

# 四川将成今年特高压建设主战场

■本报记者 苏南 韩逸飞

## 核心阅读

西北地区“3交9直”等跨省跨区输电通道和配套电源一体化方案研究论证工作启动,四川研究规划与西北电网联接第二通道,重点推进川渝电网特高压交流目标网架建设,特高压建设再迎加速期。

四川省政府日前印发的《四川省“十四五”能源发展规划》(以下简称《规划》)提出,“十四五”将建成雅砻江中游-江西、白鹤滩-江苏、白鹤滩-浙江等±800千伏特高压直流工程,开工建设金沙江上游-湖北多能互补外送特高压直流工程。

据记者了解,除了确定开工建设的特高压工程外,多个特高压工程研究论证工作也已同步启动。国家能源局刚刚启动西北地区“3交9直”等跨省跨区输电通道和配套电源

一体化方案研究论证工作;《规划》提出,研究规划与西北电网联接第二通道,研究布局藏东南和雅鲁藏布江下游水电入川接续转送特高压工程。重点推进川渝电网特高压交流目标网架建设,为成渝地区双城经济圈建设提供坚强电力保障。

记者从知情人士处独家获悉,“十四五”期间,国网经营区特高压直流项目投资将翻倍;“十五五”期间,国家会继续加大特高压项目投资。

## 能源大省亟需特高压护航

四川既是经济大省也是能源大省,水电装机居全国第一。但是水电调节能力总体较弱,具有年调节能力的水电不足10%,电力供需丰枯、峰谷矛盾并存。“正是为解决这一难题,四川省才会密集出台特高压工程建设相关政策,投资才能持续落地。”业内分析师直言。

根据《规划》来看,四川人均用电量、用电量低于全国平均水平,电网适应资源逆向分布的能力需进一步提升,源、网发展需进一步协调,与构建以新能源为主体的新型电力

系统尚有差距。

由于我国规划的风光大基地主要分布于西部和北部等地区的沙漠、戈壁和荒漠,从国家能源局的发展规划来看,未来要将西部能源基地的电往东部沿海地区输送。

记者从国网四川电力获悉,“十四五”及后续时期,虽然四川省内电源装机将继续增加,但电力需求的增长速度将大于省内电源的支撑力度。

基于上述多种因素,四川省经济发展亟需特高压“保驾护航”。

## 今年开工项目集中在四川

记者了解到,与四川毗邻的西藏及西北各省区的清洁能源资源极其丰富,是保障四川电力供应的重要电力来源。西藏水电资源量居全国第一,光伏开发潜力巨大,而本地负荷体量小、主要靠外送消纳。四川位于西藏外送的必经之路,随着本省电力需求的持续增加,已建和将要建设的多回特高压直流通道可通过新建西藏-四川电力通道引入西藏电源接送电。“一方面,可保持‘西电东送’大通道持续输送清洁电力,保证中东部地区电力供应;另一方面,也可提高省内电源支撑用电需求的力度,基本满足‘十五五’时期负荷中心电力增长需求,促进成渝地区双城经济圈等国家战略落地。”国网四川电力相关负责人接受记者采访时表示。

谈及《规划》中的西北至四川电力通道规划论证工作,国网四川电力相关负责人表示,规划建设西北-四川第二通道,除可保障四川电力供应、促进清洁低碳转型外,丰水期可将四川清洁电力送至西北

地区,更能提升运行灵活性和安全水平,进一步扩大四川和西北“水火风光互济”规模,增强日内西北光伏白天大发或四川水电夜间低谷时段的消纳范围和消纳能力,增强电网调节性能和运行灵活性。

“特高压建设的重点一直是直流项目,交流特高压只是补充。”上述知情人士接受记者采访时透露,“目前,在建的项目正按计划推进,今年特高压建设的重点在四川,开工的几个大项目基本上都在那边。”

记者从国网四川电力了解到,雅中-江西工程已于2021年6月启动投运,白鹤滩-江苏工程计划今年6月低端投运,12月高端投运。白鹤滩-江苏工程已基本全线贯通,正开展消缺验收工作。去年7月核准的白鹤滩-浙江工程目前已进入组塔转序阶段,计划今年12月双极低端投运,2023年6月双极高端投运。“因金沙江上游到湖北特高压直流工程尚未核准,所以目前暂无开工建设时间表。”上述相关负责人向记者透露。

## 将进一步强化科技创新

数据显示,“十四五”期间,国家电网规划建设特高压工程“24交14直”,涉及线路3万余公里,变电换流容量3.4亿千伏安,总投资3800亿元,较“十三五”特高压投资2800亿元大幅增长35.7%,特高压建设将迎来加速期。

上述知情人士对记者坦言,特高压建设由传统电力系统发输配用同时完成的概念和运行模式,逐步向源网荷储协调互动的非完全实时平衡转变。“为有效支

撑各种新能源开发利用和高比例并网,实现各类能源设施便捷接入,需加快特高压电网建设步伐,尽快建成以特高压为骨干网架的坚强智能电网。”

记者了解到,特高压建设将进一步强化科技创新,在世界上首次研发柔直+常规的混合级联特高压直流输电技术,研发应用能够快速实现毫秒级能量平衡的可控自恢复消能装置,将特高压直流馈入由依赖电网转变为支撑电网。

## 福建三明：“电管家”暖心服务让兰花香满园



## 图片新闻

为保障春耕用电,国网三明沙县区供电公司全面梳理全区农业生产用电客户,针对用电性质制定上门走访计划,指导客户做好设备运维管理。图为3月10日,在位于福建省三明市沙县琅口的三明兰花科技小院的大棚里,供电公司员工正对大棚内的用电设备进行检查,为育苗春耕提供可靠用电。谢美芳/摄

## 关注

### 浙江首个零碳智慧输变电工程落地舟山

本报讯 3月8日,浙江舟山供电公司建设的马关110千伏输变电工程项目屋顶光伏正式投入运行,该工程成为浙江省首个零碳智慧输变电工程。

据了解,在建的马关110千伏输变电工程位于舟山嵊泗县泗礁山本岛,主供嵊泗县本岛及周边岛屿负荷。目前该区域主要依靠110千伏嵊泗变供电,属于边远海岛末端电网,海岛电网网架薄弱,马关工程建设完成后可大幅提升区域供电可靠性,完善网架结构。此外,嵊泗区域海上风电、光伏资源丰富,“十四五”期间将逐渐成为主力电源,新建的马关工程将为新能源消纳提供坚强保障,进一步助推浙江省实现碳达峰、碳中和目标。

与常规输变电工程不同的是,马关输变电工程充分挖掘变电站资源,系统化集成临建设施和屋顶光伏,实现工程建设过程中零碳智慧目标。该工程项目部临建设施屋顶面积约100平方米,共铺设13.95千瓦装机容量分布式光伏,日均发电量约50千瓦时,能部分满足项目部办公区域的用电需求。此外,室外照明均采用太阳能灯具,助推工程建设全过程绿色低碳。(李小炳 张勇)

### 嘉峪关将着力解决配网发展不平衡问题

本报讯 记者韩逸飞报道:日前,记者从国网嘉峪关供电公司获悉,该公司今年电网建设聚焦于解决低电压、重过载、高损台区、频繁跳闸等突出问题,计划投资3858.82万元,加快解决配电网发展不平衡、不充分问题,有效提升配网设备水平,消除设备运行安全隐患,确保电网安全可靠运行。

据介绍,国网嘉峪关供电公司电网投资重点有三个方向。首先是针对城区电网,重点优化网架结构增强互供、转供能力,提高电网运行灵活性,满足城市发展需要。其次是针对农村电网,重点解决重过载、电压质量低、安全隐患等突出问题,全面提升农村电网装备水平。最后是针对重点负荷接入,计划新建10千伏电缆线路3条,新建电缆线路12公里,满足市区新增负荷需求。

### 南昌市2022年电网工程集中开工

本报讯 3月8日,在江西省南昌县岗上镇富广500千伏变电站项目现场,南昌市2022年12项总投资26亿元的电网工程集中开工。工程投产后,南昌地区“十四五”骨干网架将基本形成,电网供电保障水平将上升到新的台阶。

据了解,去年,南昌地区用电量达到287亿千瓦时,同比增长13%,变电容量达到3112万千瓦,同比增长17.4%。南昌电网有力支撑了南昌城市发展,产业振兴和民生改善,实现了“十四五”圆满开局。

本次集中开工的12个项目,包括500千伏富广、220千伏景黄配套等重点电网工程,新增变电容量240万千瓦。强大、完善的电网,将全力服务南昌市“东进、南延、西拓、北融、中兴”的城市发展布局,助推南昌市高质量跨越式发展。(薛永冰 胡志保)

浙江、青海等地提出电网侧共享储能发展目标——

## 电网侧共享储能有望落地

■本报记者 韩逸飞

国网浙江省电力有限公司3月4日透露,到2023年,该公司将推动浙江建成电网侧大型(共享)储能40万千瓦以上,推进200兆瓦级独立储能试点示范。

此前,浙江省发改委、浙江省能源局印发《关于浙江省加快新型储能示范应用的实施意见》提出,支持“微网+储能”“新能源+共享储能”等电源侧储能项目建设;鼓励新增的海上风电、集中式光伏电站综合新能源特性、系统消纳空间、调节性能和经济性等实际因素,建设或购买新型储能(服务);鼓励集中式储能电站为新能源提供容量出租或购买服务;大力发展电网侧储能建设。

据记者了解,除了浙江外,青海等地也明确提出了电网侧共享储能的发展目标。

### 探路电网侧共享储能

当前,新能源并网比例的提高,正给电力系统带来新的安全挑战。新型储能作为安全保障电源,亟需向大规模、中长周期、容易调度的方向发展,这正是电网侧储能的优势所在。电网业内人士告诉记者,电网侧

共享储能是以电网为连接口,将电网侧、电源侧以及用户侧储能电站进行最优的排列组合,再交由电网进行统一协调管理,推动源、网、荷各侧储能价值的全部释放。

“目前,各地都在积极布局新型储能,但青海和浙江率先推动了电网侧共享储能的发展。”上述电网业内人士表示,“电网侧共享储能的落地,既有利于新能源的消纳并网,也有利于提高储能项目的收益率,在一定程度上缩短投资的回报周期。”

一位浙江新能源企业相关负责人告诉记者,正是由于当前建设新型储能成本较高,浙江才探索推动电网侧共享储能建设。“电网侧共享储能电站的建设运维、调度运行和参与市场,各个新能源场站购买配额、视同于自身自建,多方协作满足新能源大发展对储能的需求。”

### 成本分摊及盈利模式需理清

与其他储能模式一样,电网侧共享储能也面临着成本及盈利的问题。

一位储能行业分析师告诉记者,从一个方面看,电网侧共享储能的调用是为电网服务的,那么在经济关系

上确实应该由电网付费。但从另一个方面看,由于不稳定的电源推高了调频成本,那么应由电源方面付费。另外,如果从谁受益的角度来考虑,电力用户是最终的受益者,又应该由用户付费。

“电网侧共享储能是同一区域内的用户共享了储能的服务,毫无疑问应是谁享用谁付费。”中国新能源电力投融资联盟秘书长彭澎认为。

彭澎表示,除了成本分摊问题外,如何盈利也是电网侧共享储能要探索的。

“最新政策给予了储能独立市场主体的地位,明确提出建立电网侧独立储能电站容量电价机制,逐步推动储能电站参与电力市场。这或许可以作为电网侧共享储能的一个盈利机制。”彭澎称。

中国能源建设集团广东省电力设计研究院有限公司储能技术中心主任楚攀认为,电网侧共享储能电站的收益,或许可以通过参与电力辅助服务市场,获取辅助服务费用的方式实现。

### 市场前景值得期待

彭澎表示,电网侧共享储能的

前景值得期待。“分时电价、峰谷价差在不断拉大,储能的市场地位不断明确,市场在释放积极的信号,已经开始吸引资本进入。未来一旦有了更清晰的价格信号,资本会加速涌入市场。”

据了解,浙江正在电网侧共享储能方面进行新的尝试,搭建基于区块链技术的“云储能”交易管理平台,通过聚合各类储能资源,形成共享储能资源池。储能购买方可随时随地筛选、购买平台发布的共享储能资源。国网浙江电力透露,将按照新能源+储能、新能源+共享储能、储能配额制三阶段分步推动健全储能成本疏导机制和共享储能发展市场。

上述储能行业分析师表示,我国电力辅助服务市场尚处于初级阶段,目前仍没有针对电网侧储能或电网侧共享储能的具体政策。但是,考虑到新能源的消纳需求和电网侧储能的优势,电网侧共享储能的爆发不会太遥远。“随着电力市场机制不断完善,交易品种和规则越来越成熟,电网侧共享储能的未来值得期待。”