

吉林近半风电须参与市场化交易

吉林日前发布的相关方案显示,今年当地风电“保量保价”电量占比仅约53.9%,其余电量均须参与市场化交易;另外,农林生物质发电和垃圾发电也将首次参与市场化交易

■本报记者 姚金楠

吉林省能源局日前印发《吉林省2021年度非市场化电量分配方案》。根据《分配方案》要求,可再生能源发电机组优先发电、全额上网,其中非市场化电量按“保量保价”原则收购,超出部分按“保量竞价”原则参与外送或省内市场交易。

与往年不同,根据《分配方案》,2021年,农林生物质发电和垃圾发电机组不再实行全额保障性收购,在规定的非市场化电量外,超额电量将首次参与市场交易。

生物质能发电首次“入市”

参照《分配方案》,2021年,农林生物质发电和垃圾发电机组,并网容量94.95万千瓦,发电量47.475亿千瓦时。以此测算,生物质和垃圾发电项目给定的保障性收购小时数为5000小时,超出部分进行市场化交易。

据记者了解,吉林省此次规定生物质和垃圾发电机组的部分电量参与市场化交易,在国内各省份中尚属首例。

吉林电力交易中心有限公司日前发布的《关于开展2021年吉林省生物质、垃圾焚烧发电企业与电力用户直接交易的通知》显示,吉林电力交易中心将于2021年2月23日至3月1日组织开展吉林省生物质和垃圾焚烧发电厂与电力用户直接交易。按照该《通知》,交易将采取

先双边协商后挂牌的交易方式。双边协商交易由电力用户及售电公司申报电量、电价,发电企业确认;挂牌交易由电力用户及售电公司申报需求电量的数量和挂牌价格,发电企业申报摘牌电量。同时,《通知》强调,交易价格为售电方上网电价,可再生能源补贴、垃圾补贴电价等按国家相关政策执行。

“吉林省‘窝电’情况比较严重,有优先消纳权的电量太多,根本消纳不完。”有知情人透露,吉林省除光伏扶贫、户用光伏等必须全部“保量保价”的项目类型外,还有大量热电联产机组享有优先发电权。“一些热电联产机组涉及到供暖季保供问题,即便是燃煤机组,也必须优先发电。省内压力太大,所以今年才给生物质和垃圾发电也划定了保障性收购小时数。”根据近年来吉林省农林生物质和垃圾发电机组的运行情况,该知情人测算,以装机容量3万千瓦的机组为例,按照目前要求参与市场化交易,年收益将减少30-40万元。

上述知情人还透露,不仅是吉林,目前,某煤炭大省也在酝酿类似政策,对生物质和垃圾发电实行一定电量的市场化交易。

风电高比例参与市场化交易

与生物质和垃圾发电首度“入市”

不同,吉林省风电项目已多次参与市场化交易,并且交易电量呈现逐步增长的趋势。

按照《分配方案》,2021年吉林省风电并网容量573.35万千瓦,发电量69.45亿千瓦时。以此测算,吉林省风电非市场化利用小时数仅为1211小时。具体到不同项目,保障性收购小时数不尽相同。例如龙源通榆特许权风电一期项目,并网容量10.03万千瓦,发电量1.404亿千瓦时,折合保障性收购小时数约1400小时;鲁能四平风电一期(扩建)项目,并网容量4.75万千瓦,发电量1.045亿千瓦时,折合保障性收购小时数约2200小时;中广核大岗子风电一期项目,并网容量4.95万千瓦,发电量0.52亿千瓦时,折合保障性收购小时数1050小时。

“去年我们风电保障性收购小时数执行的是1100小时,前年是1200小时。今年,目前我们接到的通知是1050小时。超出部分全部进行市场化交易。”吉林省某风电企业相关负责人余某告诉记者,2020年,吉林省风电项目的利用小时数约为2200小时左右,“交易电量和保障性收购电量基本上各占一半,这几年情况基本差不多。”

国家能源局数据显示,2019年吉林省风电利用小时数为2216小时。以1200小时保障性收购估算,市场化交易电量

占比约为46%。

利用小时数已大幅提升

根据2016年国家发改委、国家能源局印发的《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》,吉林省风电的最低保障性收购年利用小时数为1800小时。但据余某透露,吉林省基本没有执行过1800小时保量保价的政策。“吉林省的情况摆在这,根本做不到,很多电量必须参与交易。”

余某告诉记者,目前非市场化电量部分执行的是吉林省的燃煤标杆电价,即0.3731元/千瓦时(含税)。“市场化交易电量如果是外送到山东和华北地区的,价格是0.30852元/千瓦时,全省各个项目的交易价格基本一致。省内交易价格略高,但也就在0.31元/千瓦时上下波动。”虽然交易电量占比高,电价也不及保障性收购价格,但余某坦言,对于吉林省来说,“能够争取到今天的局面已经非常不容易了”。“2016年以前,在限电严重的年份,风电全年总体的利用小时数只有1300多小时,那个时候日子更难过。”

吉林省能源局表示,今年四季度,将根据全省发电用电的实际情况,对非市场化电量作出适当调整。

三是大渡河流域历年丰水期来水较稳定,2020年丰水期尤其偏丰;四是川内另外两条江河——雅砻江、金沙江流域主要电站均属国网,国调电站弃水本身较少。

但多位业内人士认为,送出通道能力不足、网架局部阻塞严重,才是大渡河“弃水”电量居高难下的核心原因。

不同于其他流域,大渡河已投产电站均位于四川省内消纳,在满足省内需求的情况下,汛期富余电量可以外送。“按原先计划,一部分电力通过雅安-武汉1000千伏特高压交流参与川电外送,但因该项目取消,原定方案失去基础。直至今日,大渡河水电也无专门通道,只能利用现有通道外送。”上述人士称。

然而,由于外送通道容量远低于现有装机,到了汛期,通道严重不足。“四川省以水电为主的电源结构,决定其电力供给与省内用电负荷特性存在天然的不匹配,需要通过全国大市场来平衡和消纳汛期电量。但目前,跨省外送通道整体输送能力不足,且优先供国调机组使用,有富余能力才会分配给大渡河这样的省调电站。”某大渡河流域电厂相关人士告诉记者,上述特殊的调度关系,让大渡河水电消纳陷入“被动”。

那么,有了外送通道,“弃水”问题是否就将迎刃而解?民建四川省委经济委员会主任、四川省能源协会智库专家艾明建认为答案是否定的。“不同于国调电站直接通过特高压线路送出,大渡河水电还面临着省内通道受限的制约,也就是到负荷中心的通道容量受电网安全约束,形成局部断面受限。”

艾明建表示,四川水电集中分布在甘孜、雅安及攀西区域,与之相配套的500千伏送出通道,即为省内通道。从自身送电能力来看,这些通道理论上是可以完成送出任务的。但四川电网已建成三回特高压直流线路负责川电外送,导致“强直弱交”问题突出。为满足四川电网安全稳定,丰水期不得不限制上述500千伏送出通道的输送容量。“‘十三五’以来,省内通道虽在不断加强,但目前线路受阻容量仍有400多万千瓦。随着在建水电站投产,通道不足问题将进一步凸显。”

艾明建直言,通道受阻,不仅使得本应在四川省内消纳的水电没有出路,还可能导致成都等负荷中心陷入“有电用不上”的尴尬局面,最终出现四川电网自身缺电。

“加快建设四川特高压交流电网,才能真正提高电网安全性能,从根本上解决‘弃水’问题”

“弃水”困局如何破解?

艾明建称,早在“十二五”期间,四川电网“强直弱交”现象就已引发业内关注,相关部门也已就此开展了研究论证。但直至“十三五”结束,如何解决仍无定论。考虑到“十四五”期间,四川还将有三回特高压直流通道投产,“强直弱交”问题将持续恶化。“加快建设四川特高压交流电网,才能真正提高电网安全性能,从根本上解决弃水问题。”

“解决大渡河‘弃水’难题也就是解决四川‘弃水’问题。”国能大渡河公司人士称,四川是国家“西电东送”水电清洁能源基地,但目前并未形成与之相匹配的电力输送通道和市场消纳空间。“建议尽快确定四川特高压交流电网方案,将其纳入‘十四五’国家规划并尽早实施,破解省内送出瓶颈;加快推动四川与华东、华中等地区外送通道规划建设,为水电外送提供基础保障。同时,加大清洁能源消纳机制的落实和监管力度,破除省间壁垒,实现四川水电资源在更大范围内优化配置。”

谭洪恩提出,除四川自身需求外,随着成渝地区双城经济圈上升为国家战略,重庆地区用电负荷也将快速增长。长远来看,四川现有以500千伏为骨干的电网,在兼顾供电保障、水电输送、节约通道占用等方面日益捉襟见肘,难以满足发展需求。对此,他建议规划1000千伏成渝特高压电网,提高大渡河上游的阿坝片区等富余电力送出能力,将大量清洁能源直接输送至负荷中心或区外电网,避免长距离、大容量、接力式外送,由此提高经济性、全面解决弃水问题,同时提升成渝地区电力供应保障能力。

记者了解到,今年2月初,相关方面已完成川渝特高压交流网架方案评估意见,并将上报国家能源局。对于后续进展,本报将持续关注。

2020年记者证年检公示

根据国家新闻出版广电总局相关要求,《中国能源报》社有限公司已对申领记者证人员的资格进行严格审核,现将我单位已领取新闻记者证人员名单进行公示,公示期2021年3月1日。举报电话为010-83138953(国家新闻出版广电总局)/010-65369486(《中国能源报》社有限公司)。

已领取新闻记者证名单:
刘建林 刘勇 于欢 王海霞 贾科华 张子瑞 王旭辉 于孟林 吴莉 朱学蕊 朱妍 朱军平 李慧 吴凡 董欣 慕悦 姚金楠 李文华 李丽 卢奇秀 王林 武晓娟 李玲 渠沛然 卢彬 闫志强 王长尧 张楠君 李晓波 张胜杰 郭春兰 吴起龙 刘澄彦 苏南

《中国能源报》社有限公司
2021年3月1日

江苏太仓:世界级海工生活平台起航



图片新闻

2月21日,招商局重工(江苏)有限公司设计建造的全球先进的半潜式起重生活平台“CMHI-16302”缓缓驶离江苏省太仓港四期码头,离开长江江苏段驶往海上。

该平台整体造价超20亿元人民币,总长137.75米、型宽81米、型深12米,水面上最大高度96.3米,其控制系统、推进系统、起重设备、人员容量等均全球先进水平。 人民图片

相关主管部门曾预计2020年增量将超60万台,但实际仅为46.2万台。纳入“新基建”一周年——

充电桩增速不及预期

■本报记者 卢奇秀

当前正值“新基建”启动一周年。“新基建”启动之时,疫情使出行受限,车辆充电需求大幅减少,去年2、3月充电桩利用率直线下滑到同期水平的10%左右。“新基建”的启动,被业内普遍认为将会给新能源汽车充电市场注入一针强心剂。

但据中国电动汽车充电基础设施促进联盟主任张帆介绍:“去年充电设施行业并没有出现跨越式发展,其市场规模和总量整体呈现平稳增长态势。”

投资没有想象中火热

“‘新基建’的提出让社会更多地关注到充电桩。但事实上,行业投资并没有大家想象中那么火热。个别企业会多投一些,但也不是成倍增加。”一位不愿具名的业内人士举例说,国家电网去年新建近8万台充电桩,其中绝大部分是成本较低的交流桩,数量增加很多,但投资力度却不见得高于往年。

据介绍,相关主管部门曾预计,2020年全年能够完成100亿元左右投资,新增公共桩20万台左右,新增私人桩超过40万台,新增公共充电站4.8万座。但从实际情况来看,2020年全年国内充电基础设施增量仅为46.2万台,大幅低于预期。

据介绍,充电桩纳入“新基建”产生了

很强的政策效应。在“新基建”政策带动下,2020年有超过26个省市密集出台了50余项与充电设施相关的政策,为行业发展提供了有力支撑。云快充副总裁朱海涛认为,随着后续利好政策的不断释放,“新基建”将发挥出更大的规模带动效应。

私人桩建设困难重重

在业内人士看来,充电设施行业老生常谈的盈利难、使用效率低、安全事故频发等问题已经得到明显改善。不过,充电设施“进小区难”的矛盾依然突出。

根据中国电动汽车充电基础设施促进联盟采样数据,2020年随车配建充电设施增量依然不高,同比下降24.3%,未随车配建充电设施37.2万台,整体未配建率29.8%。究其原因,当前居住区安装充电桩存在电力容量不足、没有固定停车位、物业配合度低等问题。

蔚来联合创始人秦力洪表示:“换电站、充电桩具体布局过程中碰到很多问题,大部分地方无法可依。如对于怎么报批,物业不配合怎么解决等问题,在执行层面上主管部门并没有出台明确的规定。”

充电桩是电动汽车推广应用的基本保障。此前充电桩主要服务于B端的出租车、网约车和物流车等公共服务车辆,

C端市场没有真正打开。但去年我国新能源汽车市场结构发生了显著变化,个人消费比例大幅提高。私人桩配建的紧迫性已然凸显。

“解决不了居民区充电问题,会严重制约新能源汽车的推广应用。”张帆指出,未来5-10年,新能源汽车将大量驶入寻常百姓家。居住区是首选充电地点,在这个过程中,私人充电桩配建一定要及时跟上。

“解决问题的关键在于厘清各方的权、责、利。”张帆进一步表示,对物业而言,配合建桩能带来什么利益,有怎样的责任和管理权限,相关政策或法规要予以明确;电网公司、第三方运营也提出“统建统管”,解决电力负荷不足和维护日常运营安全;用户同样也要配合承担有序充电、使用绿色能源等责任。他进一步表示,私人桩配建需要多方配合,共同努力。

合理布局是未来工作重点

我国充电设施还有多大的缺口?在张帆看来,充电设施网络已经实现了高比例覆盖,未来行业应更多地关注如何科学合理的布局。他进一步表示,以往发展过程中,企业都会去抢占优质市场资源和战略制高点,大家更愿意去做盈利

的那部分市场,而充电设施本身还具有基础设施属性,高速公路、景区、乡镇同样需要布局,而这些地方未来10年,都可能存在难以盈利的问题。“政府要做好规划,一方面,要激发市场服务类企业的积极性,让他们实现盈利;另一方面,也要让基础保障类企业长期生存下去,给予一定扶持。”

星星充电高级副总裁郑勇一对充电设施行业前景非常乐观。在他看来,新能源汽车总量可以看到几十倍增长的预期,充电设施相应地还有巨大增长空间。“车辆越卖越多,充电市场需求也将随之滚雪球式地发展。”

值得注意的是,在充电桩建设中,广大农村市场还是“投资盲区”。郑勇一提醒,随着新能源汽车下乡的推进,农村地区面临着即将释放的机动化出行需求。新能源汽车在农村的占比将越来越大,农村用户对续航要求不高,独门独院具备家庭充电的条件,值得重点关注。

“平台技术深化和充电桩运营精细化是未来我们关注的重点。”朱海峰认为,充电设施行业刚刚进入下半场。土地和电力是充电桩建设的两大核心要素,鉴于去中心化特点,行业将出现多方参与共建的特征,充电设施产权主体将趋向于多元化和分散化。