

新能源消纳迎新政 跨省交易松绑

中国城市报记者 康克佳

随着我国新能源装机量的不断增多,如何消纳成为待解问题。日前,国家能源局发布《关于做好新能源消纳工作保障新能源高质量发展的通知》(以下简称《通知》),明确了加快推进新能源配套电网项目建设、积极推进系统调节能力提升和网源协调发展、充分发挥电网资源配置平台作用、科学优化新能源利用率目标等四项重点任务。

“新能源的发展瓶颈在于消纳,为新能源开辟更多的消纳空间是突破瓶颈的关键。”长期从事新能源投资的卢洋告诉中国城市报记者,《通知》的印发对规划建设新型能源体系、构建新型电力系统、推动实现“双碳”目标具有重要意义。

风光装机量大增 消纳仍是难题

这并不是国家第一次对新能源消纳问题出台对应文件。

“在我国新能源发展初期,随着新能源快速规模化发展,弃风弃光问题开始出现。由于各界对消纳问题的认识还不充分,相关措施未及时跟上,弃风弃光问题逐年加剧,2016年新能源平均利用率降至84%,达到历年最低水平。”水电水利规划设计总院总规划师张益国说。

为了应对弃风弃光现象,2018年,国家发展改革委、国家能源局联合印发的《清洁能源消纳行动计划(2018—2020年)》首次提出,将弃电率限制在5%以内,即光伏发电利用率应达到95%以上,并从源网荷储各侧及体制机制等方面提出了重点举措,对引导各地多措

并举迅速提升新能源利用率、提高新能源发展质量起到了有效作用。

此后,国家能源局等部门持续做好新能源消纳工作,大力推进跨省区输电通道、坚强主干网架及配电网建设,不断提升电力系统调节能力,扩大新能源市场化交易电量,推动新能源快速发展、高效利用。数据显示,2023年,全国风电利用率97.3%,光伏发电利用率98%。

“‘十四五’后,我国风电、太阳能发电迎来新的发展机遇,新能源在电力系统中的比重明显提升。截至2023年底,全国累计风电装机容量4.4亿千瓦,太阳能发电装机容量6.1亿千瓦,合计占全国电源总装机的比重达到36%,较‘十三五’末提高了11.7个百分点;发电量合计1.47万亿千瓦时,占全国总发电量的15.8%,比‘十三五’末提高6.3个百分点。青海、甘肃等多个省份的新能源装机规模已经达到总电力装机的一半以上。在‘双碳’目标的激励下,新能源装机将持续保持高速增长,据初步预测,‘十五五’期间,我国新能源装机总规模仍将大幅增长。新能源高速发展将再次面临消纳问题,必须未雨绸缪,在源网协同、调节能力裕度、管理机制等方面提前布局、超前谋划,为下阶段碳达峰目标实现和新能源行业健康发展奠定坚实基础。”张益国说。

“当前,系统存量调节能力已经基本挖潜,需要新增建设大量新型储能等调节资源,经济代价较大,推升全社会用能成本,不利于新能源大规模可持续发展。”电力规划设计总院有关专家分析,《通知》提出“科学确定各地新能源利用率目标”“部分

资源条件较好的地区可适当放宽新能源利用率目标,原则上不低于90%”,从系统最优的角度统筹开发和消纳,适当放宽资源条件较好、新能源发电成本较低、系统消纳成本较高地区的新能源利用率目标,可为新能源发展留有更多空间。

“近两年,新能源发展进一步提速。数据显示,截至今年4月底,全国风电、光伏发电累计装机超过11亿千瓦,同比增长约38%,消纳需求大幅增加。”国家能源局相关负责人表示,为适应新能源高速增长形势,保障新能源高质量发展,需要优化完善新能源消纳政策措施,夯实基础、巩固成果、改革创新,以高质量消纳工作促进新能源供给消纳体系建设。

加强配电网建设 集中式和分布式各不相同

随着新能源大规模并网,配电网建设需求大幅上升,而目前我国的新能源项目与电网建设的协同还有待提升。

“一方面,部分地区在研究新能源发展规划时重点考虑资源条件,并未充分考虑并网送出和消纳,新能源规划规模与电网输变电能力、电力负荷消纳能力等未协同匹配。另一方面,电网送出往往与新能源项目建设进度难以匹配。风电、光伏发电项目前期工作起步早、本体工程建设快,大部分可以做到当年核准、当年开工、当年投产,而配套的电网接入工程建设周期相对较长,新能源配套接网工程从纳入规划、可研批复、建设投产所需时间比新能源项目建设工期一般要多半年甚至近一年时间。此外,受限于用地政策等因素,部分

地区新能源开发存在一定不确定性,电网规划难以与之匹配。”电力规划设计总院相关专家告诉记者。

“本次《通知》所涉及的配电网建设包含大基地型配电网和分布式配电网,可以说是先加强配电网的物理建设,再对集中式和分布式提出各自的要求。”中国新能源电力投融资联盟秘书长彭澎在接受记者采访时说。

《通知》提出,加快推进新能源配套电网项目建设。一方面,加强规划管理。对500千伏及以上配电网项目,每年组织国家电力发展规划内项目调整,并为国家布局的大型风光光伏基地、流域水风光一体化基地等重点项目开辟纳规“绿色通道”,加快推动一批新能源配套电网项目纳规。另一方面,加快项目建设。各级能源主管部门会同电网企业建立已纳入规划的新能源配套电网项目清单,在确保安全的前提下加快推进前期、核准和建设工作。此外,要求优化接网流程,电网企业要主动为新能源接入电网提供服务,简化审核环节,进一步提高效率。

按照《通知》提供的附件显示,2024年开工的新能源配套电网重点项目共37个,包括陕北—安徽特高压直流工程、川渝特高压交流工程、蒙西—京津冀特高压直流工程等五个跨省跨区通道。

“《通知》从规划、建设、接网流程等三个环节打通了新能源目前在接网过程中面临的堵点。”电力规划设计总院相关专家解释,规划层面提出对500千伏及以上配电网项目,国家能源局每年组织国家电力发展规划内项目调整,并为国家

布局的大型风光基地、流域水风光一体化基地等重点项目开辟纳规“绿色通道”。对500千伏以下配电网项目,要求省级主管部门优化管理流程,提升对新能源消纳和接网的承载力。在建设层面强调各级能源主管部门与电网企业的协同合作,对新能源配套电网项目建立年度清单,强调电网企业与发电企业之间的协调,避免因资金安排不及时影响项目建设。在接电网管理层面,强调了电网企业简化审核环节、推行并联办理和缩减办理时限,进一步加快新能源接网流程,大幅缩短接网时长。

加强跨省跨区调节能力

除了对配电网建设提出要求外,《通知》还数次在不同的重点任务中都提到了加强跨省跨区的电力调节能力。

“此前,我国新能源省间交易机制并不完善。”一位业内人士坦言,由于我国新能源消纳能力空间分布不均衡,因此存在“西部风光资源相对充足但用电量不够,东部新能源资源相对匮乏但对跨省区输电通道的需求日益增加”的现象。

为了解决跨省交易难题,《通知》提出,进一步提升电网资源配置能力,电网企业要进一步提升跨省跨区输电通道输送新能源比例,加强省间互济,全面提升配电网可观可测、可调可控能力,公平调用各类调节资源,构建智慧化调度系统等。同时,《通知》还强调优化省间电力交易机制,根据合同约定,允许送电方在受端省份电价较低时段,通过采购受端省份新能源电量完成送电计划。加快电力现货市场建设,进一步推动新能源参与电力市场。打破省间壁垒,不得限制跨省新能源交易。

“这在某种程度上可以被视为首次允许采取‘虚拟合同’跨省送电计划。《通知》出台以后,跨省跨区合同的执行情况将会得到进一步的落实,大大提升了执行合约的灵活性,减少社会系统成本。”彭澎说。

为了能让政策更好落地,国家能源局相关负责人表示,国家能源局组织有关单位,开展月度消纳监测、半年分析会商和年度消纳评估。国家能源局及其派出机构将新能源消纳监管作为一项重要监管内容,围绕消纳工作要求,聚焦消纳举措落实,常态化开展监管,重点加强对新能源跨省消纳措施的监管。

安徽滁州: 直升机巡检 “皖电东送”能源大动脉

6月4日,为确保今夏输往上海等长三角地区超、特高压输电线路的安全可靠供电,安徽省滁州市供电公司联合国网电力空间技术有限公司对滁州市境内260公里超、特高压输电线路开展直升机空中巡视检查。巡视中,航检员利用直升机机体搭载的专业设备,拍摄分析重要部件和关键点位,及时进行消缺维护。

图为当日,在滁州市定远县仓集镇境内,直升机空中巡视检查“皖电东送”大动脉500千伏潘清5710线。

人民图片

