

从“煤电第一”到“光伏登顶”

我国能源结构越来越“绿”

■本报记者 董梓童



图为天合中核汇能海南100万千瓦源网荷储建设项目。天合光能/供图

我国第一大电源迎来历史性变化。9月1日,国家能源局发布的最新数据显示,截至今年7月底,我国光伏发电装机达到12.86亿千瓦,历史性超过煤电装机(12.85亿千瓦),成为第一大电源。煤电长期稳居国内第一大电源地位,如今装机“头把交椅”轮到光伏来坐。这一转变背后,是能源发展动能、供给结构和电力系统运行方式的深刻变革——新能源正从补充能源加快迈向装机主力,以新能源为主体的新型电力系统正加速构建。未来,如何让不断壮大的新能源更高效地转化为稳定、可靠的绿色电力,成为“十五五”时期能源高质量发展的重要课题。

从“三头在外”到全球领跑,规模“登顶”源自产业硬实力

“这一格局被打破,意味着新能源完成从补充能源向装机主力的跨越,为新型电力系统建设打下坚实基础。”对外经济贸易大学中国国际碳中和经济研究院执行院长董秀成在接受《中国能源报》记者采访时表示,光伏规模实现反超,是技术迭代、产业实力与政策引导共同作用的结果。我国已形成全球领先的光伏产业体系。中国光伏行业协会发布的数据显示,截至2025年末,我国硅料、硅片、电池片、组件产能在全球所占比重分别达到96%、96.2%、91.3%和80.1%,覆盖从上游关键材料到中游先进制造的完整产业链。与此同时,“十四五”时期光伏累计新增装机量是“十三五”时期的4.5倍,产业规模和市场应用持续实现跨越式增长。产业优势并非一蹴而就。天合光能董事长高纪凡指出,我国光伏产业起步时原料、市场、设备“三头在外”,如今已实现硅料、硅片、电池、组件全产业链全球领先,产业自主可控能力显著增强。“从受制于人到掌握产业链主动权,光伏产业的成长轨迹也是我国新能源产业从追赶、并跑到领跑的缩影。”技术进步持续打开发展空间。“十四五”时期,我国N型电池量产效率持续提升,TOPCon电池市场占比已达87%;标准版型组件功率不断提升,钙钛矿、叠层等前沿技术加快研发和产业化探索。董秀成指出,经过多年发展,我国光伏形成完整成熟的全产业链,光伏发电度电成本大幅下降,集中式大基地与分布式光伏双向发力,工商业、户用光伏在全国各地快速普及,市场空间持续释放。从产业基础到应用规模,从技术创新到市场拓展,多重因素共同推动光伏加快成长。通威集团董事局主席刘汉元表示,光伏产业已形成全球领先优势和端到端自主可控能力,成为我国实现“双碳”目标、构建新型能源体系的重要支撑。我国光伏持续扩大规模、提升效率,也在推动全球清洁能源成本下降和能源转型,为更多发

展中国家增加绿色能源供给提供了产业基础和技术条件。

光伏“进”不等于煤电“退”,保供转型协同发力

装机“登顶”,不等于电量“登顶”,更并不意味着煤电价值的衰减。国家能源局数据显示,今年1—7月,我国光伏发电量达到8024亿千瓦时,同比增长15.5%,占全社会用电量约13%,增速明显快于同期全社会用电量。今年上半年,我国煤电发电量占比降至49.7%,但煤电仍是保障电力安全稳定供应的重要支撑。装机增量与实际发电之间存在显著差异,与电源自身技术特性、资源条件及系统运行方式密切相关。董秀成提醒,光伏受光照条件约束,具有间歇性、波动性等特征,年利用小时数明显低于煤电。煤电虽然装机规模退居第二位,但在电力系统兜底保供、调峰稳网以及应对极端天气、用电高峰期等方面仍发挥重要作用,短期内保障性功能难以替代。光伏装机超过煤电,并非传统能源与新能源简单的此消彼长,而是我国能源体系在确保安全稳定供应基础上的结构优化。随着能源转型不断深入,煤电将更多发挥基础保障、系统调节和容量支撑作用,新能源则加快由补充性电源向主体性电源转变,二者在新型电力系统中各展所长、协同发力。董秀成分析,在“双碳”目标引领下,各地加快清洁能源布局,持续扩大光伏等新能源装机规模。煤电投资重心更多转向存量机组节能降碳和灵活性改造,新增煤电严格控制。新能源扩量和煤电提质并行推进,推动电源结构发生深刻变化。从“装得上”到“用得好”,“十五五”迈向可靠替代

装机规模站上新台阶,意味着光伏发

展进入全新阶段。

面向“十五五”乃至更长时期,新能源发展的着力点正从“装得上”向“用得好”、从规模扩张向系统价值提升转变。我国新一轮国家自主贡献明确,到2035年,风电和太阳能发电总装机容量达到2020年的6倍以上、力争达到36亿千瓦。《可再生能源发展“十五五”规划》进一步提出“可靠替代”目标,到2030年,全国风电光伏平均置信出力达到8%,迎峰度夏度冬晚高峰风电光伏电量占比达到20%以上,“十五五”时期新增可再生能源可靠顶峰发电能力3亿千瓦以上。目标明确,关键在于提升新能源“立起来、靠得住”的能力。董秀成认为,随着光伏装机规模持续扩大,行业面临的重点问题将更加集中于电网适应性、调节能力和市场机制。大规模光伏并网对电网输送、调配和消纳能力提出更高要求。他建议,应统筹推进新能源、储能、电网和调节性电源建设,完善电力市场机制,提升系统灵活调节水平,让更多新能源电量能够发得出、送得远、用得好。除了电力系统侧,产业链与应用端的协同也需要进一步加强。业内人士建议,将光伏制造环节纳入能源行业统筹管理,建立“制造—应用—消纳”协同联动机制,使产能规划与装机需求、资源条件和消纳能力更加匹配;同时完善行业监测和市场调控机制,推动产业发展从单纯追求规模扩张转向更加注重供需平衡、技术进步和质量效益。从第一大电源到新型电力系统中的主体力量,光伏所处的位置正在发生变化。然而,衡量第一大电源的成色,最终不能只看装机规模,还要看能否形成更加稳定高效的绿色电力供给能力。以安全为前提、以消纳为牵引、以技术为支撑、以市场机制为保障,推动新能源由规模优势转化为系统优势、由产业优势转化为发展优势,光伏才能真正成为能源绿色低碳转型的重要支撑,为加快建设新型能源体系提供更加坚实的绿色动能。

能聊能说

国家能源局9月1日发布数据,截至7月底,我国光伏发电装机容量达到12.86亿千瓦,首次超过煤电,跃居第一大电源品类,标志着我国能源绿色转型取得标志性、阶段性重大成果。另一组关键数据同样亮眼:上半年我国煤电发电量占比首次跌破50%,降至49.7%;可再生能源发电量占比首次突破四成,达到41.2%。

接连出现多项“首次”突破,深刻折射出我国电力供应结构发生结构性、历史性、格局性变革,是近年推进能源转型的丰硕成果,集中彰显我国能源革命的扎实成效,也促使我们科学辩证思考能源转型进程中安全与发展的关系。这些“首次”突破让不少人产生思考:是不是意味着煤电可以逐步退场,新能源可以独挑电力保供大梁?应当看到,本轮能源转型最大的变化、最足的底气,都来自新能源的跨越式崛起,而转型的稳健,则取决于各类电源的协同共生。

我国已建成全球最完整、竞争力最强的光伏产业链,光伏发电转换效率等屡次突破世界纪录。12.86亿千瓦的光伏发电装机,位居全球单一国家之首,远超美国、印度、德国等其他国家,也远高于欧盟各国光伏装机总和,是全球光伏应用规模最大的国家。

从电力系统运行规律看,“风光”发电“看天吃饭”,实际发电能力起伏波动,这是新能源的天然属性。今天我们保障能源安全,已不再依靠单一发电主体单打独斗,而是各类发电主体互补协同、动态配合,共同托住全社会用电基本盘。

在能源转型的接力赛道上,煤电正在完成角色重塑——从传统“主力电源”转向“支撑调节性电源”。光照充足、风力充沛时,煤电主动让出空间,助力新能源多发满发;用电高峰,风光发电出力受限,煤电快速补位、顶峰保供,守住电力安全运行底线。

国家发展改革委8月31日新闻发布会强调,“十五五”时期,煤电仍将是保障电力安全稳定供应、促进新能源消纳的重要支撑。

过去,电力发展的重要矛盾是电发不发出、够不够用。如今,供电的稳定性、可靠性成为全新考题。步入数字经济时代,各类新业态对供电平稳提出近乎苛刻的要求。以集聚大批算力集群的杭州为例,不少算力企业对供电稳定性要求极高,哪怕是短短0.01秒的电力波动,都可能造成难以估量的经济损失。这也说明,能源转型不能简单看装机量、发电量占比的数字,更要立足系统全局看安全、看质量、看韧性。

新能源装机规模持续扩大,不断为经济社会发展带来绿色动能,推动我国电力系统持续升级。但装机规模的增长并不等同于有效供电能力的同步增强。数据显示,今年前7个月,我国光伏发电量为8024亿千瓦时,在全社会用电量中占比13%。这就需要有能力快速响应、随时补位的兜底电源提供动态支撑,为新能源高质量发展保驾护航。

浙江就是鲜活的例证:当地用电需求持续攀升,新能源已成为省内第一大电源,但在迎峰度冬度夏的用电高峰,仍需要发挥煤电的调峰兜底作用。随着新能源从补充电源成长为主体电源,电力保障的关注点,也从“能不能供上电”转向“供电稳不稳、用得好不好”。

电力供需格局的演变,正在重新定义各类电源的角色,新能源主体地位全面确立,电力绿色转型格局基本形成。与之对应,衡量电源价值的标准体系同样需要迭代完善。

长期以来,我们习惯以“发电量”论英雄。但在新型电力系统中,煤电承担托底保供重任,新能源提供清洁绿色电力,储能承担应急备用功能,各类电源各司其职、不可替代。如果唯“发电量”论,则无法完整衡量各类电源的系统价值。煤电占比下降,正是能源结构持续优化、绿色转型纵深推进的直观体现,但绝不等于煤电的保供价值弱化。

现有的评价体系,还有待进一步匹配能源转型的新形势。以前煤电靠多发多赚,如今要为新能源发展腾挪空间,主动适配能源绿色转型大局。即便机组很少满负荷发电,设备维护、人员值守等刚性成本依然存在。这就需要加快完善合理的价值补偿机制,让电源的调峰、保供支撑能力得到合理回报,保障电力体系良性运转。

一组组历史性突破数据,并非简单的数字更迭,而是我国经济社会高质量发展、绿色低碳转型纵深推进的重大积极信号。立足新阶段,能源转型既要乘势而上,持续做强新能源产业优势、巩固来之不易的转型成果,也要守住能源保供底线。统筹发展和安全,推动各类电源优势互补、良性运转,方能为社会生产生活、实体经济行稳致远提供坚实的能源支撑。

光伏发电装机历史性超越煤电意味着什么

■吴莉

储能“清退潮”来临

多地项目延期废止,行业从“重规模”转向“重落地”

■本报记者 卢奇秀

河北省发展改革委日前发布《关于印发〈独立储能项目排查整顿专项行动方案〉的通知》,延期开工项目69个、990.5万千瓦,取消建设计划项目16个、175万千瓦。这并非个例——今年一季度,山西省完成的第五轮储能项目库调整,单轮清退项目31个、规模605万千瓦/1208万千瓦时。今年9月1日起,山西新型储能项目入库后要6个月内实质性开工,12个月内建成并网。河南同样明确,纳入省级新型储能项目清单的独立储能、共享储能项目6个月内开工、15个月内并网,逾期移出省级清单,不再享受容量电价支持。密集出台的整顿举措,传递出储能行业以实效为导向的深度洗牌信号——将行业从“规模狂欢”拉回“落地实干”的轨道。

●规范时机已到

过去5年,我国新型储能产业实现跨越式发展,装机规模从“十四五”初期的300万千瓦,快速攀升至今年上半年的1.53亿千瓦,实现超50倍的爆发式增长。新型储能之所以成为“香饽饽”,首先得益于清晰的顶层设计。作为构建新型电力系统、推动能源绿色低碳转型的关键支撑技术,储能被寄予厚望,也被赋予“技术含量高、增长潜力大”的战略定位。相较于其他低碳产业,储能还有一个独特优势:产业链足够长、投资体量足够大。一个百亿元级储能项目落地,足以在短时间内吸引上下游配套企业扎堆集聚,迅速转化为可观的工业产值和税收增量。由此,储能不仅是电力系统的“调节器”,更成为拉动地方经济的“发动机”。为完成新能源消纳、能耗双控考核和经济指标,多地纷纷将储能作为招商引资的重点领域,抛出土地、税收、补贴等政策“红包”。然而,红利赛道很快演变为一场粗放

扩张的投机狂欢。在“抢到备案指标就等于锁定未来收益”的心态驱使下,大量无资金实力、无电力开发经验、无专业运维能力的“三无”企业蜂拥涌入,以极低成本圈占项目资源,囤而不建,倒卖路条获利。部分地区为快速做大产业规模,对项目落地时限和产能达标要求较为宽松,“重签约、轻落地”“重备案、轻开工”的现象屡见不鲜。

装机量和出货量屡创新高背后是大量项目沦为摆设的现实。业内测算,今年上半年,山西省新型储能项目库总储备规模173.49吉瓦时,实际落地率不足15%。业内人士指出,储能行业投机风气盛行,大量空壳企业虚设备案,既不投资也不开工,真正具备技术实力和运营经验的专业企业反而难以拿到优质项目,“劣币驱逐良币”现象日益突出。更深远的影响在于,大量囤而不建的项目打乱了电力系统规划节奏,调峰、保供能力建设滞后,无法匹配新能源装机快速增长带来的电网调节刚需,直接拖累能源转型的落地节奏,“储能产业要高质量发展,到了不得不规范管理的时候”。

●算好“经济账”

项目延期、废止的根本症结在于算不过“经济账”。早期储能项目的投资测算大多建立在理想化的峰谷价差和高频调用

上,对电力市场改革的复杂性和收益波动性估计不足。当项目真正进入实操阶段,原本乐观的经济模型出现失效。“企业端的盈利焦虑导致建设观望,普遍等政策、等电价、等行情。”国网能源研究院新能源所专家李娜娜告诉《中国能源报》记者,当前电力现货市场正全面铺开,独立储能普遍采用“容量+现货”收益模式,山西、甘肃部分项目可采用“容量+现货+调频”收益模式。在“容量+现货”模式下,容量电价仅能覆盖项目收益需求的10%至40%,但储能参与现货市场的平均充放电价差偏低,多数地区尚未达到盈亏平衡点,加之需缴纳系统运行费,实际套利空间被进一步压缩,导致该模式下独立储能的经济性普遍不及预期。工商业储能同样面临收益缩水困境。不少2023—2024年投运的工商业储能项目,实际内部收益率较立项时模型测算普遍低1.5—2.5个百分点,部分项目甚至出现经营性现金流为负的窘境。更严峻的是,多重成本压力接踵而至。今年以来,储能电芯、PCS、辅材及全链条关键设备同步进入涨价通道,直接推动国内储能项目整体EPC造价持续抬升。一边是收益端不断缩水,一边是成本端节节攀升——“成本全在涨,报价还在卷”,利润空间被双向挤压,企业宁愿承担违约风险也要按下暂停键。

●回归储能价值

短期阵痛不可避免。业内人士认为,大量项目延期废止,直接冲击EPC总包方和中小设备厂商,订单缩水、开工率下滑将引发行业性的去库存、去泡沫压力,部分企业甚至面临生存危机。但这并非产业的倒退,而是甩干水分的必经之路。长期看,淘汰低效无序项目将倒逼产业链告

别低价“内卷”,推动设备技术升级和项目精细化运营,促使储能从数量扩张转向质量提升。“十五五”时期,新型储能将由规模化发展逐步进入全面市场化发展的新阶段,储能不是不发展,而是要真开工、真建设、真并网。在这个转型关口,容量电价机制正发挥着关键的政策牵引作用。今年初,国家发展改革委、国家能源局发布的《关于完善发电侧容量电价机制的通知》具有里程碑意义,彻底打破原有监管模糊格局。文件明确电网侧独立新型储能实施清单制管理,确立“清单准入”核心机制,经省级能源主管部门审核纳入清单、对电力系统安全稳定运行具备实质贡献的项目,方能享受容量电价政策支持。李娜娜指出,储能容量电价收益与容量支撑能力直接挂钩,将对新型储能在时长、转换效率、调节性能等方面形成持续提升的牵引力,推动行业从“通用配置”向“按需定制”加速转型。具体而言,在时长维度,容量电价机制重点考核有效容量的持续支撑时间,向长时储能发展释放出明确信号;在性能维度,建立实际运行与承诺能力间的偏差考核机制,引导市场更加关注可用有效容量、响应速率、转换效率、SOC管理等核心技术能力,从而强化储能系统的综合运行质量。对企业而言,储能行业的投资逻辑正在转变,不能盲目跟风备案、赌指标、赚套利差价,而是要更加理性地看重落地条件、计算真实收益、评估长期运营能力。业内人士进一步指出,随着辅助服务市场、容量市场、绿电交易等机制的完善,储能作为系统灵活性资源的多元价值有望得到更充分的兑现。企业唯有摒弃短期套利思维,回归储能价值,持续深耕技术降本和精细化运营,才能长期在市场中站稳脚跟,行稳致远。