告别“规模竞速” 新型储能转向价值兑现

■中国城市报记者 康克佳

盛夏高温炙烤下的城市电网，正频繁遭遇负荷尖峰考验；光伏大基地正午大发的富余电力，又常常面临消纳难题。一边是负荷中心缺就近可用的调节电源，一边是部分储能电站“建得多、调用少”，这是当前我国新型储能行业直面的现实矛盾。

近日，国家发展改革委、国家能源局印发《“十五五”新型储能实施方案》（以下简称《方案》），锚定2030年3亿千瓦、平均储能时长3小时左右的发展目标，明确行业从规模化扩张全面迈入市场化发展新阶段。未来五年，储能不再简单充当新能源并网的“配套门槛”，而是要真正成为服务城市保供、电网安全、新能源消纳的独立调节资源。

规模撞了线 两笔账却难算清

如今，新型储能的规模已不再是短板。2025年底，全国新型储能装机1.36亿千瓦，较“十三五”末增长超40倍；到2026年9月底已达1.67亿千瓦，独立储能占比过半。但行业眼下有两笔账越来越难算清：储能电站建在哪里，钱从哪来。

第一笔是空间账。业内把“储能建的地方，与电网需要调节的地方对不上”称为空间错配。

中国新能源投融资联盟高级顾问陆闽对记者表示：“新型储能的一个突出矛盾就是资源、负荷、调节能力三者在地理上相互割裂。比如，西北新能源富集，客观上很需要长时储能，但项目算账困难、收益不足；南方负荷中心市场条件更好，又受土地约束，很难落地大型项目。加上跨省跨区调用储能的补偿规则并不明晰，建在大基地的大型储能，很难有效支援远方负荷中心。”

河北给出了另一种答案。定州这座电站2025年9月投入商业运行，服务范围正是冀中南负荷中心。截至今年10月底，河北新型储能装机1347万千瓦，其中独立储能797万千瓦、新能源配储550万千瓦，增量主体已从“跟着风光走”的配储，换成贴着负荷和调节缺口布局的独立储能。布局逻辑一变，项目账就好算一些。

第二笔是收益账。调用水平其实在提高：2023年至2025年，全国新型储能等效利用小时数由611小时升至1195小时；迎峰度夏期间，最大放电功率达5100万千瓦，约占当日高峰负荷的3.3%。但调用率抬升，没有同步变成收入。

中关村储能产业技术联盟理事长陈海生直言，装机“提前撞线”之后，核心命题不再是“装多少”，而是“用得好”。储能运营普遍面临现货价差收窄、辅助服务品种单一、容量电价机制尚未完全落地、市场衔接不畅等问题，“多数区域储能仅靠参与市场难以获得合理收益”。部分省份系统运行费已超过0.1元/千瓦时，抬升充电成本，进一步挤压收益。

两笔账算不平，根子在定位。清华大学教授夏清提出，储能首先是“时段之间能量的搬运工”；储能入场，标志着电力系统由“源网荷”互动走向“源网荷储”互动，储能作为第四调节要素融入系统运行，“储能不是新能源的附属品，而是与之并驾齐驱、协同共生的核心基础设施”。

把储能建在该建的地方

《方案》部署六方面十六项任务，最直观的信号是排序之变：“构建多元应用场景”被置于六项重点任务之首。这意味着发展逻辑不再只看装机数字，而要看建在哪里、解决什么问题、产出什么效益。对应两笔账，改革沿两条线展开：先统需求、定准入，再解决收益。

统需求，落在目标分解上。到2030年，新能源基地配置储能约5000万至6000万千瓦，可承担顶峰保供的电网侧独立储能约1.4亿千瓦。中国工程院院士、中国南方电网公司首席科学家饶宏测算，两项合计约占全国装机目标的三分之二，“反映出储能配置重心聚焦沙戈荒新能源基地外送、电网全系统调节支撑的公共需求”。

数字背后是空间的重新排布。业内预计2030年最大用电负荷将达20亿千瓦以上，《方案》因此在华东、西南、南方等用电高峰供应紧张地区布局储能；安全稳定支撑则指向华中、华东、南方等新能源集中接入、直流馈入的关键节点。

定准入，靠清单制。饶宏指出，《方案》明确“在实行清单制管理前提下，建立电网侧独立新型储能容量电价机制；在现货市场连续运行后，有序建立可靠容量补偿机制”。清单既是建设的闸门，也是领补偿的门槛，容量补偿与保供责任绑定，并非普惠。

收益线则围绕容量价值铺开。国家层面《关于完善发电侧容量电价机制的通知》首次建立电网侧独立储能容量电价机制，提供容量保底收益；但补偿以当地煤电容量电价为基准、按放电时长折算，尚不足覆盖成本，《方案》因此同步提出优化系统运行费分摊方式。地方走得更快：河北率先出台独立储能100元/千瓦·年容量电价补贴，充电环节免系统运行费和输配电费，并允许跨市域向新能源出租容量；山东建立“一体多用、分时复用”交易模式，独立储能可作为独立主体参与电能量与辅助服务交易，依有效可靠容量获得市场化容量补偿。

“储能走向市场化，不能只靠规模扩张，关键要把市场和价格机制理顺。储能承担着消纳新能源、顶峰保供、稳定电网多重任务，要让这些系统贡献被看见、被合理计价，行业才能走上良性循环。”一位业内人士告诉记者。

技术路线亦非单一，《方案》鼓励钠电、压缩空气、构网型储能按场景各展所长。

蓝图落地 考题才刚开始

政策虽然把“建在哪里、钱怎么算”写清楚了，“但调不调得动、落不落得下”仍横亘在执行端。

最直接的一道题是调度。规则已经细化：现货连续运行地区按出清结果运行，未连续运行地区综合经济性与系统需要科学调用；支持电源侧配储与所属电源联合调用；应急情况下，全部储能须服从调度机构统一直接调用。难点在于，调用与否直接决定容量补偿能否拿到。国家电网有限公司国调中心主任董昱表示，调度端将统筹做好并网服务、调度运用、市场运行，建立储能运行评价机制，分类评价储能在保安全、保供应、促消纳中的综合成效。

第二道题在城市末端。陈海生提出，配网侧推进主—配—微电网协同，依托台区储能化解“红区”供电瓶颈；用户侧面向工业园区、零碳园区、数据中心、虚拟电厂，推进算储协同。饶宏则提到，构网型储能适合在负荷空心化城市、弱电网及孤岛电网布局。

实践已有样本。上海出台用户侧虚拟电厂建设方案（2025—2027年），构建“1+5”管理体系，聚合空调、充换电、储能、数据中心等资源；虹桥国际中央商务区落地“光储充柔”项目，依托楼宇储能谷段储电、尖峰放电。对土地紧张的大城市，就地布局分布式储能可延缓输变电扩容，但消防、并网接入、计量结算仍是现实门槛。

第三道题是区域节奏。容量电价细则仅在少数省份落地，补偿标准与可靠容量折算规则不统一；现货市场进度差距，直接造成同类项目收益分化；存量配储进入容量租赁市场，合同、计量、考核规则仍待完善。

新型储能的价值，最终要写在两张纸上：一张是迎峰度夏、度冬时的调度曲线，一张是项目每年的结算单。只有两张纸上都好看，这个产业才算是真正立住了。

辽宁葫芦岛：线路检修消缺 护航迎峰度冬



11月19日，辽宁省葫芦岛市连山区，国网葫芦岛供电公司检修人员对220千伏沙杨Ⅰ线开展检修作业，及时消除线路设备缺陷，保障迎峰度冬期间电网安全稳定运行，守护群众温暖用电。

人民图片