

# 可再生能源重塑“西电东送”“东产西移”内涵

■本报记者 苏南

“西北地区承接资源密集型产业有优势”“双碳政策将有序推动产业西移”“可再生能源正重塑‘西电东送’内涵”……在北京大学能源研究院10月22日举办的“推动西部大开发形成新格局背景下——西北地区‘东产西移’与‘西电东送’”研讨会上,《中国能源报》记者听到上述观点。

与会专家认为,西部大开发战略实施以来,西北地区经济社会发展取得长足进步,但仍存在基础薄弱、同质化严重、碳强度高企等问题。随着“双碳”目标的提出,西北地区产业发展的外部环境和内部条件均发生深刻而重大的变化。新发展阶段,需要重新认识西北地区的资源环境条件,充分发挥西北地区的比较优势,加快其产业发展与新能源就地消纳协同。

## ■西北“风光”装机增速高于全国

西北地区拥有丰富的“风光”资源,截至2022年底,风电和光伏装机容量全国占比分别达22.6%和20.2%。2020—2022年,东西部地区的增速较为均衡,但预计到2030年前,西北地区“风光”装机增速将远高于全国其他区域,其中光伏年均增速可能达到18%—25%,预计装机增量可能达到16倍。

“历经10年高速发展,甘肃、新疆、青海、宁夏均建成千万千瓦级新能源基地,西北地区已成为我国能源供给的重要一极,但新能源发展仍面临诸多困难。”北京大学能源研究院气候变化与能源转型项目副主任陈丹分析称,产业发展水平与新能源发展水平不平衡导致新能源就地消纳困难,我国能源供应与用电负荷存在空间错配。

陈丹指出,目前,甘肃、新疆、宁夏新能

源装机容量已超过本省最大用电负荷,但由于本地产业发展水平有限,新能源就地消纳能力仍有待提升。“西北地区总体新能源消纳率低于全国平均水平,个别项目的弃风率达到50%,弃光率达到30%。以青海海南州为例,‘十三五’期间光伏发电装机年均增速超过40%,但自身能源消费增速仅为6%。”

值得注意的是,当前西北电网先后建成11条直流输电通道,外送规模超过7000万千瓦,另有4条特高压直流线路处于核准或规划中。总体而言,随着西北“风光”可再生能源大规模发展,电量盈余较多,现有直流通道远不能满足电量送出需求。

北京大学能源研究院气候变化与能源转型项目副主任康俊杰表示,跨区输电规模持续增长,“风光”可再生能源加快发展带动由西向东更大跨区通道需求。西北电网作为大型绿色能源基地将以外送为主,华中电网作为枢纽连通东西资源与需求,华北、华东和南方电网将作为主要的电力消费中心,东北电网在满足自身需求的基础上实现部分外送。“电力外送规模不断增加的同时,结构也将快速调整,2025年以后清洁能源占比将超过50%。‘西电东送’将被赋予更深的绿色内涵,西北送华东将是‘西电东送’规模最大的通道,远期将超过8400万千瓦。”

## ■产业转移倾向传统制造业

目前,西北地区发电量全国占比已高达22%，“风光”发电量全国占比分别为35.3%和39.3%。除电力外送,新能源发展也支撑西北地区自身的工业用电需求。

“但一个不容忽视的问题是,在产业链上下游环节,如设备制造、技术研发等方面,西北地区尚未形成完整产业链。”陈丹

直言,部分新能源企业只将下游高耗能环节转移至西北,高附加值的研发环节仍保留在东部地区,这也导致西北地区在新能源产业发展过程中难以实现产业协同和资源共享。“西北部分地区在发展或者承接产业时,倾向于能够产生立竿见影经济效益的传统制造业。”

陈丹表示,通过梳理西北五省区经济、能源和产业数据,以及分析产业碳排放结构,产业报告发现,近年来西北地区工业化进程持续加速,但因产业结构偏重且层次较低,碳排放在全国碳排放中的占比不断攀升,碳排放总量“西移”趋势明显。“西北地区大多处于能源和重工业等产业链上游,而东南省份则处于产业链下游,上游高碳型产业为下游发展承担更多碳排放量。西北地区作为重要的能源供应基地,导致生产端碳排放远大于消费端碳排放,而东南省份对于北方的能源和重工业也存在普遍依赖性。”

中国社会科学院生态文明研究所张卓群副研究员表示,“东产西移”一方面能

够部分解决西部能源消纳的问题,保持全国产业链的完整性,另一方面通过走“越保护、越发展”的道路,促进西部地区实现清洁能源转型和经济高质量发展的双赢。“与此同时,‘东产西移’可以被看作是我国重大生产力布局调整的一部分,需要更有力的顶层制度设计加强引导,兼顾东西部地区利益,发挥西部地区的能源禀赋优势,显著提升西部能源富集地区的经济竞争力。”

谈及产业向西转移趋势,与会专家一致认为,“风光”产业链以及绿氢、合成氨、钢铁、化工等能源密集型产业将在西北地区获得较大发展优势。值得注意的是,将高技术产业的中低端高碳排放环节转移至西北地区,不仅有利于减少碳排放,也有利于降低产业链安全风险。

## ■加强“全国一盘棋”统筹协调

为继续推动全国绿色低碳转型,西北地区需持续加强电力就地消纳能力,协同

产业发展与可再生能源就地消纳正是实现这一目标的主要途径。

但目前,西北各省区在区域层面统筹协调力度不够,企业绿电使用困难、隔墙售电、离网制氢政策亟需突破等成为制约西北地区产业发展与新能源就地消纳协同的障碍。

如何协同西北产业转移和新能源消纳?业内人士普遍认为,要全国一盘棋做好“西电东送”协同规划。电力规划是能源宏观管理的重要措施,也是能源开发建设管理的基本依据,大型跨区跨区电力布局涉及点多面广。

康俊杰建议,一是加强统一规划协调,做好电源、电网等电力全要素布局安排;二是超前做好“西电东送”通道顶层论证工作,要充分结合各地“源网荷储”特点,充分论证线路的必要性和可行性,在方案中好中选优;三是加强与环境和国土空间规划衔接力度,提前开展国土空间、生态红线、环境容量、自然资源统筹规划衔接,避免形成密集通道。

# 省间电力现货市场如何实现多维衔接

■本报记者 林水静

经过约1000天试运行,省间电力现货市场近日转入正式运行,我国电力市场化改革进程更进一步。

省间电力现货市场是在省间电力中长期市场交易基础上,开展的省间日前或日内电力交易。其在运行过程中,形成分日、分时多尺度价格信号,能够动态反映市场供需形势及一次能源价格变化趋势,实现能源精准供应,提升资源配置效率和公平性。

“作为全国统一电力市场体系的重要组成部分,省间电力现货市场充分体现电力资源的时空价值。在空间维度上,省间与省内市场有效衔接、协同运行,有力促进省间电力互济、电力保供和清洁能源消纳;在时间维度上,省间现货与中长期市场相辅相成,充分发挥价格引导作用,实现电力资源经济高效配置。”清华大学电机工程与应用电子技术系长聘副教授钟海旺接受《中国能源报》记者采访时表示。

业内人士认为,省间电力现货市场的正式运行,标志着我国多层次统一电力市场建设进入新阶段,“统一市场,两级运作”模式日渐成熟。

## ■解决跨省难题

我国能源资源与负荷中心逆向分布的格局,决定了必须充分发挥省间电力市场作用,实现电力资源的大范围余缺互济。

“在开展省间现货交易探索前,省间中长期市场主要开展年度、月度交易,且通常按照单一输电通道进行交易组织。一方面,省间中长期市场对未来系统供需预测准确性较低,难以形成反映电力系统实际运行情况、具备合理分时价差的价格信号,无法充分调动发电主体参与系统调节;另一方面,基于单一输电通道的交易组织效率较低,无法充分满足‘最大化社会福利’的电力市场配置要求。随着新能源比例不断提升,新能源随机性、波动性特点加大系统运行复杂度,进一步加重上述不足。”国网能源研究院企业战略研究所高级研究员唐程辉向《中国能源报》记者解释。

“在省间中长期交易基础上,省间电力现货市场动态反映市场供需形势及一次能源价格变化趋势,充分体现电力资源的时空价值。供应紧张时段,高峰高价反映资源稀缺性;供应充裕时段,引导购电侧提高用电需求。”唐程辉表示。

钟海旺指出,省间电力现货市场促进电力资源在省际之间的灵活高效流动,突破各省交易壁垒,解决跨省调度的难题。“在交易范围方面,覆盖国家电网和内蒙古电网的经营区域,充分利用电力资源供应能力和跨区输电潜力,实现电力资源的大范围优化配置;在参与主体方面,交易主体超过6000个,涵盖多类型发电主体,多样化的市场主体可以带来不同的交易策略和竞争方式,激发市场活力,提高交易效率。”

## ■提高消纳水平

省间电力现货市场,将进一步促进新能源消纳。

中电联规划发展部副主任韩放表示,新能源发电具有随机性、间歇性、波动性等特点,通过完善新能源参与电力市场交易机制,缩短交易周期,增加交易频次,提升交易机制灵活性,将有助于促进新能源的市场化消纳。省间电力

现货市场充分考虑新能源发电特性,通过省间日前、日内电能量交易实现资源优化配置,形成分日、分时等尺度的多维价格信号,动态反映市场供需形势及一次能源价格变化趋势,激励经营主体优化用电行为。同时,创新设计灵活的购售电交易角色转换机制,省间购售经营主体根据供需变化,灵活调整交易方式,更好适应新能源消纳特性。

“从2017年跨区域省间富余可再生能源现货交易起步,2022年1月,省间电力现货市场启动模拟试运行,经过多年探索实践,省间电力市场范围逐步扩大。”钟海旺表示,截至今年9月底,省间电力现货市场交易电量累计超880亿千瓦时,其中清洁能源电量占比超44%,充分体现其在省间电力余缺互济和促进新能源消纳方面的重要作用,也彰显其在推动能源绿色低碳转型中的重要性。

钟海旺进一步解释:“省间电力现货市场建设立足于我国电力管理体制现状、电力资源和负荷分布特征等实际情况,设计了有效的规则体系和规范的运营机制,构建了智能化技术支持系统,实现省间电力生产组织方式的市场化转型,为省间和省内市场的顺畅衔接和协同运行提供支撑。另一方面,随着省间电力现货市场正式运行,储能、虚拟电厂等新型主体迎来发展机遇,一定程度上解决了我国新能源企业在电力市场上‘要么有电无法交易,要么没电可交易’的难题。”

## ■需加强市场间衔接

业内人士指出,目前省间市场已形成由省间中长期、省间现货、区域辅助服务等在内的完整市场体系,为实现省间大范围资源优化配置起到了积极作用。但现阶段,省间中长期市场与现货市场、省间辅助服务市场与现货市场间仍存在不衔接不协调问题。

唐程辉建议,要加强省间中长期市场与现货市场的衔接,同时做好省间辅助服务市场与现货市场的协同设计。通过省间现货市场发挥省间电力配置作用,逐步替代区域调峰市场。优化区域备用市场建设,促进备用资源在区域内更大范围发挥作用。探索建立区域调峰服务市场,探索电能与调频联合出清机制。

在博众智合能源转型中国电力项目主任尹明看来,省间现货电力市场转入正式运行后,随着电力保供形势更加复杂,新能源装机高占比省份日内、多日和长周期都将面临新能源消纳与保供问题并存的情况,省间现货交易将面临不断丰富交易品种、完善交易机制的挑战。“同时,随着跨省区输电通道的增加,高大远的电力配置方式将进一步放大故障风险和连锁反应影响,进而影响省间现货交易路径和成交结果。还要进一步完善省间现货相关成本传导机制,特别是送端系统调节成本、燃料成本传导等。”

钟海旺认为,未来电力现货省间与省内市场完成融合,还需构建与省内交易品种协同的交易体系,设计在时序上与各省交易品种协同的省间交易品种,两级市场的交易品种交替开市,实现不同市场之间的均衡。“比如,研究异构市场的融合理论与方法,将各省不同现货市场出清模型转化为跨区跨省现货市场的模型,实现两级市场的高效协同;优化省间通道的价格机制,充分体现输电通道的容量价值,将电网企业需要回收的输电费用与送电量进行解绑,解除电网企业的后顾之忧,同时送受两端交易也不再需要受到价差约束,有利于推动省间与省内电力现货市场衔接。”

近日,黑芝麻在投资者互动平台表示,鉴于储能锂电池行业当下的外部发展形势和经营环境,基于投资风险管控审慎原则,暂缓相关项目投资建设,目前正集中资源聚焦大健康食品产业经营。

业内人士表示,当前储能市场处于深度洗牌阶段,优胜劣汰形势下,市场将走向更为纵深的全方位竞争阶段。期间,具备技术、资金和市场优势的企业将脱颖而出。

## ■多家企业缩减投资

近年来,储能市场规模保持高速增长,吸引诸多企业涌入。但随着市场玩家日趋饱和及竞争加剧,储能市场逐步进入末位淘汰阶段,不少企业生存压力持续加大。

除黑芝麻外,今年亦有多家企业宣布终止或延期储能项目。10月9日,宁波能源发布公告称,因市场变化等原因,业主方产能布局调整,公司全资子公司宁波朗辰新能源有限公司拟投资建设的定远县双创产业园25MW/100MWh储能项目无法达到预期收益,该子公司拟对项目及项目公司进行变更。

6月,国际实业公告称,其控股子公司原拟投建4Gwh磷酸铁锂储能电池PACK集成生产线项目,但为确保投资安全,经调研发现,同期国内多家企业挤入锂电池赛道,预判未来市场将出现供大于求,加上国际市场订单存在不确定性,经综合分析,控股子公司拟终止该项目投资事宜。

在缩减投资的企业中,不乏新入局者及跨界者身影。有业内人士表示,无论是工商业储能还是大型储能,都需大量技术积累以及资本力量,因此部分新入局者可能因自身技术沉淀和产业链资源相对薄弱而面临淘汰。企业想在储能市场竞争中寻求立足之地,需明确市场定位和战略方向,强化前瞻性技术路线的规划和布局,避免盲目扩张和资源浪费,并不断优化供应链体系。

## ■“强者恒强”趋势凸显

市场竞争加剧以及利润空间压缩,是导致多家企业“知难而退”的重要原因。

《中国新型储能产业发展分析报告(2024年1—6月)》显示,储能领域价格战最先开始于结构性过剩的电芯领域,随即引爆直流侧系统价格持续走低,继而交流侧系统价格战不断下探。储能电芯平均价格从2023年初的0.9元/h—1.0元/h下降至今年年中的0.3元/h—0.4元/h,价格跌至1/3。相比年初,储能系统平均价格降至约0.5元/Wh—0.6元/Wh。

在激烈的竞争环境下,品牌影响力、资金、产品品质、规模等要素是决定成败的关键。有业内人士表示,当前储能系统及电芯价格已逼近甚至跌破部分企业成本线,部分跨界者以及缺乏核心竞争力的企业难以承受成本压力,被迫选择及早退场止损。

高工产业研究院预计,今年我国新型储能市场整体供大于求,系统集成较电芯环节竞争更为残酷,50%以上的储能系统企业(含大储系统、工商储系统、户储系统等)将被淘汰出局,排名前十的储能系统集成商将瓜分八成以上的市场份额。

“龙头企业凭借强大实力和市场份额,更有可能在激烈的市场竞争中存活下来,并继续引领市场发展,而一些实力相对较弱的企业则可能面临被并购或破产的风险,这是个优胜略汰的过程。”厦门大学中国能源政策研究院院长林伯强在接受《中国能源报》记者采访时表示,目前储能企业整体面临价格战、生存难等挑战。“相比继续盲目扩张项目,保守策略无疑是储能企业的最佳选择。同时,企业应进一步加强内部管理,稳健经营,提高产品质量,进一步增强竞争力。”

## ■“出海”寻求新机遇

在受访人士看来,面对内外部压力与价格战,储能企业需要通过技术创新、品牌建设、市场拓展等方式进一步增强综合实力,以应对市场变化和竞争压力。另外,如今越来越多的储能企业通过“出海”等方式寻求新发展机遇。

整体看,低价背景下,海外市场对储能企业有着广阔的增长机会。事实上,不少提早布局海外的储能企业已尝到甜头。财报数据显示,去年宁德时代年海外收入达1309.92亿元,同比增长70.29%。此外,国轩高科等多家储能领域企业海外业务也呈现高速增长。

但值得注意的是,海外市场在为企业提供新增量的同时,也带来一系列挑战。例如,海外市场对储能产品性能要求较为严格,产品认证标准、售后难度等与国内存在差异。另外,近年来欧美国家出台的一系列产业新政,如《欧盟电池与废电池法规》《通胀削减法案》等,对我国储能企业“出海”也形成一定影响。

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,未来有些国家可能会提高本国供应链比例要求,企业需通过海外建厂和本土化经营策略进一步降低风险。“另外,当前中国储能企业以产品出口为主,欧洲新电池法案要求企业向欧盟提交一些包含生产数据的报告,这考验企业如何在符合该要求的同时,保护好自身信息安全。”

# 储能洗牌考验企业硬实力

■本报记者 姚美娟