

鏖战储能江湖：131家上市公司谁能脱颖而出？

■本报记者 邢萌
见习记者 郭冀川

半年涨幅超过60%，储能指数的表现让投资者眼前一亮。储能产业进入“顶层设计”，则让市场开始重新认识这一行业的发展前景。

10月26日，国务院正式发布《2030年前碳达峰行动方案》，提出了“碳达峰十大行动”。其中对于储能行业，规划到2025年，新型储能装机容量达到3000万千瓦以上。到2030年，抽水蓄能电站装机容量达到1.2亿千瓦左右，省级电网基本具备5%以上的尖峰负荷响应能力。

伴随着“双碳”政策和构建以新能源为主体的新型电力系统目标的提出，作为调节新能源波动性并实现并网稳定的关键因素，储能产业的重要性已上升到战略地位。“储能并不是全新的技术，但以电化学储能和氢储能为代表的新型储能，是点燃行业蓬勃发展的关键因素。”中企资本联盟主席杜猛对《证券日报》记者说，储能产业已进入快车道，其市场空间大，也是未来新型电力核心资产，相关公司业绩弹性强，赛道景气度较高。

电储能技术“百家争鸣”

目前来看，全球都在积极构建具有“蓄水池”作用的储能系统，电储能正成为风口。日前，华为数字能源公司与山东电建三公司共同建设沙特红海新城储能项目，该项目的能源供应将采用风能和太阳能组合，并使用电池来实现能源存储和稳定，这是目前世界上最大的电池储能项目，储电量高达1300兆瓦时。

“风能、太阳能等新能源发电具有间歇性的特点，对电网的安全稳定运行会带来扰动。”宝新金融首席经济学家郑磊对《证券日报》记者表示，随着新能源发电发展，间歇性发电容易使供应端大幅波动，影响电网稳定，因此现在也需要考虑供应端的波动问题。目前来看，各地推进建设新能源基地是很好的方式，将发电、储能和上网统一起来，能够解决电力规模化的储存问题，也方便集中解决上网问题。

《证券日报》记者走访了北京首都机场外的西陶园，这里有着首都机场集团首个“水面光伏+储能一体化”的光伏发电项目，这是水面光伏技术在机场应用的一次成功尝试。北京首都机场节能技术服务有限公司总经理李雪刚向《证券日报》记者介绍，白天光伏发电量一部分为周边的环保小屋等负载供电，剩余部分存储到储能电池中。夜间光伏无功功率输出，储能电池为负载供电。此外，次日凌晨还会用谷电对储能电池进行部分充电。

“为了减少土地资源的使用，当初设计时采用了水面光伏，在浮体的选择上进行严格把控，确保浮体的承重、防寒、防晒等重要特性。在运行策略上，充分利用‘削峰填谷’电价差进行调峰用电。将夜晚的谷值电量进行储能，在第二天峰值时段释放，实现再收益。将储能装置与光伏设备匹配最大化，公司收益最大化。”李雪刚说。

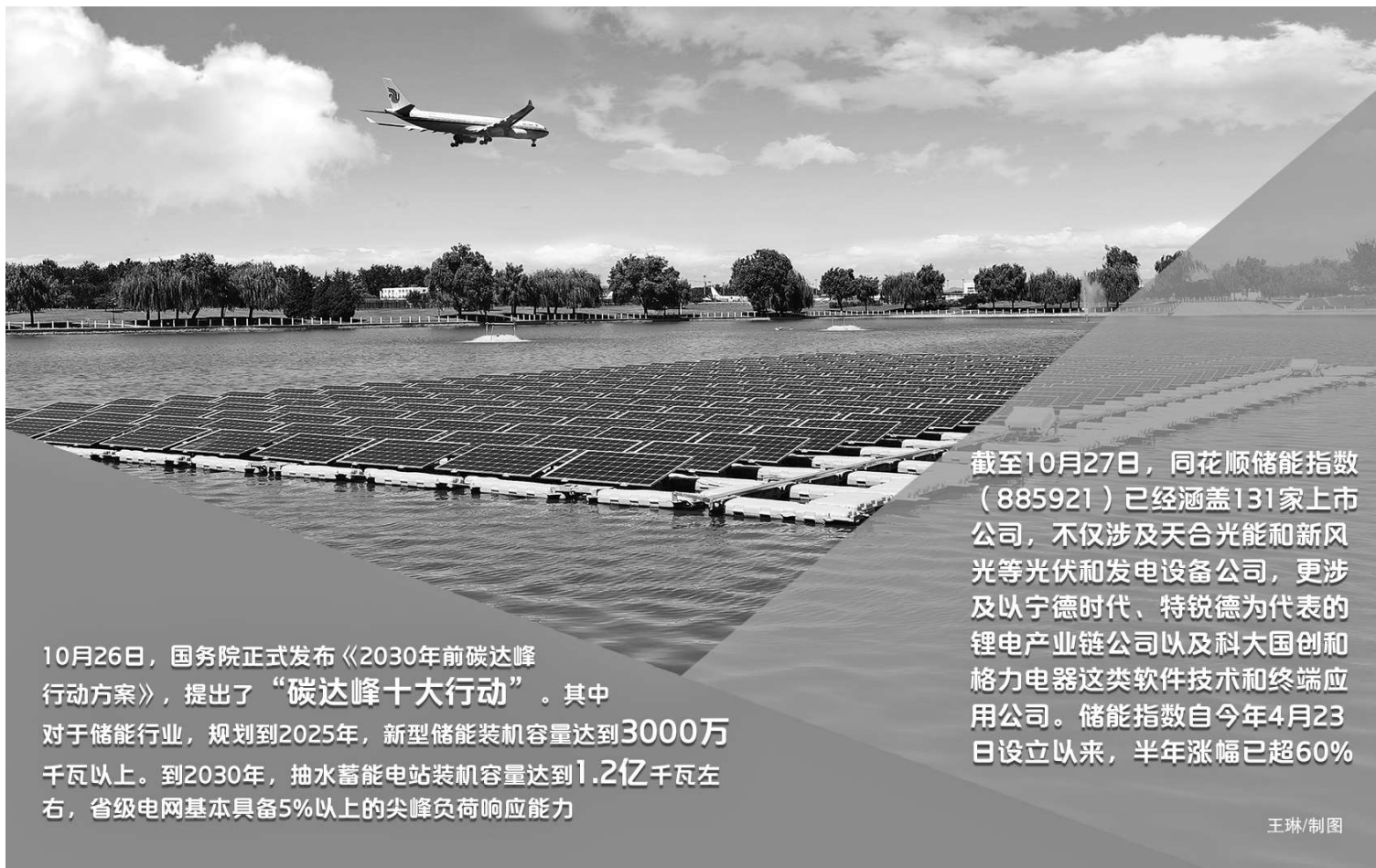
电储能的应用场景主要分为发电侧、电网侧和用户侧。在发电侧主要用于大规模风光并网，可解决光伏、风电因随机性和不确定性导致的弃风弃光等并网消纳问题，起到缓和波动和平滑功率输出的作用；电网侧储能以电力辅助服务为主，提高电网系统稳定性，主要参与调峰调频调压，调峰是指在用电高峰期为电网提供额外电量或响应新能源消纳降低输出功率，而调频则是对应于波动的电压和功率进行精准调节；用户侧储能的主要功能为削峰填谷，利用储能系统在用电低谷时段充电，在高峰时段放电的方式，以达到利用峰谷电价差获得收益或减少度电成本的目的。

头豹研究院研究员陈文广告诉《证券日报》记者，目前电储能的商业化应用主要集中在新能源发电侧，储能可有效解决光伏、风电的消纳问题，降低弃风和弃风率。据统计，随着储能在新能发电侧的渗透率的提升，中国光伏的弃光率和风电的弃风率分别由2016年的10%和17%下降至2020年的2%和3.5%。在电网侧，储能商业化应用在于参与电力调峰，即在用电谷段或平段进行充电，在用电高峰时段进行放电来满足调峰需求，利用不同用电时间的电价不同，获取调峰收益。用户侧涉及户用储能领域，目前储能侧在电网侧和用户侧方面仍在进行商业化探索。

陈文广表示，电储能技术早已走出实验室，但没有大规模落地商用，一方面是市场缺乏体现储能价值的市场化运营机制，储能系统本质上是灵活性供电的提供者，可为可再生能源为主体的能源系统提供灵活性服务，从而降低了能耗损失，优化了能源系统结构，但其收益主要来自峰谷电价差，没有体现“谁受益、谁付费”的原则；另一方面在成本上，电储能的度电成本仍然较高，约为0.6元/千瓦时-0.9元/千瓦时，距离规模应用的目标成本0.3元/千瓦时至0.4元/千瓦时还有相当的差距。

因此政策成为推动储能商业化的重要推手，今年已有多个省明确新能源配储比例要求，如海南集中式光伏发电项目要求，同步配套建设备案规模10%的储能装置。储能项目越来越深度地与新能源发电项目绑定，随着光伏和风电项目每年新增装机量的提升，储能的需求量也日益扩大。

目前电储能领域的技术路线也是“百家争鸣”，电池类型有铅酸电池、全钒液流电池和锂离子电池等。锂离子电池因其能量密度高、使用寿命长、适用温度范围宽等特点，是电储能中的最主要应用类型和未来的发展方向，同时石墨锂离子电池等新技术的研发，也在积极推



10月26日，国务院正式发布《2030年前碳达峰行动方案》，提出了“碳达峰十大行动”。其中对于储能行业，规划到2025年，新型储能装机容量达到3000万千瓦以上。到2030年，抽水蓄能电站装机容量达到1.2亿千瓦左右，省级电网基本具备5%以上的尖峰负荷响应能力

王琳/制图

进电储能技术的发展。

同样“百家争鸣”的还有资本市场。截至10月27日，同花顺储能指数(885921)已经涵盖131家上市公司，不仅涉及天合光能和风光等光伏和发电设备公司，更涉及以宁德时代、特锐德为代表的锂电产业链公司以及科大创新和格力电器这类软件技术和终端应用公司。储能指数自今年4月23日设立以来，半年涨幅已超60%。

深圳新兰德首席投资顾问王伦在接受《证券日报》记者采访时表示，电储能日益成为光伏等新能源发电项目必备的配套产业，参与的公司也越来越多。投资者从中遴选标的应主要考量两方面因素：一个是营收构成，观察公司能否在储能领域获得更多订单，另一个是研发投入，决定了公司能不能跟上行业的发展节奏。

氢储能上下游“通吃”

相比电储能，氢储能更加高效。氢能能量密度高，运行维护成本低，可适用于极短或极长时间供电的能量储备，是少有的能够储存上百千瓦时的储能形式。

隆众资讯研究员毕雁飞对记者表示，清洁环保是氢储能的特性之一，通过发展“新能源+氢储能”可以利用再生资源特别是“弃风、弃电”进行电解水制氢，再用氢气发电，包括燃料电池发电上网和氢燃料电池汽车等在交通领域的应用。现阶段氢储能各环节产业化程度较低，需进一步规模化发展。

北京科锐在湖州湖滨充电站分布式综合能源项目上，便探索了氢储能的商业化。该项目以分布式可再生能源(光伏)和清洁能源(氢)作为补充供能手段，项目包括氢电耦合及储能一体化装置、电气转换及储能一体化装置和双枪充电桩等，并配套建设新型配电网分布式智能监控系统，构建一个完整的能源互联网，实现综合能源利用效率的提升。

北京科锐董事、总经理朱明告诉《证券日报》记者，在储能领域，公司产品的应用场景主要还是电储能系统，用于电网侧的调峰调频、新能源场站的一次调频、无功响应和调峰以及用户侧的削峰填谷、增容及紧急备电。同时也在关注和探索氢能的商业化运用技术及场景，包括基于氢燃料电池系统的储能和车用系统。

朱明说：“近几年风光储模式促进了储能产业的快速增长，但绝大多数属于强配储能，储能成本全部由发电业主承担，高额的储能投入迟迟收不回来。如果能建立一种储能成本分摊机制，即发电侧、电网侧、用户侧均承担一定比例的储能成本，这将克服储能清洁发展制约因素，市场机制健全了，行业的商业模式也就清晰了。”

利用光伏、风电等新能源发电，再通过电解水制氢进行能源储运，已经成为许多地区重

点推动的另一种“光伏+储能”模式。陈广文介绍，氢储能主要适用于长时间、跨区域的储能场景，而电储能更适用于短期、高频波动的场景。首先在储能时长上，氢储能没有刚性的储存容量限制，而电储能的储能时长较短；其次，氢能可以通过管道输送、长管拖车运送，而电储能通常以并入电网的形式进行电力的输送；最后，氢能可根据不同领域的需求转换为电能、热能和化学能等多种能量形式，而电储能通常只转换成电能使用。

由于氢储能同样是一个长产业链条，因此也吸引了众多上市公司的积极布局。巨丰投资首席投资顾问张震对《证券日报》记者表示，氢储能产业比电储能产业更具有想象空间，也是资本市场上的热门话题，特别是氢储能技术可以在多个储能领域发挥重要作用，使得它具有更丰富的商业化路径和应用场景。从投资主线来看，氢储能的未来发展机会大于电储能。

氢储能与电储能都是国家储能产业规划的重要组成部分，由于技术特性的不同，它们之间既有竞争又有互补。中关村氢能燃料电池创新技术产业联盟副理事长、有研工程技术研究院教授级高级工程师王树茂对《证券日报》记者分析，电储能技术当前发展迅速，对于光伏和风力发电短时和一般规模的储能要求的电厂具有较好的应用前景。而新型二次能源的氢储能技术，通过燃料电池转化为电能，能够平滑光伏、风电等可再生能源的波动和可维持长达数月的长期跨季储能方式，以及储能规模可从几千瓦到数百兆瓦以上规模灵活可变的储能方式，是解决电网大规模调峰和“弃风、弃光”等问题的重要手段。

王树茂说：“目前国内已经有不少光伏和风电项目配备氢储能，目前制约行业发展的主要因素还是如何降低成本和提高能效。未来随着可再生能源发电占比的提高，必将带来电解水、储氢和燃料电池技术的持续进步，氢能在储能技术竞争能力将越来越强，并成为中国快速发展的可再生能源储能主流方式之一。此外，在氢能利用的另一个下游端，氢燃料电池在交通领域的应用技术也在高速发展中。”

氢燃料电池系统能够直接将氢气通过化学反应转换成电能，其主要场景是公交车、叉车、环卫车和重卡等移动式应用场景，以及备用电源、微电网、热电联供、多类型能源互联等固定应用场景。即将于2020年举行的北京冬奥会，将是氢能产业链的一次全新亮相，在北京冬奥崇礼和延庆两大赛区已经有4座服务冬奥重点加氢站正式投入运营，将为超过800辆氢燃料电池车提供服务。

共享储能靠“数字化”

目前，储能产业向数字化转型成为大势所趋，大数据、云计算、人工智能、区块链等数字技术正在给储能市场带来新业态新模式。

商业化落地：真假储能的分界线

■郭冀川 邢萌

储能成为不少企业“甜蜜的烦恼”，虽能更高效地配置新能源，但投资大、盈利难等烦恼也同样摆在了企业面前。

一位光伏企业负责人告诉记者，现在的大型光伏电站审批，除了考虑电力消纳问题，还需要配置一些光伏制氢项目等储能设施，否则很难获批。从回本周期来看，光伏电站一般是6年至8年，特殊项目可能需要10年左右。再加上配套的储能设施，会将回本周期进一步拉长。即使是对于实力雄厚的国企和大型民企而言，这也是一笔不小的成本。

目前，“可再生能源+储能”成本主要由新能源开发商承担，但获取收益的途径依然只局限在发电上网。在企业看来，增加的储能成本并未直接给原有商业模式带来新变化，储能项

目被认为是“鸡肋”。有些企业，上马“假储能”项目应付差事，使储能成为摆设。

这种形势下，虽然有不少储能企业提出各自的商业规划，希望让发电侧、电网侧、用户侧均承担一定比例的储能成本，但成本如何分担、如何收费，又成了一道难题。

储能产业的春天已来。但谈到商业模式开发和成本核算，不仅是企业，业内专家都不能给出明确的答案。“走一步，看一步政策”成为储能行业的尴尬。

抛开储能电站开发、土地、接入、并网验收、融资等投入，更严峻的是，未来企业可能连建设成本都投不起。目前大多数储能电池使用锂离子电池，一个锂电池汽车的需求，已经导致上游锂、钴资源大幅涨价，而储能电池需求爆发后，原材料价格会涨到多少，谁也无法估计。

“数字技术属于弱电技术，主要应用于储能管理和电网智能化管理方面，包括区块链技术”

“数字技术不仅促使储能电站等传统基础设施转型升级，也正在加速共享储能等新兴产业市场的形成。”

记者了解到，数字技术不仅促使储能电站等传统基础设施转型升级，也正在加速共享储能等新兴产业市场的形成。 “能源行业的数字化转型为大势所趋，数字化储能技术有助于提高储能电站运维水平，降低故障率，间接提高经济性。”远光软件区块链应用事业部总经理黄昭慈对《证券日报》记者介绍，当前，国电投、华能集团、大唐集团等都在进行数字化储能电站试点。“以企业园区数字储能解决方案为例，通过分析企业园区的用电数据，为园区量身定制相关的储能解决方案，利用集装箱式的储能设备，可以利用峰谷电价来调节用电，既降低企业的用电费用又实现错峰用电。”

大数据、云计算、人工智能、区块链等新一代信息技术更是加快能源行业的数字化转型，也大大加速了储能电站运维升级进程。

黄昭慈表示，如应用区块链技术的分布式储能系统架构，采用电池模组级能量优化、电池单簇能量控制、数字智能化管理等技术，能够实现储能系统全生命周期内更高放电、更优投资、极简运维，进而加速相关产业发展。

以共享储能为例，青海有着丰富的新能源资源，是共享储能产业天然的试验田。“海西多能互补示范工程是国网青海电力共享储能建设重点项目，依托国内最大能源区块链公共服务平台——“国网链”，国网青海电力实现区块链技术在共享储能业务场景的数字化赋能，并开辟了我国首个区块链共享储能市场。”国网区块链科技公司负责人王栋对《证券日报》记者介绍。

“总体来说，基于区块链等数字技术的共享储能智慧解决方案，在激活储能主体参与市场积极性，营造市场明朗、监管到位的储能新兴市场，构建储能共享新业态等方面价值显著。”王栋说。

他称，一方面，区块链多节点共享等技术原理，实现分布式新能源、储能电站等多元储能主体间信息的动态共享，让更多辅助侧储能主体进入储能共享生态成为可能；另一方面，区块链从技术层面解决了多边交易矛盾冲突、清分结算规则复杂等行业痛点，通过智能合约、链端签约不仅优化了交易流程，降低了交易成本；同时，由于交易行为的可追溯性，强化了市场监管可及性，为明朗有序的市场环境提供了保障。

储能行业的春天正在到来。从产业端，加快开拓电储能、氢储能等新兴储能市场成为资本市场关注的焦点。从行业发展趋势，数字化转型也带来储能产业发展的新机遇，正成为业内公司聚焦的方向。一言以蔽之，谁能在储能产业实现技术突破、规模化生产、商业化运作，谁就有可能成为资本竞逐的“储茅”。

反观氢储能产业正处于起步阶段，上下游渠道尚未打通，新能源发电制氢的成本，远高于化学制氢。在尚未形成规模效应和下游市场需求井喷情况下，氢储能这条路径的商业化仍处于探索中。

目前，电储能、氢储能技术不断迭代，在技术端几乎没有制约行业发展的因素，真正限制储能行业的是如何商业化落地。

在资本市场将目光过于聚焦在上游龙头企业的同时，也应关注新能源项目运营公司，上下游形成合力推动商业化，才能让储能行业走得又稳又好。

记者观察

中国华电竞逐新能源市场 旗下千亿元级航母启航

■本报记者 向炎涛 见习记者 贺玉娟

“双碳”目标背景下，中国华电倾力打造的新能源航母——华电福新新能源发展有限公司已实现华丽转身，蓄势待发。

今年年初，五大发电集团先后披露了“十四五”期间清洁能源发展规划及碳达峰目标。中国华电在描绘碳达峰时间表时表示，到2025年，非化石能源装机占比力争达到50%，有望实现碳达峰。届时，该集团2025年的清洁能源装机占比将接近60%。

今年两会期间，中国华电董事长温枢刚再次表态，“十四五”期间力争新增新能源装机7500万千瓦，充分表明了加快绿色低碳转型的决心和态度。为确保上述目标顺利实现，中国华电近两年来在资本市场连环出击，对旗下资产进行梳理整合，在加快绿色低碳转型、优化产业布局、落实国企改革要求等方面完成了一系列重磅操作，开启了一场能源央企的低碳革命。

《证券日报》记者注意到，华电旗下两家头部子公司的资产分割和重新定位，现有A+H上市公司华电国际将专注于常规能源清洁能源化，而作为新能源唯一开发整合平台的华电福新发展历经脱胎换骨，逐渐彰显出新能源航母的旗舰形象。

加快新能源资产整合步伐

2020年6月1日，港股上市公司华电福新发展发布带有明确意图的要约公告称，由其控股股东中国华电全资拥有的福建华电福瑞提出按每股H股2.5港元收购私有化公司。从发布公告当日至2020年9月29日华电福新从港交所退市，中国华电仅历时4个月就完成了华电福新的私有化交易，刷新了港股新能源企业私有化的速度。

对于此次华电福新的退市，业界分析，这将有助于华电提高未来新能源业务发展的灵活性和效率，从根本上破解上市平台的股本融资瓶颈，是保持市场竞争力和实现长期战略目标的重大举措，也是实现资本聚焦、结构优化、效率提升、保值增值的根本需要。

华电福新从港交所退市后，中国华电进一步加快了新能源资产重组步伐。在华电福新私有化不到一年的时间里，就以华电福新子公司华电福新发展为主体，以“华电速度”完成了两批资产重组。

在华电福新退市不足3个月之际，中国华电将26个区域154家单位、总装机逾1600万千瓦，总资产过千亿元的风光电力资产全部注入华电福新发展，并于2020年底完成首批资产重组。

2021年5月24日，华电国际公告，拟出资212.37亿元认购华电福新发展的新增注册资本58.97亿元，取得其37.19%的股权；6月30日，华电国际将其控股持有的27家新能源公司和间接持有的10家新能源公司股权及资产全部出售给华电福新发展，完成约800万千瓦的风光电力资产交割，标志着本轮第二批重组圆满完成。至此，华电国际通过大比例参股华电福新发展，推动新能源发展并分享发展成果的态势也初步形成。

截至2020年6月底，华电福新风光电累计装机尚不过938.4万千瓦，而经过两批资产重组后，华电福新发展的风光电装机规模超过2500万千瓦。在风光电主营业务外，华电福新发展参股的核电板块也伴随更多机组陆续投产而发挥出日益重要的协同效应。目前，华电福新发展产业遍布全国29个省(市、区)及欧洲地区，总资产近1800亿元。

在其他以风光电等新能源为主的五大发电集团上市公司中，大唐新能源和龙源电力的装机分别为1220.752万千瓦和2490.7万千瓦，而华能新能源官网显示，截至2020年12月底，新能源装机容量为1463万千瓦。这意味着重组后的华电福新发展，装机规模后来居上，已走在五大发电集团及行业前列。

至此，中国华电为实现“双碳”目标、加速转型发展，举全集团之力打造的千亿元级新能源航母——华电福新发展雏形初定，宣告中国华电已基本完成新能源资产布局的调整优化和专业化整合。

双轮驱动赋能新能源业务发展

据北京产权交易所网页信息显示，2021年8月31日，中国华电发布了《华电福新新能源发展有限公司增资项目》公告，将择优遴选不超过15家投资方，募资金额不低于120亿元人民币，用于风电和光伏项目的开发、建设及新能源相关业务的开拓等。

此时启动引战工作，无疑是中国华电依托资本市场加强资源优化配置，加速业务布局发展，提升新能源产业发展优势、竞争优势和价值优势的又一重大举措，也是顺应市场趋势，坚持生产经营和资本经营双轮驱动的具体体现。

业内人士表示，最近一年多来，中国华电的资本运作组合拳频频出招。尽管其后续运作路径尚不明朗，但电力央企全力落实“双碳”目标，依托资本市场，最大程度推动产融结合，集约化风光电发展，助力以新能源为主体的新型电力系统建设已成为大势所趋。由此可以预见，在可持续发展的战略正道上，华电福新发展这艘双轮驱动的航母一旦起锚，前程可期。