规模优势与技术积累锚定基本面

新能源企业高质量“出海”后劲足

■本报记者 王林

中国清洁技术产业正迈入海外拓展新阶段，但“走出去”的逻辑无法只依靠成本优势来支撑。

《中国能源报》记者日前在彭博新能源财经北京峰会上了解到，以太阳能、风电、电池为代表的中国新能源技术制造商和开发商，2026年将面临更复杂的国际格局——需求中心不断转移、产业政策持续演变、贸易壁垒日益加剧、地缘政治不确定性持续攀升。即便如此，业内仍对我国清洁能源技术高质量、可持续“出海”持乐观积极态度，认为产业链规模优势与技术积累，将在波动的国际大环境中锚定基本面，并为长期增长提供坚实支撑。

■ 短期内关税挑战和地缘风险无法忽视

专家普遍认为，对“出海”的中国新能源企业而言，贸易壁垒、地缘冲突将是接下来绕不开的关键挑战。

2022年俄乌冲突爆发，导致欧洲天然气价格历史性飙升，间接推动太阳能发电装机大幅增长。与化石燃料不同，太阳能、风电等可再生能源的度电成本结构中，初始设备投入占比较高，后续运维成本低，一旦部署即可提供长达20—30年稳定电力，不受大宗商品价格和海运成本波动影响。

彭博新能源财经光伏研究员谭佑儒指出，在当前地缘政治持续动荡、供应链风险攀升的背景下，可再生能源应急保供价值和稳定性优势正在显现。“事实上，在冲突地区，离网型光储系统已成为保障基础电力供应的重要手段。”

除了地缘风险，太阳能供应链“出海”绕不开关税挑战。2月24日，美国商务部以“不公平补贴行为”为由，对来自印度、印尼和老挝三国的太阳能产品征收高额惩罚性关税，税率最高竟达143%。“这一初步裁决，意味着过去两年在上述国家建设的产能可能面临调整。”谭佑儒坦言，“回溯2024年，美国对马来西亚、越南、柬埔寨、老挝四国的关税调查已促使供应链快速向新地区延伸。接下来，太阳能供应链将持续调整布局，向更多元化地区扩散。”

从国际经验看，水电水利规划设计总院院长助理、首席技术专家姜昊认为，美国人工智能数据中心等稳定大用户与发电侧签订长达15—20年的长期购电协议。“这不失为一笔稳定的收益预期，对投资者而言是极强的保障。”

彭博新能源财经中国研究主管汪子越表示，短期看，无论是美国、欧洲国家还是中东各国，贸易政策或地缘风险确实在持续加码，但立足长远看，最终决定产业走向的仍是基本面，即市场需求本身、产品成本竞争力与质量保障、技术深厚储备等。

■ “风光”能源“出海”优先考虑新兴市场

太阳能是中国清洁能源技术产业中“出海”经验最丰富、起步最早的领域，目前中国太阳能企业海外产能布局核心目的地仍是美国，当地组件价格约为全球其他地区平均水平的3倍。

“未来3年，‘出海’方向将从被动应对关税转向主动选择适合长期经营的地区，即优先考虑经营环境稳定、政策可预期的市场。”谭佑儒坦言。

对比之下，中国风电产业整体仍处于产品出口阶段。彭博新能源财经风电研究员程浩生指出，中国风机在海外市场份额快速提升，2025年海外投产装机达8.8吉瓦，较2024年1.1吉瓦实现8倍跃升。

“在海外建厂，一方面是被动要求，如印度强制要求本地建厂才能参与项目，另一方面是受到政策激励，如巴西逐年上调风机进口关税至25%左右，但本地生产可获得生产补贴，使用本地风机的项目还能享受优惠贷款。”程浩生表示，“中亚地区则普遍推行‘产能换资源’模式，即投资建厂换取项目资源，从而可以进入当地市场。”

展望下一阶段，“风光”能源“出海”聚焦新兴市场，似乎已是大势所趋，通过更务实的路径深耕共建“一带一路”国家以及相对熟悉、友好的新兴经济体，有助于逐步构建本地化服务能力，为长期可持续发展奠定坚实基础。

程浩生给出一组数据：目前，已有约4.4吉瓦项目由欧洲开发商使用中国风机在新兴市场运行，这有助于建立信任、验证产品可靠性。此外，中国风机厂商可以发挥机型多样性优势。“中国幅员辽阔，积累了从高海拔到抗台风、抗风沙的全场景机型储备，非常适合新兴市场中风力资源条件一般或环境恶劣的场景，这一技术储备将是未来出口的核心优势。”

■ 产品出口是电池“出海”中长期主流模式

电池作为中间环节，相关企业“出海”驱动力与太阳能、风电存在显著差异，更多体现为需求和市场驱动。彭博新能源财经电池技术及供应链研究员史家琰指出，当前，电池“出海”正处于从产品出口向海外建厂转换的阶段。

这一过程中，不同应用场景催生出不同策略。对政府主导的大型招标项目而言，这对企业交付能力和售后服务提出极高要求，未来甚至可能对本地化制造提出硬性要求。对户用与工商业储能项目而言，细分市场利润率更高，但项目体量小、定制化程度高，相对难以找到合适地点建厂。

从全球布局看，电池产能落地与下游市场高度相关，且需要当地具备一定的制造业基础。目前，亚洲除中国外，日韩及部分东南亚国家有电池产能布局，主要受当地汽车电动化驱动，欧洲电池产能集中于英、法、德等传统汽车产业基地，美洲仅美国形成产业化规模，中东与非洲仅有摩洛哥出现产能迹象。

从“出海”策略看，电池产能布局仍将优先选择需求所在地和工业制造能力较强的地区，比如东南亚、欧洲、美洲，这些地区现有条件更成熟，可能加速区域产能落地，而中东和非洲受限于上游原材料配套和制造基础，短期内仍适合由其他地区辐射覆盖。

“电池产品的差异化最终将回归到质量和安全上。”史家琰强调，“电池的安全风险直接决定项目全生命周期成本。针对电池供应链企业，低成本高质量交付能力，是在海外复制国内质量控制体系和成本优势并形成品牌溢价的关键。”

基于此，对大型储能项目而言，本地售后与运维能力也是考量重点。对户用与工商业储能项目而言，产品出口仍是中长期主流模式，产品实力、渠道建设和合作伙伴关系至关重要。

图片新闻

“暖核一号”第七个供暖季“送热”收官

3月23日，我国首个核能供热商用示范工程——山东核电“暖核一号”第七个供暖季圆满收官，为烟台海阳市、威海乳山市40万居民1350万平方米持续安全稳定供热127天。本供暖季累计输送清洁热量541万吉焦，相当于节约原煤消耗49万吨，减排二氧化碳89万吨、二氧化硫5783吨、氮氧化物5467吨。

未来，“暖核一号”有望为青岛地区清洁供暖，远期供热能力预计可达到2亿平方米。图为“暖核一号”核能供热项目联合泵站。 符铎/摄

多部门携手共促民营企业绿色低碳发展

新华社电 3月26日从生态环境部获悉，生态环境部将深化与金融管理部门、金融机构的沟通合作，共同推进民营企业绿色低碳发展。

在生态环境部近日召开的支持民营企业绿色低碳发展座谈会上，有民营企业负责人建议建立民营企业绿色创新融资支持机制，扩大绿色信贷风险补偿基金覆盖面，支持民企参与“两新”政策实施和节能改造项目。同时，还有企业提出建议推行综合监管降低企业合规成本、建议设立超长周期的绿色信贷工具等。

回应民营企业声音，生态环境部部长黄润秋表示，要进一步加大支持力度，优化制度供给和政策环境，不断提升民营企业绿色发展水平。

在深化市场机制建设方面，要建设好、运行好全国碳市场和全国温室气体自愿减排交易市场，健全排污权交易制度，支持民营企业将富余排放量资产化，帮助有需求的民营企业以市场化方式获得配额或总量，同时促进落后产能市场化出清。

在支持绿色低碳发展的财税、价格政策方面，要优化财政资金使用方式，改变“撒胡椒面”式分配方式，重点投向大气、水、土壤等污染防治攻坚领域。

在健全绿色项目协同推进机制方面，生态环境部门要进一步健全与金融管理部门之间的信息共享和工作协同机制，强化政银企联动，引导金融资源支持民营企业绿色低碳转型。在创新投融资模式方面，大力推广生态环境导向的开发模式，同时要完善相关标准，帮助金融机构更准确地识别绿色低碳活动。 （高敬）

核电市场化交易改革迈进“深水区”

■本报记者 林水静

近日，辽宁省发改委公布《2026年辽宁省核电机组参与电力市场化交易有关事项的通知》，旨在建立核电可持续发展价格结算机制，保障核电机组平稳参与电力市场化交易。

辽宁此举并非个例。此前，广西壮族自治区能源局、发改委也发布关于《广西核电参与电力市场化交易实施方案》，要求自2026年1月起，核电执行差价合约机制，差价合约费用纳入系统运行费用分摊或分享。

业内认为，随着多地核电市场化电价机制密集落地，核电深度参与电力市场化交易进程更进一步。

■ 入市初期以计划为主

事实上，核电早在2015年电改“中发9号文”及配套政策中就已明确允许入市。

国家发改委、国家能源局2015年联合发布《关于印发电力体制改革配套文件的通知》，其附件《关于有序放开发用电计划的实施意见》明确规定，新核准的水电、核电等机组除根据相关政策安排一定优先发电计划外，应积极参与电力市场交易，由市场形成价格。不过，彼时核电在市场交易中仍属“特殊电源”，计划电量占“大头”。

“近年来，核电参与电力交易正从固定的标杆上网电价向市场化转型，呈现‘保量保价+市场电量’双轨并存的新格局，即一部分电量通过差价合约等方式给一个稳定价格，另一部分电量参与市场，价格随行就市。”国网能源研究院财会与审计研究所价格室副主任姚力告诉《中国能源报》记者。

据了解，当前，江苏、福建的核电已常态化参与年度、月度等电力中长期交易，市场化电量规模稳步提升；山东核电则全面参与电力现货与中长期交易，并通过市场化容量补偿机制保障固定成本回收。

“从公开信息看，我国核电市场化交易电量比例已由2020年约30%提升至2024年的约46%，说明核电已从早期的计划电量为主，逐步转向计划与市场并行。”山东大学电力系统经济运行团队副教授王孟夏告诉《中国能源报》记者，“同时，国家层面的《电力中长期市场基本规则》已经发布，要求各地细化实施规则，这说明核电入市已纳入全国统一电力市场建设的大框架之中，未来更可能形成‘国家统一原则，地方细化实施规则’的建设模式。”

■ 全面入市参与深度竞争

从初步探索到深度入市，核电参与电力市场化交易的改革已进入“深水区”。

按照国务院办公厅《关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》（以下简称《实施意见》）要求，到2030年基本建成全国统一电力市场体系，各类型电源和除保障性用户外的电力用户全部直接参与电力市场，推动核电市场化入市随之成为各地推进的重点工作。

姚力指出，《实施意见》提出分品种有节奏推进气电、水电、核电等电源进入电力市场，核电上网电价市场化改革是大方向，辽宁、山西、福建、山东等省份都已做了探索。

“近期辽宁提出建立核电可持续发展价格结算机制，广西明确自2026年1月起执行差价合约机制，更多是在解决核电如何更平稳、更可持续地深度入市的问题，说明核电正在从‘部分入市’走向有规则、有缓冲的‘全面入市’。”王孟夏说。

不过，作为清洁低碳、高效安全的稳定电源，核电深度参与电力市场化交易后，将会带来什么变化？

“从全国看，相比新能源，核电电量比重相对较小，入市对电源格局的影响也相对小一些。但分省来看，辽宁、福建的核电电量占比超过20%，核电入市影响较大。”姚力说，“核电入市将促进市场竞争，有利于降低现货价格。”

对于核电而言，姚力认为，其价值在于出力稳定、可以承担电力系统的基荷。“参与市场化交易，将为核电提供稳定的收益预期，有利于促进投资。”

■ 推动核电价值全面释放

不过，核电上网电量需要参与市场交易，也对核电企业优化市场化交易策略提出更高要求。机制电价政策的出台，将有效消除核电参与市场的电价波动风险，使其低碳、稳定供电的基荷属性在“双碳”目标下的价值进一步凸显。

“市场化电价波动大，可能导致核电企业盈利不稳定。”姚力表示，机制电价可为核电企业提供稳定且可预期的收入。“机制电价高于市场交易均价的溢价在一定程度上反映核电的基荷价值。”

“核电与风光电同样是低碳电源，却尚未纳入绿电/绿证交易，但随着后续零碳电力认证、产品碳足迹核算、低碳电力消费核算等制度的完善，核电完全有可能在这些制度中获得更明确的位置，其低碳价值也会得到相应体现。”王孟夏进一步指出。

随着核电入市的持续推进，相关政策优化方向也愈发清晰。

姚力表示，按照《国家发展改革委 国家能源局关于完善发电侧容量电价机制的通知（发改价格〔2026〕114号）》提出的“电力现货市场连续运行后，省级价格主管部门会同相关部门适时建立可靠容量补偿机制，对机组可靠容量按统一原则进行补偿”要求，核电在提供可靠容量方面相较于其他电源具有一定优势，未来有序建立可靠容量补偿机制，将更有利于保障核电成本回收。

王孟夏认为，其他核电大省可合理借鉴机制电量配置经验，如辽宁制定了分时段的机制电量配置政策，在保障核电可持续发展的同时，也给市场价格发现留下空间。“下一步，在核电入市政策方面，可进一步优化核电低碳价值与绿证、碳市场、容量机制的衔接，推动核电的低碳价值更加显性化。”