业差异、零碳园区、产品碳足迹这些微观抓手接住。

目前，不少地方试点开始降低控排准入门槛，数据中心、中型制造企业这类新主体进入管控范围。

朱伟卿表示，目前湖北、重庆等地已将工业企业门槛降至年排放8000吨二氧化碳当量（或综合能耗3000吨标煤），数据中心自2025年起按5000吨二氧化碳当量率先纳入。但这些首次纳入碳市场管理的主体，可能面临强制控排管理的能力缺口。“例如，数据中心排放接近100%为外购电力间接排放，不少数据中心用电落不到机房，难以支撑单独核算，也查不出决定配额规模的IT用电量，与多地要求单独核算、月度存证、绿电可归因相比仍有差距。中型制造企业则卡在三级能源计量缺口、设施边界判定不清、对MRV全流程不熟等问题上。”

企业夯实碳管理内功

市场边界、名录名单处在动态变化之中，对企业的管理思路也提出新要求。

生态环境部今年2月印发的《关于做好2026年全国碳排放权交易市场有关工作的通知》明确，省级生态环境主管部门每年编制并公布下一年度重点排放单位名录，依据企业排放水平动态调整纳管主体，名录的“有进有出”已经成为常态化制度。这意味着，企业的控排身份不是固定不变，不能再以“一次性履约”思维安排碳管理工作。

从政策导向来看，近年来碳监管持续向全周期、数据化方向收紧。年度排放报告所涉数据的原始记录和管理台账应当至少保存5年，该台账留存、数据保真义务不会随企业调出交易名录而自动消失。即便企业当年不再纳入全国碳市场履约，排放数据存证、台账管理的合规要求依然持续有效。

吕连宏表示，对控排企业来说，动态进出是常态，关键是把碳管理变成日常经营动作。平衡刚性和激励，核心是从被动合规转向主动管理。“刚性端，企业得自己守住数据质量底线。不管进不进全国碳市场，排放数据都是企业的生命线，月度存证和台账管理不能松，否则不光面临处罚，还影响企业信用。激励端，企业要把节能改造、原料替代按‘减排成本+配额收益’排序，让减排内化为竞争力。先进工艺、节能改造不仅能缩小配额缺口，多余配额还能变现。说到底，碳管理能力是企业自身的基本功，能力扎实，无论名录怎么调整都能从容应对。”

PCS再迎新一轮“涨价潮”

成本承压倒逼储能行业价值重构

■本报记者 卢奇秀

作为储能系统的核心设备，PCS承担电力变换与并网支撑功能，其价格变动直接牵动系统成本与项目收益。近期，华为数字能源、科华数能相继调价，PCS价格整体上行5%—15%。

本轮调价并非孤立事件，而是年内产业链成本持续累积后的又一次集中释放，也把一个问题推到台前：当成本上行不可回避，企业靠什么消化压力——是继续在低价里硬扛，还是靠技术创新挣出溢价空间。

成本压力逐级向下传导

梳理今年市场走势，储能电芯、逆变器、PCS核心设备已呈现多轮、全链条、持续性调价特征。今年1月，阳光电源、锦浪科技、固德威、上能电气等多家主流厂商完成年内首轮调价，储能产品价格涨幅多在6%—10%。二季度以来，上游核心元器件供给偏紧、价格波动加剧，带动终端报价持续承压。7月，盛弘股份宣布全系列储能、光储充相关产品上调价格10%—30%；9月，阳光电源上调储能变流器、储能系统产品价格，组串式、模块化逆变器涨幅区间为5%—10%，部分品类最高涨幅可达15%；10月，古瑞瓦特跟进调价，组串式逆变器及储能系统价格上调5%—10%。

多家企业调价说明指向同一组原因：一是铜、银、金等有色金属材料价格阶段性上涨，抬升设备硬件成本；二是高端算力产业快速发展，一定程度挤占高端芯片产能，IGBT等关键功率元器件供给偏紧、价格有所抬升。

中国化学与物理电源行业协会储能应用分会副主任委员刘勇向《中国能源报》记者介绍，电芯与PCS合计占储能系统总成本的七成以上，是影响储能造价的关键环节，易受原材料、功率器件及行业政策变化影响，价格波动较为频繁。314Ah电芯价格由去年末0.30元/Wh上行至今年9月的0.35—0.40元/Wh，当前PCS市场单价约0.06—0.10元/W。PCS价格走高，将在一定程度上推高储能系统初始投资成本，并逐步向终端传导。

从项目端影响来看，成本传导滞后或对存量签约项目收益形成压力。部分前期低价中标项目面临重新议价的可能，对产品交付、项目验收、并网节奏及内部收益率产生一定扰动。据CESA储能应用分会不完全统计，今年前三季度，山西、宁夏、河北、新疆四省区已有204个储能项目出现延期、清退情况，涉及规模91.13GWh，部分项目因备案逾期、开工滞后、收益不及预期、合规性整改等原因，存在缓建、停建风险。

技术含量决定价格弹性

同样的成本增量，落在不同产品上，结果并不相同。华为数字能源的调价方案提供了一个直观样本：户用及工商业光储、电站逆变器涨幅5%—15%，而技术壁垒更高的电站构网型储能解决方案（含PCS）涨幅控制在5%—10%。普通产品定价基数低、同质化竞争充分，同等成本增量下涨幅被动放大；构网型产品定价基数更高，同等增量下涨幅反而更窄。

从行业看，PCS行业盈利能力正在拉开差距：户储PCS毛利率约30%—33%，大储PCS约20%—22%，尾部企业已经出现亏损，头部与尾部的毛利率差距高达27个百分点。

分化的根源不在成本本身，而在产品有没有把技术能力转化为定价能力。“构网型技术具备相对可观的溢价空间。”刘勇指出，构网型储能技术可为新型电力系统提供惯量支撑、快速调频、阻尼宽频振荡、故障穿越及黑启动等关键功能。这些能力正从“加分项”变为招标和项目收益测算中的“硬要求”。

今年9月，国内2小时储能系统中标均价约0.653元/Wh，4小时系统约0.529元/Wh，部分集采报价已逼近成本底线；而构网型储能系统报价较普通跟网型普遍高出12%—18%，部分项目EPC报价达到1.39元/Wh。两相对照，缺乏技术溢价的产品，在成本抬升与低价竞争之间两头受压；具备技术价值的产品，则表现出更强的价格韧性。

转向全生命周期价值竞争

PCS涨价潮像一次压力测试，能把技术能力转化为定价能力的企业反而获得拉开差距的空间。

盛弘股份今年前三季度营收27.71亿元，同比增长25.05%，归母净利润3.66亿元，同比增长32.31%，毛利率40.43%，依托自研充电模块、PCS产品和能源管理系统形成“充电+储能”场景协同；锦浪科技前三季度营收60.19亿元，同比增长6.29%，毛利率维持33.72%高位，依托组串式PCS技术优势在欧洲户用储能赛道稳居全球第一梯队，产品溢价能力高于行业平均水平。

随着新能源上网电价市场化改革和新型储能调用机制完善，储能收益模式转向市场化多元组合，投资方不再只盯初始采购价，而是把长期运维质量、调度性能适配、电力市场交易收益纳入项目经济性测算；部分合规招标也开始纳入原材料和元器件价格联动条款，建立利益共享、风险共担机制，单纯比价的空间正在收窄。刘勇认为，新型储能项目全生命周期经济性正成为行业核心，竞争范式将从单纯比价转向综合性价比、履约交付和运维服务的价值竞争。

PCS涨价是成本冲击的结果，企业难以左右上游金属和IGBT的供给。但能不能在同样的成本冲击下守住毛利率甚至拉开差距，靠的是在构网能力、场景化方案、智慧运维、海外渠道和全生命周期服务上形成差异化的内在能力。当产品有了不可替代性，也就有了更多定价能力。