

多地分布式光伏消纳空间告急

■本报记者 董梓童



图为乡村分布式光伏。

分布式光伏正陷入消纳困境。广东省能源局近日发布的《关于发布并网消纳困难的县(市、区)名单及低压配电网预警等级的公告》称,根据国家能源局综合司要求,在不考虑上级电网制约,仅对低压配电网承载能力进行评估,并以此分为绿色、黄色、红色等级区域的背景下,广东韶关市11个县(市、区)分布式光伏已无可接网容量,汕头市南澳县、韶关市乳源县、肇庆市广宁县等13个县(市、区)接网容量小于5万千瓦。

广东是继河南后,第二个公布分布式光伏试点结果的省份。从两个试点省份公布的可接网容量看,低压配电网对分布式光伏的承载能力堪忧。那么,试点结果将对分布式光伏发展产生哪些影响,各地又该如何有效化解消纳难题?

知(征求意见稿))(以下简称《通知》)提出,以县(市、区)为单位开展分布式光伏承载力评估和测算,并通过营业厅等渠道逐站、逐线、逐台区向社会公布可接入容量,在可接入容量范围内按申报接网顺序出具接入意见。分布式光伏发电项目应在取得电网企业接入意见后再行建设,未取得接入意见自行建设的,电网企业不予受理并网申请。

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:“不管是河南、广东公布的试点结果,还是其他一些地区发布的分布式光伏发电项目备案或发展相关通知,最直接的影响就是没有消纳空间的地区不能再新建分布式光伏发电项目了,肯定会对分布式光伏新增装机产生一定抑制。但从另一方面来说,促消纳早已成为分布式光伏发展的主线。”

■ 承载力受限

河南省的情况并不乐观。河南省分布式光伏承载力与可开放容量信息发布平台发布的信息显示,河南省分布式光伏发电可完全就地消纳的绿色区域覆盖面积很少,零散夹杂在黄色和红色区域中间。黄色表示该地区有少量开放空间,但需对接入项目开展专项分析。红色表示该地区分布式光伏已无法就地消纳,在承载力得到有效改善前暂停接入。

消纳难题不只发生在试点省份。今年7月,辽宁省营口市发布的《关于分布式光伏项目备案有关工作的通知》指出,营口地区分布式电源可新增容量为981.97兆瓦。2022年1月-2023年5月,营口地区已备案未并网光伏容量已达1527.06兆瓦,远超营口地区分布式电源可接入承载力。根据现有情况,暂缓全市新增分布式电源项目备案工作。

今年8月,湖北省能源局发布的《关于加强分布式光伏发电项目全过程管理的通

■ 发展逻辑转变

“虽然相关政策可能会在短期内对分布式光伏新增装机造成影响,但总体而言,通过评估电网承载力控制分布式光伏新增装机节奏,对产业可持续发展是好事。”光伏行业专家、智汇光伏创始人王淑娟表示,“近年来,分布式光伏发电新增装机规模增长迅速,部分地区出现向高电压等级倒送电情况。分布式光伏接入规模、变压器容量以及用电负荷要相互匹配,设定低压配电网预警等级管控分布式光伏接入规模,可以促进电网安全、可靠运行。”

王淑娟向《中国能源报》记者举例:“农村供电变压器的额定电压通常是220伏,如果分布式光伏装机容量过高,中午光伏发电时,所在农网末梢电压会被抬高,影响用电器安全。而现行政策以80%为线,80%以上的台区为黄色、红色等级,即承载力受限的台区是合理的。”

政策引导下,越来越多的地区开始提

前测算分布式光伏可接入容量,并提前规划分布式光伏发展方式。

今年7月,云南省玉溪市峨山县发改局在回复该县人大代表建议时透露,峨山县群众自建房适合户用分布式光伏建设约7000户,考虑现有公共变压器容量及南方电网对分布式光伏装机量最大可达变压器容量80%的规定,实际可安装户数约为5000户。

“此前分布式光伏发展速度较慢、规模小,不存在接入和消纳问题,国家层面以鼓励为主。随着其迅猛发展,就需要出台更科学、严谨的规范,实现从敞口发展逐渐走向规范发展。”王淑娟说。

■ 储能并非万能药

国家能源局新能源和可再生能源司副司长王大鹏不久前在2023年四季度新闻发布会上指出,今年前三季度,全国分布式

光伏新增装机规模为6714万千瓦,占全部光伏新增装机的52%;截至今年9月底,全国分布式光伏装机容量达2.25亿千瓦,占比43%。

“‘双碳’目标下,预计未来分布式光伏与集中式光伏将继续呈现齐头并进的发展形势。”业内人士认为,长远看,分布式光伏存量和增量预期都比较积极,因此,如何解决消纳难题,扩展接入容量成为重要课题。

有观点认为,光储一体化及高比例储能配置将为分布式光伏打开新的市场空间。湖北省能源局在上述《通知》中指出,引导在消纳困难台区共建共享独立储能,由分布式光伏开发企业租赁或购买储能容量,不增加电网企业新能源消纳压力。浙江、江苏、山东、河北、河南等也出台了分布式光伏储能相关政策文件。

阿特斯董事长瞿晓铨认为,光伏和储能将进入“T时代”。到2030年,全球光伏

新增装机容量将达到1太瓦,同时储能新增装机大概率能达到1太瓦时,实现快速增长。

“促进分布式光伏消纳,就要解决供需时间不匹配的问题。”王淑娟表示,配储的确能发挥调峰作用,但要考虑到储能利用率低,以及大规模光伏消纳不可能只通过配储一个方法解决。“其实,还可以通过竞价促进消纳。光伏早晚不出力,中午突然出力,要是通过价格机制调节负荷,比如让中午的电价低于早晚,引导用户改变用电习惯,使早晚负荷降下来,中午的负荷涨上去,也可以解决这个问题。”

彭澎也表示,配储一定程度上可以缓解分布式光伏消纳问题,但不能彻底解决。“除了配储,还是要推动分布式光伏参与电力现货市场,提高用户主动采购绿电的意识,尽可能将不固定时间的负荷集中到光伏发电的主要时间段,提升需求侧的灵活性。只有多管齐下,才能促进问题高效解决。”

行业主管部门再次强调10亿吨产能红线

炼油产能又上“紧箍咒”

■本报记者 梁沛然



“到2025年,国内原油一次加工能力控制在10亿吨以内,千万吨级炼油产能占比55%左右,产能结构和生产布局逐步优化,技术装备实力进一步增强,能源资源利用效率进一步提升,炼油产能能效原则上达到基准水平、优于标杆水平的超过30%。”在国家发改委等四部门日前发布的《关于促进炼油行业绿色创新高质量发展的指导意见》(以下简称《意见》)中,再次明确并强调了炼油行业10亿吨产能红线。

业内人士普遍认为,在能耗双控和“双碳”目标背景下,能源清洁替代、能源消费电能替代、车辆节能和燃油替代加速发展,原油加工过程成品油产率将逐年下降,减油增化趋势明显。中国石化和化学工业联合会化工园区工作委员会秘书长杨挺指出,未来石油材料化、减油增化和以化为主的深度炼化一体化将成为炼化行业的主要发展方向。

■ 3年内净增空间不足亿吨

当前,我国千万吨及以上炼厂增至32家,炼油总产能达到9.2亿吨/年,首次跃居世界第一。与此同时,炼化行业供应仍处于产能投放周期,炼油产能过剩问题凸显。

中国石化流通协会专家委员会委员王能全预计,今年中国炼油产能或将增加至9.8亿吨,有可能在2024年提前达到10亿吨大关。这与中国石化和化学工业联合会的预测基本一致,该预测意味着,未来不到3年的净增空间不足1亿吨。

中国石化集团公司高级专家谢朝刚此前表示,长期看,我国炼油能力正处于新一轮较快增长周期,2025年将突破10亿吨大关,未来过剩问题将更加突出。另一方面,随着发

动机技术发展,以及各大汽车厂商纷纷布局新能源汽车,成品油消费需求也将进一步下降。

国务院此前印发的《2030年前碳达峰行动方案》明确要求,到2025年,国内原油一次加工能力控制在10亿吨以内,主要产品产能利用率提升至80%以上。

“在石油需求减弱和石油消费碳达峰双重考虑下,新发布的《意见》意味着给炼油行业再上‘紧箍咒’。”一位炼化行业资深人士解释,“相当于给行业发展划定指标‘天花板’,在计划和指导下才能稳步有序发展。”

■ 落后产能加速淘汰

在“限定10亿吨年产能”和“2025年千万吨级炼油产能达到55%占比”目标下,炼油行业高质量发展组合拳到底该怎么打?

“总体看,设定一定的目标数值,旨在提高大炼化比率,加速淘汰落后产能。但具体操作还要看各地的‘打法’,即如何根据炼化产业特点进行关停和淘汰。”隆众资讯成品油分析师李彦说,“未来淘汰落后小产能装置的执行力度或将比以往更大。”

根据《意见》,各地要依法依规推动不符合国家产业政策的200万吨/年及以下常减压装置有序淘汰退出。

招商银行研究院相关研报显示,现阶段看,已获批的在建项目预计新增原油加工能力接近1.5亿吨,超额约5000万吨。由于新建项目均已通过国家审批,整体规模较大且新装置具备技术优势,取消或缩减可能性不大。

对此,多位业内人士指出,为落

实《意见》要求,淘汰落后小产能装置的执行力度将比以往更为严格。基于国家和地方可能为后续产业升级保留一定规模指标的考虑,预计原油一次加工能力的淘汰规模将达到1亿吨左右,行业将进入加速洗牌、产能升级的关键阶段。其中,山东作为地炼最集中地区,炼油企业整合和淘汰将持续加速。

■ 不宜全面减油增化

当前,我国基础石油化工原料及高端化工品存在自给能力不足的问题,相应的化工原料产能亟待提升。因此,石化行业产能整体呈现出供需结构性错配的格局,减油增化空间很大。

海南省绿色金融研究院相关研究表明,未来炼厂从炼油向化工转型不仅是单纯的产品结构调整,还是向中下游基础有机化工方向延伸、提高产品附加值的过程。但在减油增化趋势下,基础化工原料也迎来扩能高峰期,产能过剩危机预计将逐步浮现。“全面过剩,或将成为行业未来五年的主基调。”

对于如何应对减油增化带来的新问题,新危机,中国石化石油化学科学研究所所长李明丰表示,应清醒认识到,当前市场缺乏的是高端化学品,需要大量进口。但炼厂当前要转型的高端化学品生产技术,我国并未全面掌握,技术引进可能性也在逐渐降低。所以,应采用适当的节奏开展减油增化工作,不宜全面减油增化,还要特别重视新技术的研发投入。

“炼油行业要很好地生存,必须有的放矢,明白谁该转、怎么转,不断提高技术,因地制宜,作好整体部署。”李彦说。

在全球能源转型大背景下,油气的角色将发生什么变化?油气行业又会面临哪些机遇和挑战?在11月8日举行的第十二届中国国际石油贸易大会上,业内专家综合预测,全球石油、天然气需求分别将在2030年、2040年前后达峰,2040年前,油气在全球能源结构中仍将保持主体地位。其中,2030年全球石油、天然气消费量约40-50亿吨和4.3万亿立方米左右,2050年分别约为20-30亿吨和2.8万亿立方米。

具体到中国,伴随能源行业加速向清洁低碳化迈进,2035年前天然气将是支撑经济社会发展全面绿色转型的主体能源,需求仍将处于快速增长期。

■ 油气中长期仍是全球主体能源

中国海油集团能源经济研究院副院长郭胜伟指出,当前全球能源清洁低碳趋势明显,清洁能源消费占比不断提升。“2007年,以水电为主的可再生能源在全球一次能源结构中仅占7%。2022年,可再生能源在全球一次能源消费结构中已达到14%,其中清洁能源比例高达41%。”

“能源安全是能源转型的重要推动力。”郭胜伟表示,“现阶段,大规模、高比例新能源接入与电网安全稳定运行存在矛盾,可再生能源的脆弱性凸显。应对多变未来,亟需增强能源安全韧性。统筹发展与安全,建设面向未来、应对不确定性的新型能源体系。”

在郭胜伟看来,能源安全韧性以能源体系不被冲击为前提,化石能源需发挥压舱石作用。油气在新型能源体系中仍将承担重要角色,其中石油在中国能源体系和现代化产业体系建设中将长期保持重要地位,天然气在未来能源转型中将发挥重要的桥梁和伴侣作用。

■ 我国天然气需求保持快速增长

具体到天然气,多位与会专家认为,在我国新型能源体系建设进程中,天然气需求增长潜力巨大。

数据显示,近20年来,我国天然气处在快速发展阶段。2000-2022年,天然气消费量由245亿立方米增至3675亿立方米,年均增速15.6%,占一次能源消费比重由2.2%升至9.1%。当前,我国已形成以城市燃气(含交通)、工业燃料、发电、化工为主的四大利用领域。2022年,四大领域天然气消费量占比分别为32%、39.7%、17.7%和10.6%。

中国石化集团经济技术研究院副院长吴谋远表示,依托清洁、低碳、灵活、高效等多元优

天然气如何发挥好能源转型‘桥梁’作用

■本报记者 李玲

势,天然气将在支撑电力系统安全稳定运行和工业、交通等领域减排降碳,撬动氢能产业链发展等方面发挥重要作用。

“中国仍然是天然气需求的全球引擎。当前业内已形成普遍共识,2035年前,天然气仍将保持较快增长,之后进入平台期,并根据碳中和进程逐步减少,峰值大概在6500亿立方米/年以上。”北京大学能源研究院副院长杨雷解释道。

针对新型能源体系下我国天然气发展路径,吴谋远指出,2035年前,天然气需求将仍处于快速增长期;2035-2040年,天然气需求到达峰值平台期,以与新能源融合发展为主要动力;2040-2060年,天然气处于需求回落期,成为新型能源体系的重要保障能源,为能源系统调峰。

■ 改革是提升天然气市场活力的核心

巨大需求之下,国内天然气市场也面临诸多挑战。

在杨雷看来,国内供给能力是天然气发展的底气,设施灵活性和韧性是天然气发展的基础保障,优化利用是天然气进一步发展的关键,市场化改革是提升天然气市场活力的核心,完善制度规则是天然气发展的主要抓手。

“在能源安全与能源转型背景下,国内天然气产量一定程度上决定了产业发展的规模。”杨雷表示,我国天然气可采资源量86.4万亿立方米,美国天然气可采资源量119.2万亿立方米,但2022年我国天然气产量2201亿立方米,美国达到1.26万亿立方米。“对比美国,我国天然气增产空间还很大,这需要天然气体制机制改革跟得上,以激发更多投资热情。”

中国石化集团经济技术研究院发布的数据显示,我国产气连续六年增长超100亿立方米/年,预计2035年将达到3000亿立方米。进口气方面,已建成西北、西南、东北和海上四大进口天然气通道,其中2022年管道气进口能力1050亿立方米/年,LNG(液化天然气)总接收能力9730万吨/年,签署长协合同量超过1亿吨(约1400亿立方米/年),未来3年预计新增LNG接收能力超1亿吨/年。

供应之外,杨雷认为,天然气行业高质量发展应将价格改革与竞争性区域市场建设相结合,行业层面在试点区域内统筹考虑门站价格取消、管输价格机制完善、主干管网与省级管网价格机制协同等问题;企业层面在试点区域内省网网实现融合,并相应优化管理体制。“完善制度规则也是下一步的主要工作,包括管输费政策、托运商分级管理规则、天然气管网管分配规则、基础设施运营调度规则等。”