

各地电站收益差距悬殊

独立储能步入市场化深水区

■本报记者 苏南

在电改浪潮中,独立储能电站的盈利版图正在经历一场前所未有的蜕变。3月15日江苏射阳电站发布的数据震撼业界——短短40天,收益4000万元。然而,并非每座独立储能电站都能享有这份“战绩”。在山东、广东等地,各电站之间的收益差距悬殊,有些甚至超过1.5倍。

对于这一现象,业内受访专家普遍表示,独立储能行业的“冰火两重天”现象,正是市场化进程中的真实写照——既揭示了行业面临的严峻挑战,也预示着无限的发展机遇。在这场变革中,谁能够把握住机遇,全方位提升技术、市场、政策的驾驭能力,谁就能在储能领域的激烈竞争中胜出。

政策与市场机制差异导致盈利分化

作为一种储能运营模式,独立储能的收益模式大致可分为共享租赁、现货套利、辅助服务、容量电价四种,地方政策和市场机制是独立储能电站的盈利关键。

当前,各地在政策支持力度与市场化规则方面呈现出鲜明差异。以江苏为例,其通过稳固的电价补贴、每日两次的满满放流要求以及高达0.5元/kWh的调峰补贴,为储能电站开辟出一条稳定的收益之路。

“不同区域因电力现货市场和电力辅助服务费率的差异,会造成独立储能电站的收益出现较大差别。江苏射阳电站的巨额收益难以持久,以该电站的500MWh规模而言,40天内赚4000万元,虽令人咋舌,却也在情理之中。”中国化学与物理电源行业协会储能应用分会专家委员楚攀在与《中国能源报》记者探讨储能电站的超预期收益问题时表示,盈利较大电站的收益一般都叠加了顶峰收益和峰谷差套利收益,夏季的高收益主要来自顶峰收益,而“顶峰服务”是一个竞争性市场,也是季节性市场(一般在7—9月),这样的高

收益不可持续,过了夏季用电高峰这项收益会大幅缩水。

并非所有独立储能电站都如此幸运。一位储能行业专家对《中国能源报》记者表示,山东自2024年7月推行“报量报价”模式以来,储能电站不得不实时投身于现货市场的激烈竞价之中,策略得当的电站能实现收益攀升,缺乏智能交易系统的电站却陷入“无充放电”的困境。此外,广东因现货电价波动较小,储能电站的收益高度依赖于调频服务;内蒙古、山西等省区依靠容量补偿稳固收益;尚未开放现货市场的河南、宁夏等省区依赖传统的容量租赁和调峰补偿,致使收益稳定性相对较低。

“储能收入差异的根本原因涉及多个层面,除了技术装备选型及项目所在电网特性等影响因素外,企业自身的运营能力也是关键因素。”浙江大学客座教授刘亚芳接受《中国能源报》记者采访时表示,在新型电力系统环境下,储能企业的运营能力体现在以下几个方面:一是需要具备灵活调整其运营策略的能力,以适应当地电力负荷的波动和变化,确保储能系统在不同负荷条件下高效运行;二是随着新能源发电比例提高,企业必须有效应对新能源发电的间歇性和不确定性,通过合理的充放电策略,保障电力供应的稳定性;三是储能企业应充分理解和遵守电网调度运行的规则,确保储能系统在电网需要时能够迅速响应,提供调峰、调频等辅助服务,从而获得相应收入。

此外,部分电站因前期设备采购、场地建设等投资成本过高,导致回本周期漫长。而一些电站由于未能充分适应本地电力市场规则,在参与市场竞争时屡屡受挫。

独立储能将成储能市场主流

当前,全国独立储能收益中高度依赖容量租赁,但容量租赁价格波动大、期限

短,难以支撑长期收益。随着今年省级电力现货市场全覆盖,储能收益将更多依赖市场化交易。

“强制配储取消之前,独立储能电站与共享储能电站实则合二为一,最主要的收益来源就是容量租赁,曾占独立储能电站一半左右的收益。”楚攀表示,随着政策环境变动进一步催化分化,今年2月,国家叫停“强制配储”,新能源侧配储需求锐减,独立储能被迫转向市场化竞争。“在此背景下,技术薄弱、资金压力大的储能企业面临淘汰,而头部储能企业凭借技术降本和全产业链布局,有望持续扩大市场份额。”

实际上,独立储能行业从2021年起开始崭露头角,市场份额逐年攀升。业内普遍认为,时至今日,新建的大型储能电站多以“独立储能电站”的身份存在,独立储能规模越来越大,未来将成为储能市场的主流。

“得益于政策扶持,独立储能电站已成功跻身电力市场的竞争舞台。”楚攀表示,独立储能如同一位多面手,既能化身为“发电厂”,又能在电力现货交易市场巧妙利用价格波动施展套利策略,还能在辅助服务市场施展拳脚,凭借专业服务赢得丰厚回报。此外,独立储能电站还具备“大型可变负荷”的灵活角色,在负荷端通过与虚拟电厂的深度融合,巧妙捕捉市场机遇,实现利益最大化。

在业内看来,储能企业需密切关注政策动态,充分利用政策支持,如补贴、税收优惠、电价政策等,以优化独立储能运营模式,提高经济效益。

“不只独立储能,整个储能领域都将迎来高质量发展的阶段。”刘亚芳指出,高质



新规则,以释放储能技术的巨大潜能。尤其是发挥抽水蓄能、火电灵活性调节一样功能的所有储能设施,都应享受同等价格政策和容量补偿。”

业内普遍呼吁,应从三方面助力发展独立储能电站。首先,确立储能作为独立主体地位,优化电网接入规则,打破抽蓄调度优先权的垄断;其次,构建容量电价机制,借鉴煤电与抽蓄经验,为独立储能项目提供固定成本补偿保障;最后,完善电力现货与辅助服务市场,拉大峰谷电价差,目标0.7元/kWh以上,推动调频、备用、快速响应等服务的市场化定价。

业内呼吁尽快完善市场化机制

然而,一个不容回避的事实是,独立储能电站的高质量盈利发展之路,尚横亘着几道难以逾越的关卡。

“首先,电力系统对独立储能电站的角色定位仍模糊不清,其核心价值尚未得到充分的认知与肯定。”楚攀指出,其次,电力市场的架构尚未完善,导致独立储能电站的潜力还未充分发挥。

刘亚芳认为,储能技术的部署,无论是在电源系统、电网中枢,还是用电终端,均能成为电力系统调度机构的助力。然而,现行传统电力系统调度规则未能全面适应新型储能技术的广泛布局和多元应用,导致那些嵌入电源与用电系统中的储能潜力未能充分挖掘,其效能未能得到最大化发挥。“这一现状,无疑是对电力系统调度智慧的一次严峻考验,呼唤我们更

独立储能电站未来具备实现更高盈利的潜力,但也存在一定隐患。“以100MWh储能电站为例,其背后是10万节314Ah电芯,如何确保这10万节电芯步调一致,保障储能电站的安全稳定高效运行,成为独立储能电站亟待破解的难题。”楚攀表示,在提供功率型辅助服务时,独立储能电站需承受大倍率的充放电考验,对电芯的一致性要求极高。未来,独立储能电站必须在电气集成技术、海量电芯一致性控制技术、BMS边缘控制技术,以及电芯安全预警技术等多领域实现重大突破,不断提升自身的稳定运行能力。唯如此,独立储能电站才能为电力系统提供更坚实的支撑,获得更多品类的市场收益。

全国累计发电装机达34亿千瓦

图片新闻

国家能源局3月20日发布的1—2月全国电力工业统计数据数据显示,截至2月底,全国累计发电装机容量34亿千瓦,同比增长14.5%。其中,太阳能发电装机容量9.3亿千瓦,同比增长42.9%;风电装机容量5.3亿千瓦,同比增长17.6%。图为使用金风科技机组的新疆哈密十三间房特变电工一期50兆瓦风电场。

国家能源局:
进一步组织实施好
“千家万户沐光行动”

本报讯 国家能源局近日发布的《国家能源局综合司关于进一步组织实施好“千家万户沐光行动”的通知》指出,2021年国家能源局组织开展整县(市、区)屋顶分布式光伏开发建设试点以来,各省级能源主管部门组织各试点地区优化政策和营商环境,提升电网支撑和服务能力,积极推进各类屋顶分布式光伏发电项目建设,试点工作取得预期效果,56个县(市、区)全面实现试点工作目标。

就如何进一步组织实施好“千家万户沐光行动”(以下简称“行动”),国家能源局明确五方面事项。其中提出,各地能源主管部门要结合该“行动”,认真落实《分布式光伏发电开发建设管理办法》相关规定,进一步因地制宜细化规范农村分布式光伏发电项目备案、建设、接网程序,指导地方能源主管部门做好“行动”与能源、电力等发展规划的衔接,统筹平衡各类新能源发展需求,根据电网承载力,引导农村分布式光伏科学布局、有序开发、就近接入、就地消纳,并组织电网企业及有关方面根据实际需要加强配套电网改造升级及其他提升消纳能力的措施。

此外,组织实施中要充分发挥市场作用,充分尊重农民意愿,不折不扣抓好各项工作落实,营造分布式光伏发电市场化、法治化营商环境。同时,加强农村分布式光伏开发利用建设与乡村建设相关工作衔接,高度重视农村分布式光伏发电项目的运行维护工作。(安宁)

新一轮光伏抢装推高供应链价格

■本报记者 董梓童

光伏市场新一轮“抢装潮”来袭,电池片、组件价格回暖。

第三方咨询机构InfoLink Consulting最新发布的光伏价格调研周报显示,组件每瓦报价在0.74元至0.75元左右,并且已大量成交,同时0.78元/瓦至0.79元/瓦的高价也有小量落地。这是近一年来,组件价格首次出现较明显反弹。

■减少低价订单发货

睿得能源光伏产业链研究分析师陈菲表示,光伏供应链价格过去一段时间持续在行业成本线以下运行,上游多晶硅环节从去年开始已进入产量控制阶段,目前该环节的供需状况已较去年下半年有所改善。去年底,在行业协会号召下,光伏供应链公司共同签署自律公约并同意自愿限产。“此次政策性驱动的抢装将阶段性抬高对光伏产品的需求,由于集中式电站建设周期较长,短期内来自分布式电站的组件需求将成为上半年支撑光伏组件价格的主要动力。多晶硅环节的限产将有利于下游各环节的供需优化,同时需求的阶段性回

升有助于上半年供应链价格回暖。”

TrendForce集邦咨询告诉《中国能源报记者》,《分布式光伏发电开发建设管理办法》和《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》(以下简称《通知》)的发布促使目前中国光伏市场出现较强的“抢装潮”,由此带动部分终端需求提前集中释放,组件需求激增,阶段性缓解光伏库存积压现状,短期内组件供不应求,价格也随之上涨。

中国新能源电力投融资联盟秘书长彭澎认为,这一轮光伏组件价格上涨,无疑受到《通知》的刺激,设备采购需求大增,项目方希望尽快实现并网。预计本轮“抢装潮”对光伏整个供应链价格的推动将持续到4月底、5月初左右。

InfoLink Consulting调研组件厂家发货情况后分析,近期中国国内订单确实出现小幅增长,主要集中于分布式项目,尤以工商项目最明显。《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》的出台推动分布式市场出现“抢装潮”,同时带动国内分布式组件现货价格上涨1分钱左右的幅度,低价销售的

价格也持续缩减,部分厂家甚至明确低于每瓦0.66元以下的订单减少发货。

■后续价格仍不明朗

InfoLink Consulting表示,随着节点将至,国内分布式项目对现货需求形成强劲拉力,下游出货节奏加速,电池片需求十分旺盛,下月预计头部大厂均有不同程度的提产计划。考虑到前期已停产的电池厂启动难度较大,加之债务等压力,本轮供给增量预计由头部厂商主导。

组件方面,InfoLink Consulting认为,受“抢装潮”影响,光伏组件需求可能在上半年与下半年呈现阶段性波动。目前厂家排产较谨慎,组件库存量回到较健康的水平。4月组件排产预计将逐步提升,组件厂订单能见度迅速好转。随着3—4月国内组件订单增量明显,部分热门型号可能出现短缺。

陈菲则提出,光伏产业链短期内难以大量出清落后产能,因此抢装节点后产业链价格能否维持还不确定。后续可能需要新的政策或手段从更根本的角度提高

行业竞争门槛,淘汰技术落后以及成本落后的产能。

InfoLink Consulting进一步指出,展望N型电池片后续价格走势,随着政策因素带动短期终端需求上升,近期上、下游价格上涨一并带动电池片整体涨幅,但随着后续政策抢装节点结束,考虑到厂家运输与交货周期,电池片整体价格或将在4月中旬后伴随国内需求退坡而松动,但具体价格走势仍须考虑各尺寸供需情况。

TrendForce集邦咨询分析,目前抢装项目多为分布式项目,的确会前置部分项目需求,政策窗口期结束后,新项目需通过市场化交易形成电价,收益预期下降可能抑制下半年新增需求,部分省份政策细则未明确也可能加剧观望情绪。“预计此次抢装潮将于6月逐步减弱。”

■装机预计保持高位

“抢装潮”下,今年光伏新增装机规模有多大?

中国光伏行业协会名誉理事长王勃华指出,2025年,受分布式光伏发电管理办

法、新能源上网电价市场化改革等政策及上述政策与各省具体实施办法出台时间差的影响,行业存在一定观望情绪,从而增加装机预期的不确定性。但总体看,我国光伏新增装机规模仍将维持高位,预计在215—255吉瓦。

InfoLink Consulting分析认为,2025年集中式装机主要来自“十四五”规划及其他大型项目。目前,新疆已达成装机目标,甘肃达标率超过九成,内蒙古、山西等地也超过六成,剩余项目预计年内完成并网。即便入市交易正式实施,集中式项目仍将按计划推进,确保如期装并。预计2025年中国新增装机仍以集中式项目为主,占比有望突破60%,户用项目可能在10%以下,工商项目则维持在30%左右。

睿得能源可再生能源与电力研究高级分析师邓思梦认为,新能源电价市场化改革,意味着我国风电和光伏装机将从高速发展向高质量发展转变。今年大量可再生能源基地和其他“十四五”规划中的项目如期建设,5月前将出现分布式光伏的抢装潮,已开工的集中式项目也加快进度追赶6月1日节点,很多省区仍积极推动完成“十四五”可再生能源装机目标,预计今年的装机增速仍将保持高位。“中长期来看,市场化新政出台后,可再生能源项目收益会发生变化,叠加新能源消纳和电网容量等因素,预计中长期‘风光’装机增速将较‘十四五’放缓,进入平稳增长阶段。”