

两部门发布《关于加强电网调峰储能和智能化调度能力建设的指导意见》

# 电力系统调节能力加速升级

■本报记者 苏南 董梓童

国家发改委、国家能源局近日联合印发《关于加强电网调峰储能和智能化调度能力建设的指导意见》(以下简称《指导意见》),其中明确,到2027年,电力系统调节能力显著提升,抽水蓄能电站投运规模达到8000万千瓦以上,需求侧响应能力达到最大负荷的5%以上,保障新型储能市场化发展的政策体系基本建成,适应新型电力系统的智能化调度体系逐步形成,支撑全国新能源发电量占比达到20%以上,新能源利用率保持在合理水平。

电网调峰、储能和智能化调度能力建设是提升电力系统调节能力的主要举措,是推动新能源大规模高比例发展的关键支撑,是构建新型电力系统的重要内容。业内普遍认为,《指导意见》将加速我国电力系统调节能力提档升级。

## ■ 电网调峰和调度能力持续升级

国家发改委相关负责人表示,随着风光等新能源装机规模持续扩大,新能源出力波动性日益增强,对电力系统调节能力提出更高要求。目前,电力系统调节能力尚难以完全适应新能源发展需要,导致电力运行高峰时段顶峰能力不足与低谷时段消纳问题并存,成为影响电力供需平衡、制约新能源高效利用的突出问题。

针对调峰能力建设,《指导意见》强调,着力提升支撑性电源调峰能力,统筹提升可再生能源调峰能力,大力提升电网优化配置可再生能源能力,挖掘需求侧资源调峰潜力。

“在大规模新能源建设以及电动汽车等新型电力负荷大规模发展后,电网调峰主要面临三方面问题:一是调峰灵活性资源是否充足,二是市场及调度机制能否充分发挥灵活性资源的调峰效果,三是调峰的成本全社会能否承担。”能源研究人士吴俊宏表示,上述问题相互关联,更完善的市场及调度机制能挖掘并激励更多更经济的灵活性资源参与调峰,从而降低调峰成本。“相反,如果市场及调度机制不合

理,即便花钱建设大量调峰设施,也会因调度不充分造成巨大浪费。”

“目前,虽然已出现用户侧储能、负荷聚集商、微电网、源网荷储一体化等新型业态,但调度并不充足,不能完全发挥作用。”吴俊宏认为,《指导意见》将更充分调动各类主体建设调节能力的积极性,挖掘需求侧资源调峰潜力,对于增加系统调峰资源且以更经济的方式解决电网调峰问题大有帮助。

鹏辉能源总裁甄少强则强调了智能化调度的重要性。“《指导意见》指出推进新型电力调度支持系统建设,就要推动‘云大物移智链边’,5G等先进数字信息技术在电力系统各环节广泛应用,相关企业正着力于研发相关技术。”

## ■ 储能将发挥核心支撑作用

《指导意见》亮点在于多次提及新型储能,并将储能的作用与电网调峰、智能化调度并列,体现了对储能系统作用的全面认识和重视,也标志着储能将在推动电力系统转型发展发挥更核心的作用。

中国化学与物理电源行业协会储能应用分会秘书长刘勇表示,新型储能具有响应快、配置灵活、建设周期短等优势,可在电力运行中发挥顶峰、调峰、爬坡、黑启动等多种作用,是构建新型电力系统的重要组成部分。

天合光能董事长高纪凡指出,新型储能可以很大程度上解决新能源时空错配问题。“由于太阳能、风能等可再生能源具有随机性和不稳定性,储能在解决能源供给与需求时间不匹配问题上尤为重要,将缓解电网消纳压力和可再生能源装机瓶颈。”

天合储能战略负责人谢锋补充说:“与传统的蓄水储能相比,新型储能电站体量可大可小,环境适应性强,可灵活部署在电源、电网和用户侧等各类应用场景。此外,在原材料价格下降带动下,目前电芯及系统价格在下降,新型储能经济性正不断提升。未来,‘可再生能源+储能’

双轮驱动市场前景空间巨大,将在提高电力系统灵活性方面发挥明显作用。”

甄少强也强调了新型储能适应各种复杂环境、绿色环保、性能稳定、寿命长等特征。“随着储能成本持续下降,新型储能将在新型电力系统建设中占据有利位置。”

## ■ 推动技术多元化协调发展

产业发展离不开技术支撑,《指导意见》提出,推动新型储能技术多元化协调发展,探索推动储电、储热、储冷、储氢等多种新型储能技术协调发展和优化配置,满足能源系统多场景应用需求。优化电力输配环节新型储能发展规模和布局,强调围绕高安全、大容量、低成本、长寿命等要求,开展关键核心技术装备集成创新和攻关,着力攻克长时储能技术,解决新能源大规模并网带来的日以上时间尺度的系统调节需求。

中国能建数科集团党委书记、董事长万明忠指出,新型电力系统迫切呼唤大规模长时储能已成行业共识,开启了新型长时储能科技创新的新一轮“窗口期”。与抽水蓄能对标,新型长时储能具有建设周期短、选址灵活、全绿色、高安全等优势,可为新型电力系统提供多时间尺度、全过程的平衡能力、支撑能力和调控能力。

在“双碳”背景下,新型储能技术不断突破。万明忠介绍,中国能建在压缩空气储能行业率先打造大容量、高效率、超长时压缩空气储能系统解决方案,打通了天然盐穴和人工硐室等关键技术,同时围绕沙漠、海上风电、风光储等大型新能源基地布局了一大批压缩空气储能项目,其中在建的300MW

级湖北应城、甘肃酒泉示范工程入选国家新型储能试点示范项目。

谢锋表示,技术革新将促进产业升级、成本下降,示范项目落地将带动新型储能技术进步和市场拓展,有效支撑新型储能产业的可持续发展。“我们希望参与到储能技术发展进程中,以全栈技术锻造新质生产力,并加强关键核心技术突破与创新,以优质产能降低产业链制造与储能系统初始投资成本,推动全生命周期度电成本降低,真正实现光储平价。”

## ■ 完善调节资源市场化获益方式

《指导意见》明确,强化市场机制和政策支持保障,推动各类调节资源参与电力市场。明确源网荷各侧调节资源和风光储联合单元、负荷聚合商、虚拟电厂等主体的独立市场地位。加快电力现货市场建设,支持调节资源通过市场化方式获取收益。

刘勇直言,在现行电力市场和输配电价机制下,新型储能仅能参与能量市场和辅助服务市场获益,其高效消纳新能源发电、延缓输配电投资、提高系统安全稳定、为电网提供灵活控制资源的潜在价值未得到相应回报,不利于储能在电力系统中的大规模推广应用,建议尽快完善企业市场化获益方式。

万明忠指出,在推动压缩空气储能工程化实践的过程中仍然存在电价机制、盈利模

式、各类标准等不明确的问题,建议建立多元化新型储能成本疏导机制和盈利途径。“市场机制方面,明确新型储能市场主体地位,平等参与电力市场各环节竞争,健全电力辅助服务市场机制。价格机制方面,建议参照抽水蓄能和火电,给予合理的容量电价;量化电力辅助服务的成本回报机制等。调度运行方面,考虑全社会成本效益优化,制定合理、公平的调用规则,可考虑对全网调节性资源统一调度。此外,应鼓励企业在条件成熟时先行先试,加快推动新型储能产业形成稳定合理的收益空间。”

谢锋提出,储能市场交易机制和商业模式有待完善,希望首先可以完善市场化交易机制,丰富新型储能参与的交易品种,健全配套市场规则和监管规范,推动新型储能与电力系统各环节深度融合。其次,加快推动商业模式和体制机制创新,同时强化标准的规范引领作用。

甄少强表示,储能产业发展形势受政策影响很大,一定程度上也影响企业的长期战略制定和决策,政策的长期性、稳定性和可持续性至关重要。“储能产业进入市场化赛道是必然趋势,可以调动各类调节资源参与电力市场,也能促进储能盈利空间的扩展,同时助力建立健全价格机制,完善储能行业管理体系。总体来说,只有摸索出可持续的商业模式,储能的万亿级赛道才能成为现实。”

进口主体增多 渐成调峰主力

## 国内LNG市场发展势头足

■本报记者 梁沛然

海关总署近日公布的数据显示,2023年中国LNG(液化天然气)进口量达7132万吨(约984亿立方米),同比增长12.6%,再次超越日本,成为全球最大LNG进口国。

中国石油集团经济技术研究院日前发布的《2023年国内外油气行业发展报告》(以下简称《报告》)数据显示,2023年LNG进口量占全国天然气进口量的59.4%,较上年上涨1.2个百分点。新增LNG接收能力创历史新高,储运发展势头良好。

随着LNG进口能力加速释放,各梯队进口商也各显神通,规模快速增长的同时,梯队间战略布局逐渐明朗。

### ■ 调峰能力渐强

《报告》显示,2023年,我国LNG进口增速由负转正,现货增加约70亿立方米,同比增长27%。从来源看,进口LNG主要来自俄罗斯、卡塔尔等国家。

LNG进口量增加的同时,新增LNG接收能力也创历史新高纪录。2023年,全国新建4座LNG接收站,扩建2座,合计新增LNG接收能力1880万吨/年。截至2023年底,全国已投运LNG接收站28座,总接收能力达1.16亿吨/年。

“随着进口量增长和接收能力不断提高,LNG进口设施建设灵活,逐渐成为调峰保障主力。”隆众资讯天然气分析师孙傲雪说。

“‘十三五’以来,国家大力推动LNG调峰保供,LNG市场蓬勃发展,开放化程度高,吸引了一大批国有和民间资本注入。尤其是国家管网集团成立后,第三方窗口期租赁服务为LNG市场增添了活力。”孙傲雪解释,“随着‘十三五’期间审批通过的LNG接收站近年接连投运,LNG进口能力快速释放,近五年年均复合增长率达10.8%。”

相对于LNG接收站的灵活性而言,敷设进口天然气管道则困难重重。“首要因素是建设进口天然气管道需要多个国家协作,受国际政治格局影响较大。同时,敷设天然气管道成本高、利润回报周期长,对想要参与其中的资本方提出更高要求,2023年管道气进口能力为1089亿立方米,约占全国进口能力的36%。”孙傲雪说。

### ■ 梯队间布局明朗

《报告》指出,2023年全国进口LNG企业多达12家,同比新增4家,其中中天等企业为首次进口,进口主体不断多元化。

“从‘三桶油’来看,其战略重心逐步由进口商向国际贸易商转移。在俄乌冲突影响下,亚欧国际套利窗口开启,长协转卖带来一定利润,同时出于

对资源供应越来越充裕的预判,‘三桶油’近年新签长协逐步转变为FOB模式(离岸价),便于在国际市场转卖。”一位天然气行业人士说。

与此同时,第二梯队进口队伍逐步扩大,新增新天、北京燃气、广州燃气、浙能、佛山燃气和香港LNG等新进口商,其投运接收站逐步上马,为进口提供了强有力的基础设施支持。“以上新增进口商2023年进口量170.61万吨,占全国液态进口市场总量的2.38%。”孙傲雪告诉《中国能源报》记者。

《报告》也显示,第二梯队进口队伍LNG接收能力占比25%,同比大幅提升10个百分点。

“不过,由于目前进口成本难以传导至下游,也在一定程度上限制了新进口商的进口。”孙傲雪说,“第三梯队进口商多为国内大中贸易商或有自有终端的大型用户,这部分用户普遍拥有较稳定的分销客户或终端,能够合理消化资源,但用户规模较小,多以窗口期或多方拼船购买资源为主。今年以来,已经进行资源进口的企业有山东奥德、京燃能源、深圳能源、华润燃气等。”

### ■ 未来竞争或将加剧

《报告》数据显示,目前全国在建LNG接收站超过30座,建成后接收能力将超过2.1亿吨/年。中国海油、中企等企业新签LNG长协开始履约,将成为LNG进口增量的主要来源,预计全年LNG进口7711万吨(约1064亿立方米),同比增长8.1%。

今年,预计还有2座LNG接收站扩建项目投入运营,8座新增LNG接收站相继投产,并且多数项目将于年底投产,LNG接收能力将达到17029万吨,较2023年提升4075万吨。此外,2023年新投运的4个接收站也将在2024年常态化运行,LNG进口量预期增幅较大,各进口商之间的竞争或将进一步加剧。

“在接收站建设如火如荼、接收能力不断提高和市场竞争不断加剧的当下,行业向上发展的同时也不能忽视价格管理和服务质量。”上述天然气行业人士说。

据《中国能源报》记者了解,目前多地正加强LNG接收站气化服务价格管理。其中,海南省发布《关于加强进口液化天然气接收站气化服务价格管理的通知》,山东省发布《关于明确LNG接收站气化服务价格的通知》,广西壮族自治区发布《关于加强进口液化天然气接收站气化服务价格管理的通知》,广东省发布《进口液化天然气接收站气化服务价格管理办法》,明确LNG接收站汽化服务价格。

## 光伏产业今年将有「激战」

■本报记者 苏南

《中国能源报》记者2月28日从中国光伏行业协会举办的“光伏行业2023年回顾与2024年形势展望研讨会”上获悉,2023年全国光伏行业总产值(不包括逆变器)超过1.75万亿元,硅料、硅片、电池和组件四个主要环节产量同比增长均超60%。

最新数据显示,2023年国内光伏累计装机容量达6.1亿千瓦,同比增长55%,国内新增装机首破2亿千瓦,超过全球新能源装机的50%。不过,近两年光伏产业大规模扩产造成阶段性、结构性的“供大于求”。与会人士一致认为,目前光伏产业有发展过热、盲目扩张的苗头,今年行业竞争将更加激烈。

### ■ 超常规增长并非常态

“去年国内光伏新增装机216.88吉瓦,同比增长148.1%,创历史新高,几乎是此前四年的总和。”中国光伏行业协会名誉理事长王勃华表示,2023年中国光伏行业的制造和应用端均实现飞速发展。其中,全年多晶硅、硅片、电池、组件产量同比增长率分别达66.9%、67.5%、64.9%、69.3%。

国家能源局新能源和可再生能源司新能源处处长邢翼腾表示,2023年光伏新增装机大幅增长是在光伏产业上游价格超预期下跌、疫情后电站建设加速,以及风光大基地项目集中投产的多因素叠加下的超常规增长,并非常态。“2024年全年行业首要任务是确保光伏产业稳定健康发展,防止大起大落。”

工信部电子信息处处长金磊在研讨会上表示,目前,光伏产业正处在阶段性调整期。2024年,产业大概率将继续深化调整态势,部分落后产能和竞争力不足的产品或将逐渐淘汰,具有技术优势的产能将更具竞争优势。

王勃华预测,2024年我国光伏应用市场仍将维持高位运行。“今年中国新增光伏装机保守情况达到190吉瓦,同比下滑,乐观情况下同比略有上升,达220吉瓦。”

标普全球光伏首席分析师胡丹也表示,2024年中国光伏装机容量将持续增长,尤其是在西北等光照资源丰富的地区以及分布式光伏发电领域。“此外,随着市场竞争加剧,今年产业链上下游企业将进一步整合,实现高效运转和升级。”

### ■ 竞争势头将持续

近两年,光伏产业大规模发展明显加码,造成短期结构性产能过剩,产业链价格一路下跌,企业盈利水平下滑,尤其是制造端企业普遍承压。以组件环节为例,组件中标价格年底较年初下降超过40%,跌破1元/瓦。

东方日升全球市场总监庄英宏接受《中国能源报》记者采访时表示,产能过剩是光伏行业2023年的一个焦点热词,去年TOPCon已投和规划产能上

千吉瓦,为其他技术路线带来压力的同时,也带动了N型电池供应链的完善与壮大。“所以,今年还会延续这一竞争势头,进一步挤压以P型产业链为主的企业,但对其他使用N型硅料、硅片的企业来说却是红利。”

“更激烈的竞争环境是今年光伏行业面临的难题之一。”庄英宏认为,“没有核心竞争力的光伏企业可能会遭遇较大危机。为此,我们将依靠先进产能与多元化商业布局突围,因为先进产能、先进产品永不过时,永不过期,市场会做出选择。”

正泰新能源相关负责人表示,《中国能源报》记者表示,2024年,面对光伏产业链产能过剩、电站消纳日趋困难、上网电价不断下调、国际贸易壁垒多发等诸多不利因素,解决光伏消纳压力、制定合理电价政策、实现产业生态可持续性发展,将成为行业发展的重要课题。未来,光伏产业需整合产业链伙伴资源,利用自身业务资源与供应商、客户伙伴提高业务互动和协同性。“在光伏制造上,制造企业要勇于科技创新,研发储备迭代技术,开展新产品、新材料、新设备先行先试,以健康的产业生态应对内外部不断变化的发展环境。”

### ■ 电站投资成本继续下降

值得注意的是,与去年中国光伏产业新增装机容量创历史新高相反,光伏电站的投资规模呈现下降趋势。2023年,光伏电站系统成本3.4元/瓦,同比下降17.7%,光伏组件成本1.32元/瓦,同比下降32.3%。

“光伏电站投资下滑主要源于光伏组件价格的显著下降,单个瓦特的投资成本随之减少。”中国新能源电力投融资联盟秘书长彭澎告诉《中国能源报》记者,组件价格降低是中国光伏成本下降的主要原因,这符合国家促进绿色能源发展的政策导向,也体现了光伏技术进步和规模化生产带来的成本效益。“随着投资成本降低,光伏电站的度电成本也随之下降,这让更多的人能够使用到既便宜又清洁的电力。”

谈及今年光伏的投资趋势,多位受访人士认为,随着技术进步,光伏电站的投资成本可能进一步下降。

“去年初组件价格较高,今年组件价格在此基础上仍有一定下降空间,预计将维持在每瓦0.7—0.8元,这将进一步降低光伏电站整体投资总额。”彭澎认为,这样的趋势不仅有利于光伏产业的可持续发展,而且能确保度电成本保持在较低水平,让利于民,推动光伏发电这一清洁能源的普及。“因此,尽管投资总额有所下降,但从长远看,这是中国能源结构调整和光伏产业健康发展的积极信号。”