

新能源渐成电力系统“主角”，但西部大型清洁能源基地电力外送仍不通畅，东部地区分布式能源大规模发展也有待破局——

新型电力系统建设多题待解

■本报记者 赵紫原

为总设计输送能力的65%，严重制约西部和北部清洁能源基地开发外送。

这一情况在2019年并未好转。一位不愿具名的业内人士指出，2019年，“三北”地区10条外送通道规划年输送电量5200亿千瓦时，实际输送新能源电量2079亿千瓦时，仅为设计输送量的40%。

该人士透露，外送通道利用率普遍偏低，煤电电源配置只是一方面，关键取决于市场机制。“当前跨区输电价格机制不灵活，不利于跨区电力市场交易规模扩大。跨省区输电通道使用权市场化分配机制尚未建立，绕道输送电力的输电价格机制也有待完善。”

长沙理工大学教授叶泽对此表示赞同：“要通过输配电价机制提高跨省跨区电网的建设效率。目前的输配电价强调政策性、合法性和行业性，基于效率的电网建设机制还未建立起来。在设计效率因素时要考虑前置时间，体现科学性而非经验。”

“此外，可再生能源发电参与市场交易规则有待完善，参与受电地区辅助服务市场有待规范。跨省区电力市场交易实践中，多数市场化交易不支持售电公司、用户参与。跨省区电力交易中仍然存在一定程度的省间壁垒，政府对跨省区市场交易存在不合理限制和干预。”上述业内人士表示。

综合能源处于摸索阶段，隔墙售电和增量配网发展分布式能源仍需破冰

随着能源转型推进和双碳目标的提出，中东部地区分布式能源将进入快速发展期。华北电力大学能源互联网研究中心主任曾鸣表示，“十四五”规划提出“建设智慧能源系统”，分布式能源无疑是智慧能源系统中的重要组成部分。

曾鸣指出，分布式发电主要通过综合能源系统增加新能源消纳比重，传统的以单一系统纵向延伸为主增加可再生能源发电比重的能源发展模式无法满足实现双碳目标的要求，但是综合能源的发展和落地目前仍然在摸索中。

“综合能源各类能源品种在规划、建设、运行和管理层面都相互独立，缺少能够协调管理的综合部门。同时，各类能源的特性不同，要在生产、运输和使用环节实现互补协调还存在技术壁垒，特别是清洁能源和传统化石能源之间的互补协调技术发展滞后。而且，各种能源品种在市场上各自独立，难以实现互补带来的经济和社会效益。”曾鸣直言。

除了综合能源系统，隔墙售电也被寄予厚望。曾鸣认为，只有隔墙售电真正落地，中东部地区分布式的综合能源系统才能真正与市场对接，继而迎来大规模发展。

为推动“隔墙售电”长足发展，自2017年起，国家相关部门出台了一系列支持政策。但截至目前，除江苏有所突破外，其余地区隔墙售电暂无实质进展。

作为新兴市场主体的增量配网，也是消纳分布式能源和新能源的平台之一。北京鑫诺律师事务所律师展曙光表示，鼓励新能源接入配电网的政策非常明确，过网费核定的标准也已明确。“但在具体实践中，由于在补贴主体问题、调度问题、交易组织等方面存在较大争议，目前没有新能源接入配电网的成功案例。”

电源侧强配电化学储能并非长久之计，深化电力市场建设才是正解

据了解，在上述问题未见破局的情况下，各地政府通过“新能源+储能”模式解决大电网新能源消纳问题，各省也将储能作为新能源项目的标配。新能源配储争议不断，但招标规模却不减反增。

“可再生能源+电化学储能方式不具备批量发展的经济性条件，特别是我国还在坚持发展大电网、实现更大区域优化资源配置的原则，更不宜同时大规模发展没有经济比较优势的技术种类。电源侧强配电化学储能并非长久之计，需求侧、电网侧同时发力，深化电力市场建设才是正解。”上述业内人士表示。

中国大连高级经理学院特聘教授叶春表示，当电力需求持续时间更长时，对储能的容量要求和充放时长、安全性能要求更高，相应的成本也更高。“从系统成本最优的角度看，目前单纯倚重储能提高外送通道利用率，不是最合适的时机和选择。”

叶泽指出，从电量角度理解新型电力系统，新能源电量比例与碳中和目标直接挂钩。“为实现这个目标，需要建设调度能力更强的大电网，改变不同电源的运行方式，也需要改变管理体制。”

对于深化电力体制改革，叶泽指出，首先要客观评价电力体制改革的效果，并在此基础上明确改革的方向和措施。“目前改革效果不明，与当前政府管理和低碳发展转型的要求不一致有关。因此，需要逐步调整市场改革的范围，在真正需要改革的地方下真功夫。”

电力观察



近日召开的中央财经委员会第九次会议指出，“十四五”是碳达峰的关键期、窗口期，深化电力体制改革，构建以新能源为主体的新型电力系统。日前发布的“十四五”规划也特别强调大力提升风电、光伏发电规模，加快中东部地区分布式能源，建设一批多能互补清洁能源基地。

业内专家指出，电力系统新能源的主体地位已明确，“十四五”规划明确了碳中和的具体路径，即西部“大型清洁能源基地+外送通道”，东部建设分布式能源，双头并举建设新型电力系统。在减碳目标愿景下，各地“十四五”重点布局新能源投资建设，但“风光”基建潮过后，新型电力系统建设还需克服大基地外送、分布式规模化发展等多项难题。

外送通道输电能力有限，跨区输电机制不灵活，省间壁垒仍然突出

全球能源互联网发展合作组织去年发布的《新发展理念的中国能源变革转型研究》显示，2018年哈密南-郑州、酒泉-湖南、晋北-江苏等7条特高压直流实际总最大输出功率为4290万千瓦，仅

华龙一号海外首堆并网发电



图片新闻

日前，华龙一号海外首堆——巴基斯坦卡拉奇核2号机组首次并网成功。

该机组是全球范围内并网发电的第二台华龙一号机组，每年发电近100亿度，能够满足当地100万人口的年度生产和生活用电需求，相当于每年减少标准煤312万吨，减少二氧化碳排放816万吨。图为卡拉奇核2、3号机组。

中核中原/图

长江经济带小水电清理整改年内收官

本报讯 记者苏南报道：日前从水利部了解到，截至2020年底，长江经济带25000多座小水电站中，共退出涉及自然保护区核心区或缓冲区、严重破坏生态环境的电站3500多座，完成整改2万多座。为巩固现有成果，不少省份目前正准备开展清理整改“回头看”，部分省份尝试探索现代化集中管控或研究水光互补等新发展模式。

业内人士介绍，今年长江经济带主要推进小水电站清理整改收尾，不少省份已开始重点复核清理整改工作台账、生态流量泄放、监控监测设施、智慧水电平台预警信息处置、退出类电站设备建筑物处置，以及保留类电站合法合规性材料归档整理等工作。全面完成长江经济带小水电清理整改任务后，水利部将启动黄河流域小水电突出问题清理整治。

“去年，湖北已按规定完成小水电站清理整改。对拥有合法手续、限期2022年退出的小水电站，会给予缓冲期，以降低损失。”湖北省水利厅农电处处长戴柱新告诉记者，湖北省水利厅督查部门将继续“十三五”的监督任务，今年会随时抽查。

“浙江小水电清理整改销号工作已于去年9月底全面完成，今年重点工作主要包括进一步复核检查清理整改成果

核心阅读

专家建议，可以在要求现有小水电最小生态流量的同时，增加一条枯水期的“最小生态流量”，以上游实时来水入库流量的1/10“标准控制，以此防止严重干旱时水库、电站与河道一起干涸，由此失去水资源调控作用。

及生态流量泄放监测等。”浙江省丽水市水利局主任秦俊虹向记者表示，“目前，丽水市已经开展复核检查工作，生态流量监测设施安装工作也在持续推进，计划今年6月实现生态流量监测设施安装全覆盖。”

此外，江西、湖北、云南、浙江等不少省份已组织清理整改“回头看”。据了解，“回头看”的重点是检查已经销号的退出类水电站，是否按“一站一策”要求拆除，保留设

施的管护责任是否落实到位。其中，是否有生态流量泄放要求、是否按要求足额下泄生态流量、监测监控设备是否正常运行等成为各省“回头看”的必检项目。

针对各省要求的生态流量泄放，中国水力发电工程学会副秘书长张博庭直言，公众普遍认为修建小水电站造成了河流减水、脱水和断流，管好小水电站就能解决中小河流的上述问题。“其实，水电站只是利用水的势能发电，既不会消耗水资源，也不可能增加水资源。要求水电站保持一定的下泄流量，短时间内和一定程度上的确可以发挥作用，但解决不了根本性的水资源短缺问题。”

“如果要求的最小下泄流量不够科学和合理，将产生副作用。”张博庭表示，例如2010年夏秋季节云南发生了严重干旱，境内近千条大小河流干涸，幸运的是云南境内的大中城市并未因此出现严重的供水困难，得益于水库、水电站发挥了重要作用。“如果遭遇特大干旱，各个水库、电站还必须按照正常年份的最小下泄流量泄水，最后结果就是水库蓄水功能丧失，随河流一起干涸。”

张博庭认为，可以在要求现有最小生态流量的同时，增加一条枯水期的“最小生态流量”，以上游实时来水入库流量的1/10“标准

控制，以此防止严重干旱时水库、电站与河道一起干涸，由此失去水资源调控作用。

据了解，目前我国大部分省份小水电站开发程度超过80%，“十四五”期间大规模新建小水电站的可能性极小，未来小水电发展方向是创建绿色水电、提升现代化监管手段、提高管理效率。

据了解，目前小水电站点多分散，处于各自为政管理状态，为降低运维成本，实现无人值守，不少省区已着手制定小水电站集中控制改造方案。不过，鉴于信息化改造需要一定的资金支持，各地还在等政策进一步明朗。

谈及“十四五”期间小水电站发展，戴柱新透露，已有央企主动找到湖北省水利厅，希望与小水电站合作，探索水光互补。“2016年我们尝试过水面光伏电站，在构建以新能源为主体的新型电力系统背景下看，当时的实践过于保守。目前正在摸索湖北省小水电的整体情况，希望能找到小水电站创新发展突破口。”

秦俊虹则建议，未来需要着重开展小水电清理整改后续的长效发展，推动生态流量泄放长效监管。同时，深化小水电的“自动化、物业化、集约化”改造，大力推进“绿色水电”创建，提高小水电的绿色可持续发展水平。

陕西今年安排“保量保价”电量695亿度

本报讯 陕西省发改委日前发布的《关于印发2021年陕西电网统调发电企业优先发电量计划的通知》通知称，在确保陕西电网安全稳定运行的前提下，统筹兼顾清洁能源发电和火力发电、内需和外送、计划和市场关系以及节能降耗要求。优先安排、收购水电、风能、太阳能、生物质能等可再生清洁能源以及余热、余压、余气、煤层气等资源综合利用机组发电量计划，促进调峰调频等调节性电源稳定运行。

市场化交易电量作为“保量竞价”优先发电量，执行交易合同电价；“保量保价”和“保量竞价”以外的发电量价格按照当年新能源发电企业外送平均价下浮10%结算。2021年，陕西省安排“保量保价”电量695亿千瓦时，其中水电发电量100亿千瓦时（统调机组55亿千瓦时、地方小水电45亿千瓦时），风电、光伏245亿千瓦时，综合利用机组58亿千瓦时，火电292亿千瓦时（保量保价计划280亿千瓦时、小火电12亿千瓦时）。预计“保量竞价”电量完成547亿千瓦时（风电、光伏40亿千瓦时、火电507亿千瓦时），通过参与市场化交易“优先出清”方式予以保障。

今年，预计陕西电网调度口径用电量1640亿千瓦时，同比增长6.49%。考虑到陕西电网迎峰度夏、迎峰度冬电力供应缺口和第二轮输配电价核定中电网企业输配电价下调的实际情况，暂预留外购电量总计40亿千瓦时，其中6000万千瓦时外购电价差收益，用于补贴参与2021年电力需求响应试点工作的负荷削减用户。除此之外，不再增加其他外购电量，如确需外购，需请示陕西省政府同意后执行。（陕西讯）

山西将开展连续三月现货结算试运行

本报讯 山西省能源局近日发布该省电力市场第七次现货结算试运行通知，定于4—6月连续三个月开展全省电力市场第七次现货结算试运行。

据悉，本次参与主体包括：省调火电企业、新能源企业参与现货市场。已参与中长期交易的售电公司、直接参与批发市场的电力用户、地方电力用户（含通过售电公司参与交易的该类用户）参与现货市场。

通知明确，低压用户（含5G、果库、煤改电用户等）、中润铝业，暂不参与此次现货交易申报及试结算工作。发电企业与暂不具备分表分时计量的电力用户（含通过售电公司参与交易的电力用户）签订的中长期合约，选择用户典型曲线分解电量（“煤改电”合约按照20点至次日8点60%一条直线，8点至20点40%一条直线进行分解，光伏企业按照冬季光伏典型出力曲线分解电量），参与结算试运行，曲线形状不得调整。

此外，常规水电、抽蓄、煤层气、高炉尾气机组、自备机组、调试机组，无发电业务许可证企业和扶贫光伏电站企业，不参与现货市场。（晋讯）

四川“十四五”重点建设“三江”水电基地

本报讯 四川省近日发布的《四川省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》提出，科学有序开发水电，优先建设季以上调节能力水库电站，重点建设“三江”水电基地大中型水电站，推进白鹤滩、苏洼龙、两河口、双江口等大中型水电站建成投产，加快建设拉哇、卡拉等水电站，开工建设旭龙、孟底沟、枕头坝二级等水电站。重点推进凉山州风电基地和“三州一市”光伏基地建设，加快金沙江流域、雅砻江流域等水风光一体化基地建设，因地制宜开发利用农村生物质能。

“三江”水电基地建设工程包括：建成乌东德、白鹤滩、叶巴滩、巴塘、苏洼龙、银江、两河口、杨房沟、双江口、金川水电站。推进拉哇、卡拉、昌波水电站建设。开工建设旭龙、昌波、波罗、孟底沟、枕头坝二级、丹巴、巴底等水电站。

电网建设方面，建成投运雅中至江西、白鹤滩至江苏、白鹤滩至浙江±800千伏特高压直流工程。建成甘孜—天府南—成都东、阿坝—成都东、天府南—铜梁1000千伏特高压交流工程，开工建设金沙江上游川藏段水电外送特高压直流工程。（川讯）