

三项能耗能效国标明年起实施 光伏行业落后产能出清“倒计时”

◎记者 邱思雨 王玉晴

7月2日,工业和信息化部联合国家发展改革委、国家市场监督管理总局发布《硅单晶单位产品能源消耗限额》《晶体硅光伏组件和逆变器能效限定值及能效等级》《硅多晶和铸单片产品能源消耗限额》等三项光伏能耗能效强制性国家标准,覆盖多晶硅、硅片、组件、逆变器光伏产业链关键环节,分等级设定相关产品能耗能效指标,严控各环节高耗能低效产能。针对组件,创新纳入耦合环境应力衰减率评价指标。

能耗能效新国标的“靴子落地”引发光伏业内广泛关注。多位专家向上海证券报记者表示,本次光伏全产业链能效标准实现系统性升级,是行业持续破除无序“内卷”、推进高质量发展的关键抓手。三项标准将大幅加速多晶硅、组件环节低效落后产能出清。但当前行业优质组件产能供给仍较为充足,企业需坚持以销定产,合理下调生产负荷、严控库存规模。

新国标加速优化光伏产业链结构

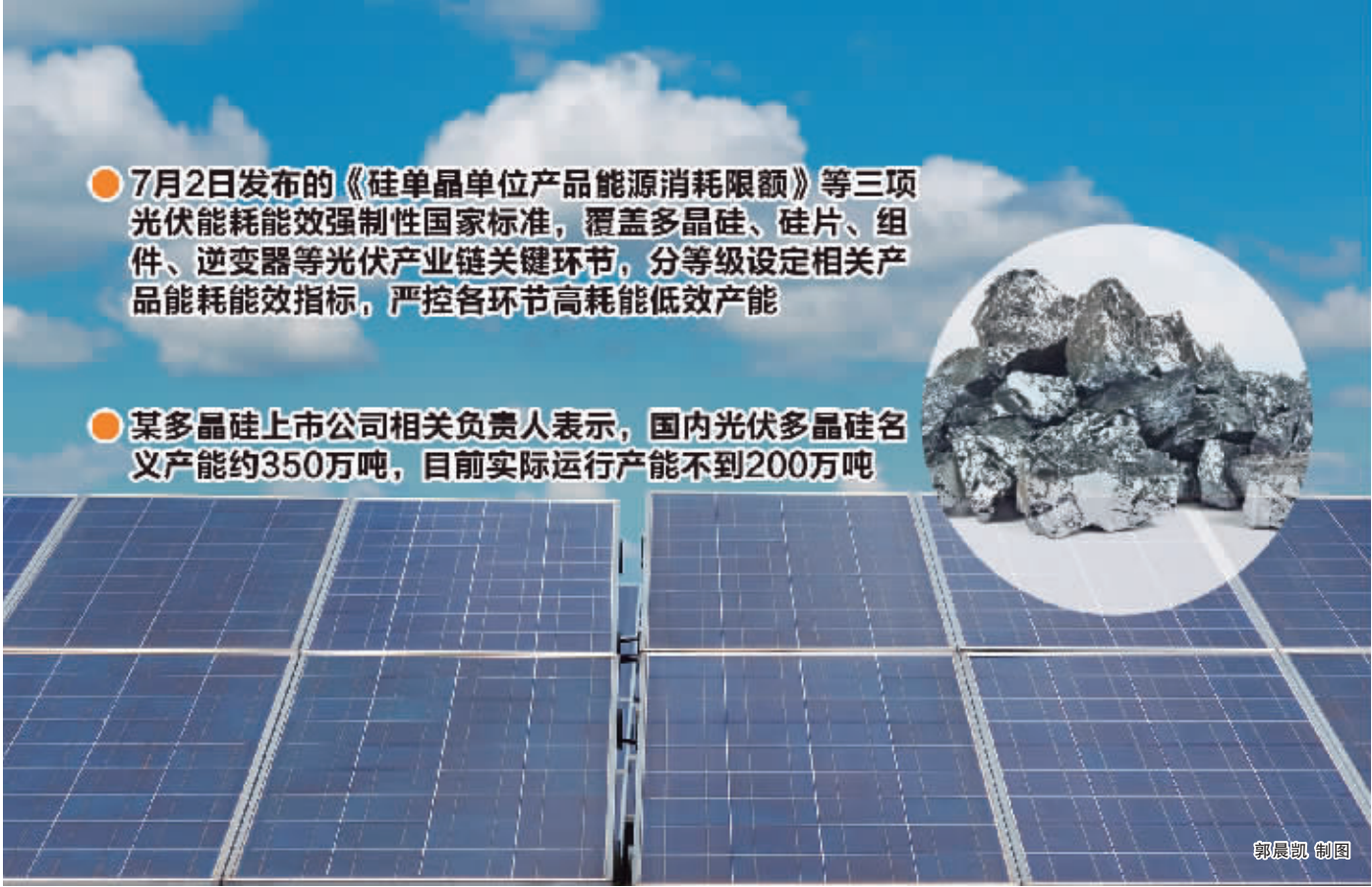
国家标准信息公共服务平台显示,三项强制性国家标准将于2027年1月1日起实施。三项标准均由国家标准委(469)归口,全国能源基础与管理标准化技术委员会(TC20)执行。

SMM光伏分析师郑天鸿认为,新标准预计将淘汰光伏总产能的30%左右,落后产能出清已成定局。不过,由于总产能中包括未实际运营的产能,因此在产产能淘汰率尚不能确定。“新标准实施时间对落后产能来说较为急迫,这代表预计将有部分产能进入出清倒计时,行业内卷现象有望得到缓解甚至改善。”郑天鸿说。

清华苏州环境院天工智库特聘新能源专家吕锦标在接受记者采访时称,在技术进步推动下,光伏制造全产业链的效率提升和消耗指标下降基本上一年一个台阶。近年来,有关部门及行业协会正在进行技术与质量标准修订,引领行业技术升级。这次三项标准发布涵盖了光伏制造全产业链,而且各项技术性能与消耗指标都比以往有更大幅度的提升。“希望这将进一步引导行业技术创新,以更优质的产能冲击现有产能结构。”吕锦标说。

从供给端结构来看,光伏组件行业落后低效产能淘汰进程持续深化,但市场留存的优质产能并非就此“高枕无忧”,其仍可能面临激烈的市场竞争。

郑天鸿提到,国内组件龙头企业目前在产主流产品基本均达到3级及以上。清



退预期虽有,但国内供需状况尚无办法立刻改善,仅头部企业的产能就已可以满足整体需求,供需的结构性调整仍需一定时间来改变。

吕锦标认为,全产业链优质产能仍旧富余,“建议各环节龙头企业理性竞争,在价格低于全行业优质产能成本线的阶段,以销定产,降低负荷,控制库存,不为争抢市场份额而低价抢单。”

对于即将实施的能耗能效新国标,多家企业发表了最新观点。隆基绿能相关负责人表示,相关标准旨在从供给侧结构性改革出发,深化产业“反内卷”,为全行业划定了清晰的能耗底线与能效标尺,开启从源头遏制低水平产能的盲目扩张与同质化恶性竞争的新路经。

“自2026年初以来,光伏行业对未来的竞争格局已经形成清晰的认知和共识,那就是从‘拼价格’走向‘拼价值’。”晶科能源相关负责人表示,本次三项光伏领域强制性国标的发布,顺应了光伏行业发展的趋势方向,有利于落后产能的出清,并规划了未来行业的发展方向:行业必须从过去粗放发展模式的逻辑中走出,聚焦技

术创新、光储协同、全球化布局与数智化转型的内功修炼。

双良节能相关负责人向记者提到了设备环节的价值。他表示,标准的系统性升级对光伏生产链条的装备水平提出了更苛刻的要求,这将直接促使行业在设备迭代时间向低能耗、高效率的核心设备倾斜。同时,打造合规的高效低能耗产能也绝非单一设备的简单替换,而是一项复杂的系统性工程,涉及工业余热管理、数智化管控等多个领域。

爱旭股份相关负责人表示,三项标准不仅将倒逼缺乏核心技术的高效产能加速退出,也将引导行业重回以技术创新驱动行业健康发展的道路。

多晶硅落后产能出清将提速

“这预计将是多晶硅行业规模最大的一次性产能出清。”有多晶硅上市公司相关负责人表示,国内光伏多晶硅名义产能约350万吨,目前实际运行产能不到200万吨。如果标准执行到位,也许能够淘汰70万吨至80万吨产能。不过,对在运产能的出清程度,目前还难以测算。通威股份相关负责人表示,标准的出台有利于进一步

推动行业高质量发展,部分不满足要求的产能将面临出清压力。

由于距离新国标实施尚有窗口期,不符合能效标准的企业是否有技改空间?上述多晶硅上市公司相关负责人表示:从技术上讲,改扩建后产能要达到2级能耗标准,技术要求相对较高;从资金上讲,这相当于再度资本投入,不仅争取银行贷款非常困难,对企业来说也不见得是理性选择。

该相关负责人表示,多晶硅行业维持70%左右开工率是相对健康状态。因此,“十五五”时期多晶硅产能维持在180万吨以内或是相对合理水平。

中国有色金属工业协会硅业分会发文称,当前多晶硅市场仍处于供需失衡的磨底阶段,库存持续高位、供给增量明确、需求回暖乏力三重压力叠加,短期内市场运行状态难有实质性改善。但新标准将过渡期压缩至半年,强化了市场对技术指标相对落后产能的出清预期。与此同时,当前多晶硅价格已处于周期底部,政策信号与市场行情将形成共振。综合判断,多晶硅产业有望以此为起点,逐步步入企稳修复与健康发展的新阶段。

核电小型堆发展提速 算力中心供电或有新突破

◎记者 王文娟

在算力负荷持续暴涨的情况下,风光等电源供电短板凸显,核电小型模块化反应堆(下称“小型堆”)配套AI算力中心有望成为数据中心零碳稳定供电新选择。当前,国内外都在加快推动小型堆发展。

在近日举行的先进核能产业研讨会上,多位能源、核能领域专家围绕小型堆配套AI算力中心的发展路径展开研判。上海证券报记者还从业内获悉,近期能源主管部门召开会议研讨小型堆发展事宜,相关部门负责人要求快速推进研发示范。

小型堆或成算力中心零碳稳定供电新选择

国际原子能机构将电功率在30万千瓦(300兆瓦)以下的核反应堆定义为小型堆。

AI大模型迭代带动算力园区常年保持不间断高负荷运转,风电和光伏受昼夜、气象条件限制,出力波动剧烈,单纯依靠新能源叠加大容量储能,整体投资与运维成本居高不下。

北京理工大学教授王永真表示,小型堆83%的高容量因子能够实现全年平稳出力,可作为算力园区基础电源,搭配风光、多级储能、吸收式制冷设备构建一体化综合能源系统。

西安交通大学韩小渠团队给出仿真测算数据,以某200兆瓦小型堆为核心配套风光储能系统服务百兆瓦超算基地,园区自供电率可达96.41%,大幅降低对外购电依赖。整套能源系统形成清晰互补逻辑,核电持续托底基础负荷,午间光伏富余电力存入储能削峰填谷,算力负荷走低时回收储存堆体余热,实现能源高效循环利用。

冷电联产是小型堆适配算力场景独有的核心优势。三组标准化供能方案横向对比结果显示:风光直供模式综合成本最高、投资回收周期最长;小型堆单独配套电制冷的方案性价比中等;依托堆体抽汽驱动吸收式制冷的模式综合效益最优,低温蒸汽直接产出机房所需冷冻水,大幅削减制冷设备耗电,相较传统方案项目静态回收期可缩短0.7年。

“现阶段国内示范小型堆造价偏高,仅依靠售卖电力很难覆盖巨额前期投入。”国家电力投资集团原董事长王炳华介绍,依托算力园区同步布局工业供热、海水淡化、绿氢制备等业务,打造多联供经营模式,能够拓宽收益渠道,测算显示全生命周期综合成本可下降34%,有效改善项目盈利水平。

全球同步加快推进小型堆产业化

全球范围内,各国都在加快完善小型堆监管规则、布局“核能+算力”项目。

2026年3月,美国核管理委员会(NRC)落地Part53、Part57两套专属监管制度,针对四代堆、模块化小型堆、微型堆简化审批流程。政策落地后美国已有24个先进堆项目进入实质审核,谷歌、微软、Meta等科技企业纷纷签订长期核电购电协议,打造专属核能算力园区。

欧盟同样制定了发展路线,计划2030年投运首批小型堆,用核电替代存量煤电,匹配区域算力用电需求。世界核协会亚洲首席代表傅默然表示,全球小型堆市场增长空间充足,但单一发电模式盈利能力薄弱,冷热电多联产是产业突围的关键。

国内小型堆产业已经走出双轨并行的发展路线,国有成熟堆型与民营创新技术同步推进,赛道优势持续凸显。

国有成熟堆型方面,中核ACP100玲龙一号完成工程示范,标准化工厂预制模式可将核电建设周期由60个月压缩至48个月,适合各地算力基地批量复制。

民营赛道也迎来关键进展。鈅合原子最新披露,自研“鈅合一号”堆型整体设计方案落地,额定功率100MWe(兆瓦电),采用全非能动设计,适配城郊算力、工业园区近址建设。

诺瓦聚变创始人、董事长郭后扬表示,随着核聚变发电进程加快,小型模块化聚变有望成为AI算力中心的优选供电方案之一。公司正在和相关方探索这一模式的可行性。

全产业链探寻规模化落地路径

行业专家表示,当前小型堆配套算力项目落地依然有不少阻碍,成本、监管、市场机制等方面问题相互交织,延缓商业化复制节奏。

成本端是最直观的发展障碍。据中国核能行业协会测算,国内示范小型堆单位投资达到3万元/千瓦至5万元/千瓦,造价约为大型压水堆的2倍,度电成本为0.4元至0.5元,高于传统核电项目。核心根源在于首堆研发摊销、设备高度定制,放眼全球市场,具备核安全资质的设备厂商数量有限,核心部件加工周期普遍超过24个月,供应链供给不足进一步抬升造价。

监管体系适配度不足同样限制项目推进。现行核电管理规范大多针对远离城镇的大型机组,而算力园区多选址城郊产业片区,面向近址小型堆的简化环评、应急分区、公众沟通配套细则尚未完善,拉长项目前期审评周期。

市场价值转化机制也存在明显短板。王永真表示,当前国内绿证、CCER(国家核证自愿减排量)碳交易体系并未纳入核电品类,小型堆零碳排放属性无法转化为实际经济收益,云服务商、园区运营商投资意愿受到明显影响。同时,国内还未普及海外成熟的核电长期购电协议(PPA)合作模式,算力企业与核能项目深度绑定的商业化案例十分稀缺。

针对各类发展痛点,行业形成分层落地解决方案。专家表示:希望政策层面尽快出台国家级小型堆专项指导意见,分级下放审批权限,区分新建、存量厂区改造项目实行差异化审评,明确核电参与绿证、碳交易的合法路径;在产业层面,全面推行标准化、工厂预制模块化施工,充分挖掘存量退役厂区配套资源以压缩基建开支,统一设备规格减少定制化支出;在市场端,可借鉴海外联合开发、长期锁价购电模式,深度挖掘电、冷、热、氢多元增值空间。

能源发展理念“由量及质” 20万亿元投向何处

◎记者 闫婧 武斌

大国能源,向新而行。国家发展改革委、国家能源局日前印发《新型能源体系建设“十五五”规划》(下称“规划”),系统部署下一阶段我国能源发展的空间布局、目标任务和保障措施,勾勒出能源强国建设的清晰路径。“十五五”能源重点投资将释放超过20万亿元市场空间。五年蓝图如何牵引能源发展理念变迁?20万亿元将投向何处?

五年蓝图:从“量的积累”转向“质的飞跃”

规划首次提出“非化石能源十年倍增行动”与“加快推进新增用电量由新增清洁能源电量覆盖”两大部署。相较于“十四五”期间的现代能源体系,“十五五”规划的核心是新型能源体系。两字之差,折射系统性跨越。

“如果说‘十四五’是搭建能源体系的‘框架’和‘量’,那么‘十五五’就要进行一场深刻的‘内部装修’与‘系统升级’,核心是让整个能源系统变得更智慧、更安全、更绿色。”中国石油集团经济技术研究院院长陆如泉告诉上海证券报记者。

中国电力发展促进会低碳用能与智能电力专委会会长应光伟表示,规划是我国能源发展战略从保障供给到高质量发展的升级,预示着对能源电力发展逻辑的再认识。

“规划虽为五年期,但首次提出‘非化石能源十年倍增行动’,这为新能源发展锚定十年基调。新型能源体系的重点在于‘适配’,而非简单增量,需通过火电灵活性改造、储能、虚拟电厂等提升系统弹性。”中国人民大学全球能源战略研究中心执行主任郭伯威说。

琅轲商务咨询(上海)有限公司首席顾问余德伟(David Fishman)来自美国,已在中国工作、生活14年,长期研究中国的能源体系建设,通过市场模拟、电力价格预测和投

资模式模拟等方式为全球客户提供中国电力行业咨询服务。

余德伟认为,相较于“十四五”期间,规划着眼点已不只是在“加装机容量”,而是“改系统运转”。接下来五年的能源发展方向从“发多少电”变为“如何使系统更平稳”,其中“灵活性”成为关键词。未来,为获取弹性供给,市场需支付相应的成本溢价,意味着电价将更市场化,这是走向现货电力市场的必然结果,而储能、虚拟电厂等本质上是未来的“调节能力”。

“对于海外投资者而言,中国的电力资产不再是‘装机越多越值钱’,而是变为更有分化的市场资产。”余德伟说。

20万亿元投向何处:新业态成拉动投资“新引擎”

国家能源局局长王宏志在国新办发布会上介绍,预计“十五五”时期能源重点项目和新业态投资保持稳步增长态势,总规模超过20万亿元。

他表示,“十五五”时期,既有能源生产输送的“大”工程,也有体现能源新质生产力的“新”项目。具体分为三类:第一类是用于强化能源安全保障的项目,主要包括油气、煤炭、支撑性电源和煤制油气等,是能源保供的基本盘,五年总投资规模比“十四五”增长10%以上;第二类是用于推进绿色低碳转型的项目,主要是实施非化石能源十年倍增行动,电源侧突出新能源主体地位,电网侧建设跨省区输电通道、省间电力互济工程、电网网架、配电网和智能微电网,电网投资比“十四五”增长30%以上;第三类是用于推进新质生产力发展的项目,整体投资规模将超过2万亿元,包括布局一批绿色氢氨醇生产基地项目,拓展多用户绿电直连场景,建设包括新型储能、虚拟电厂、算电协同等新产业、新业态项目。

电网投资是转型的物理基础。综合国家能源局、国家电网、南方电网等此前发布的数据,两大电网未来五年总投资逼近5万亿元,

将直接利好中国西电、特变电工、国电南瑞、许继电气等输变电设备龙头企业。

陆如泉表示,“十五五”能源投资方向既是对“十四五”的延续,也将在此基础上更趋优化。从“十四五”投资格局看:第一类是非化石能源发电,投资体量占据绝对主力;第二类是新型电力系统基础设施,包括电网升级和新型储能投资;第三类是化石能源的清洁高效利用,涵盖煤炭清洁利用、油气增储上产及非常规油气开发,仍有大量资金投入;第四类是能源新业态的培育,如氢能产业和充换电设施。未来一个时期,上述方向将作为投资优先领域得到延续和强化。

2026年,算电协同先后被写入政府工作报告、“十五五”规划。绿色氢氨醇、绿电直连、虚拟电厂、算电协同等领域将投资超过2万亿元,有望成为拉动投资增长的“新引擎”,绿色新基建大潮即将到来。

应光伟认为,推动绿电直连、算电协同一体化发展,可能显著降低工商业用电成本,提高企业产品的国际竞争力,而推进电力源网荷储一体化、智能微电网发展,将可能产生一批综合能源服务企业及虚拟电厂运营公司,提高能源资源配置效率。

“算电协同一体化发展,对储能行业是长期利好。但不能简单地理解为‘蛋糕大了,大家都分到’。大投资带来大机会,但真正能受益的,一定是有实力承接能源基础设施升级的企业。”AI数据中心储能龙头企业双登股份董事长杨锐说,未来真正有价值的储能需求,集中在新能源并网调节、源网荷储一体化、AI数据中心、海外高端市场等场景,“这些场景不只是拼价格,更看重系统能力和长期服务”。

煤企转型:达峰不是“断崖” 估值转向“质效协同”

煤炭资产在整个能源市场中仍然发挥“压舱石”的兜底作用,这是由我国能源资源禀赋和电力系统安全需求决定的。

规划首次明确“十五五”时期煤炭和石

油消费达峰,同时提出“强化煤炭兜底保障作用”,五大煤炭供应保障基地2030年产量占全国比重需达80%以上。这一看似矛盾的双重定位,实际上构成了“十五五”时期能源体系转型的核心逻辑,“先立后破”与“系统安全”的辩证统一,标志着能源转型进入“深水区”。

近年来,不少煤炭上市公司开始布局产业转型路径。6月初,兖矿能源公告,拟以164.15亿元现金收购控股股东旗下新能源集团100%股权及山能售电100%股权,一次性纳入火电、风电、光伏、储能、售电全链条电力资产,控股装机规模突破1.2兆瓦,跃居煤炭上市公司前三。

“这是既定节奏,不是临时起意。借助资本市场加快电力业务发展,是我们应对未来化石能源消费达峰的战略选择。”兖矿能源总经理王九红在接受记者采访时表示,规划中的布局目标 and 兖矿能源交易的底层逻辑高度同频,煤炭消费总量达峰,但提出“强化煤炭兜底保障作用”,说明规划对传统煤企的定位已经从“规模扩张”转向“兜底+协同”,协同方向就是煤电一体化和新能源,“我们这一步,与国家对于新型能源体系的规划布局高度契合”。

“‘达峰’不等于‘断崖’,‘兜底’才是未来煤炭行业的真正价值。”王九红认为,针对转型中的煤炭企业,其估值绝非单纯关注煤炭产业,而是要综合评估煤炭与化工、电力、新能源等产业的协同质效。上半年,资本市场对煤炭行业估值呈现明显上涨,也是对此的有力支撑。

“煤炭行业过去比谁矿多、比规模当量,现在比拼发展质效,也就是多产业的协同效应对企业综合实力的赋能。部分煤炭企业近年已开启布局产业转型,取得了较好成果,为高质量发展奠定了基础。”王九红判断,未来煤炭行业的竞争将从“资源禀赋比拼”转向“产业链延伸+新能源布局+市场化运营能力”的多维竞争。