

多家研究机构预测:

# 今年我国电力供需呈紧平衡态势

■本报记者 苏南

国家气候中心最新监测显示,今年截至5月20日,全国大部地区气温偏高,全国平均气温5.3°C,较常年同期偏高0.9°C,为历史第三高。其中,东北地区大部、华北大部、西北北部、西南地区东南部、华南西部和南部及内蒙古中西部等地偏高1—2°C。

鉴于气温的普遍升高,中电联、国网能源研究院等多家研究机构预测,今年迎峰度夏期间,我国的电力供需状况整体呈现紧平衡的态势。

在业内人士看来,在气候变化背景下,能源电力供应和需求都面临关键影响因素变化大、不确定性增多等挑战,电力供需平衡的难度越来越大。

## ■ 极端气候挑战电力安全运行

国家气候中心气候预测室副主任刘芸芸表示,2024年迎峰度夏期间,除内蒙古东部、辽宁、吉林、黑龙江等地气温接近常年同期外,全国大部地区气温较常年同期偏高,而华南、西南、西北、新疆等地气温异常偏高。“我们预测,6月北方气温明显偏高,华北有阶段性高温,7月和8月华南、江南南部气温明显偏高,高温日数多。”

在业内人士看来,气候变化背景下极端天气事件呈多发、强发态势,对电力保供产生不利影响。气象与能源、电力、供应链和产业链紧密关联,比如说降水、光照、风力等这些天气状况直接决定了风光水发电出力,台风、大风、强对流、冰雪、雨雪冰冻等灾害性天气,影响着能源电力输送和发电设备安全。

“气温是能源需求变化的重要因素,当前,气象对电力的影响呈现了电力全环节、时间全尺度、地域全覆盖的特征,尤其在‘双碳’目标下,随着新型电力系统中风光水等可再生能源占比进一步提高,能源电力系统与气候系统深度融合,形成了复杂的巨系统。”国家气候中心主任巢清尘对《中国能源报》记者表示,未来电力需求还会进一步增长,今年年底新能源装机占比有望超过40%,在能源电力气候系统深度融合的背景下,电力系统源网荷储与天气、气候关系将变得更为复杂交织。

## ■ 电力供需平衡难度加大

频发的极端气候事件作为风险的倍增器,会进一步加剧电力系统安全稳定运行面临的挑战。如今,我国电力供需平衡的难度越来越大。

国网能源研究院院长欧阳昌裕分析,从用电侧看,随着人民生活水平提高,降温、采暖负荷“尖峰化”特征明显,例如,近年来夏季国网经营区空调负荷峰值占总负荷比重已经超过三成,局部地区某些时间段甚至超过五成,成为影响供需平衡的重要因素。从发电侧看,新能源作为新增发电装机主体,日内出力波动大,极热无风、极寒无光、晚峰无光可能导致新能源出力严重受阻,影响发电能力。这对电力系统的气候弹性、安全韧性、调节柔性提出更高要求。

尤其是今年风光等新能源装机继续迅猛发展,给电网运行调度带来极大挑战。

从目前已知情况来看,2030年新能源发电规模将远超规划,但出力“靠天吃饭”,关键时刻顶峰能力不强,加大了电力电量平衡难度。以去年8月的夏季高峰为例,光伏白天最大出力达到2.3亿千瓦,但平衡紧张的晚峰日落无光、出力基本为零。风电最大出力可接近1亿千瓦,但最低降至1800万千瓦,仅为风电装机的5.5%。

特别值得注意的是,西北、西南等传统电力外送区域,部分时段也出现了供电紧张、外送能力不足的问题。去年,西北电网跨区“网对网”外送电量615亿千瓦时,同比下降20%,四川富余水电外送规模同比降低29%。

## ■ 电力供需“前高后稳”

“迎峰度夏期间,预计全国大部地区气温较常年同期偏高,东部季风区降水较

常年同期偏多。我们预测2024年全年全国全社会用电量保持较快增长,华东、华北和南方电网区域是主要拉动区域。”国网能源研究院经济与能源供需研究所专家汲国强预测。

汲国强表示,综合考虑经济、气温、闰年等各方面因素,预计2024年全国全社会用电量规模将达到9.8万亿千瓦时左右。预计二、三、四季度用电量增速稳步回落,季度增速整体呈“前高后稳”态势。

“预计2024年全国新投产发电装机容量比上年增长9.4%,其中新能源新投产装机占全部新投产装机的比重将达到80%左右。2024年迎峰度夏、度冬期间,预计全国电力供需平衡偏紧,局地高峰时段电力供需紧张。”汲国强对《中国能源报》记者表示,电力需求较快增长、新能源装机比重持续提升以及极端天气的多发频发,给电力系统供需平衡带来了多方面的挑战。

谈及如何应对电力供需平衡紧难题,汲国强认为,首先要加强一次能源供应保障,合理统筹电源规划与建设,加强机组运维管理,提升电力供应能力。其次,加强电网基础设施建设,完善送受端电网结构,提高电网对清洁能源的接纳、配置和调控能力。再次,加强中长期交易组织和管理,充分发挥跨省跨区电力互济的作用。最后,加强负荷管理,持续优化峰谷分时电价政策,通过价格等市场信号,进一步挖掘需求响应潜力。

业内人士认为,为能源生产、供给、消费和安全提供全链条、高质量的气象服务,也是有效应对电力供需平衡的关键因素。巢清尘表示,未来国家气候中心除了加强气候资源评估,支撑风能、太阳能规划选址外,还将加强清洁能源发电精细化和能源保供气象服务,助力电力系统稳定运行。

# 电力市场助力车网互动商业化

■本报记者 赵琼



“车网互动要发展,政府引导是关键,电力先行是基础”。近日,在中国电动汽车百人会与自然资源保护协会共同举办的“车网融合”系列沙龙上,清华四川能源互联网研究院光储直柔应用技术研究所所长李立理给出上述看法。

车网互动顶层设计文件《关于加强新能源汽车与电网融合互动的实施意见》(以下简称《实施意见》)明确指出,新能源汽车通过充换电设施与供电网络相连,构建新能源与供电网络的信息流、能量流双向互动体系,可有效发挥动力电池作为可控负荷或移动储能的灵活性调节能力,为新型电力系统高效经济运行提供重要支撑。那么,根据各地正在积极开展的实践探索,电力市场该如何助力车网互动的商用化和经济性落地?

## ■ 汽车革命与能源革命深度交融

2023年,中国新能源汽车销量为947.9万辆,渗透率达到31.6%。根据中国汽车工业协会的预测,2024年新能源汽车销量有望达到1150万辆。

“目前,以智能电动汽车推广为主的汽车革命与以可再生能源替代为核心的能源革命都进展迅猛,正在深度交融。”中国电动汽车百人会常务副秘书长刘小诗认为,“车网融合能够助力交通和电力部门的绿色转型。”

自然资源保护协会清洁电力项目副主任刘明明指出,现阶段,车网融合在能源转型过程中发挥着重要作用。碳达峰之后,随着化石能源的进一步转型,车网融合将进一步发挥关键作用,为新型电力系统的高效经济运行提供重要支撑。

可以看到,在新能源汽车发展进入全面市场化新阶段与能源体系转型提速的双重背景下,新能源汽车与能源系统协同发展的现实意义愈发凸显。

车网互动具有可调度的潜力,能够发挥出新能源汽车在保供和消纳方面的能力。目前,车网互动对电力市场的战略意义正在凸显。

“未来电力市场需要大量的储能,哪种储能资源的成本最低,就会成为市场的主流。V2G的成本低于固定式储能电站,因此具有很强的竞争力。”李立理表示,“从电力市场的角度来看,不仅可以解决目前大规模充换电设施接入给电网带来的挑战,还能解决未来大电网灵活调节和电力保供能力方面的挑战,进而降低全社会的供电成本。”

## ■ 规模推广有很长路要走

车网互动是一项复杂系统工程,真正全面大规模推广,需要标准、政策诸多支持条件。因此,地方积极开展试点十分关键,但更需找准切入点。目前长三角地区、北京、广东等地陆续推进V2G商业化运营,车网互动试点工程已取得大量实践经验。

以国网上海电力公司在车网互动方面的探索与实践为例,截

至今年3月,该公司车网互动公共服务管理模块接入充换电设施5.4万个,总容量153.6万千瓦,申报可调节能力总增加24.97万千瓦,并且2023年至今已开展13次测试调度响应。以该公司2月17日开展填谷实测能力验证为例,执行时段为凌晨3时至4时,12家运营商参与,涉及用户194户,最大填谷响应负荷4.69万千瓦,填谷电量4.07万千瓦时。

5月15日,全国最大规模的车网互动应用在深圳成功实施。深圳市1473辆新能源汽车在不同场站分别通过“有序充电”“反向放电”响应电网削峰需求,实现新能源汽车与电网的“双向奔赴”。此次响应历时1小时,涉及充电桩500座,充电桩1.5万支,削峰电量规模达4389度,相当于548户家庭一天的用电量。

万帮数字能源股份有限公司能源云总经理牛雷介绍了公司在内蒙古和广州公交集团的车网互动实践:利用空闲电动汽车内部消化为其他车辆充电,可以参与现货交易,到低谷时段错峰充电,多场景互动提高充电效率,降低运行成本。

蔚来汽车能源体系管理高级总监何旭表示,在相对成熟的电力市场中,车网融合已经实现商业化应用,市场潜力巨大,并且蔚来换电模式等成功案例可以增加用户和车企参与车网融合的信心,扩大市场规模。

“上海新能源汽车发展的风头强劲,主要得益于完善的新能源汽车产业链和上海市配套政策。”根据上海地区参与车网互动的实践,国网上海电力公司营销部主管雷珉指出,V2G向电网放电目前还处于应用初期,虽然技术上不存在困难,但类似分布式光伏大规模并网会造成局部电网过电压,产生用电安全隐患,V2G大规模向电网放电也会造成用电安全问题,需要研究相关技术并升级配电网。此外,现在大多数型号的新能源汽车还不能适配放电模式,V2G规模化发展还有一段长路要走。

## ■ 电价和市场机制是关键

《实施意见》明确提出了强化电网企业支撑保障能力。“把车网互动纳入政府需求侧管理和电力市场建设工作体系,为电网企业开展相关工作提供了政策依据。”在李立理看来,电网侧要做的事情非常多。

例如,负荷资源需要接入电网并进行管理;电网需要对各个聚合交易平台提供服务和支撑,电力的交易、调度、运行、需求侧管理系统都需要做相应升级;做好并网、计量、保护和信息安全的保障;做好聚合商和电网、聚合商和用户、电网和用户等之间的清分结算服务。

对于车网互动之后发展,不少业内人士都表达了相似看法:发挥好市场的决定性作用,关键在于电价和市场机制。有了电网侧的接纳与管理及与之配套的价格机制,才能提升终端消费者的接受度与信任度,有了各利益主体之间标准化的商业模式,才能形成更有效的市场激励机制。

对于商业模式的设计,原上海市新能源汽车公共数据采集与监测研究中心副主任丁晓华提出,“可以根据谁受益谁投资的模式,在社区和园区开展示范探索,形成可持续的商业模式。”他认为,推动车网融合,要由简到繁,由点到面,从车与建筑互动、车与家庭互动、车与微电网互动,最后到车与电网的互动和融合,要循序渐进。

国网车联网公司移动储能业务高级经理王明才也提到,车网融合的商业化应探索更多创新模式,如与碳市场、绿电市场结合;技术方面应完善核心标准,包括设备接口、检测检验及数据聚合标准等。

不可否认,车网互动实现大规模商业推广,还需迈过技术、标准、模式、机制等多道坎。李立理强调,“一旦有了电价和电力市场机制的改革,就能够释放车网互动的源头价值,还将对汽车消费市场带来很大颠覆,提升电动汽车全周期的成本竞争力,成为车企降本必选路径。”

# 云南首个「风光储」一体化项目建成投运

本报讯 5月21日,随着南方电网云南大理供电局电力调度控制中心对大理天峰山风电场雄里坡储能项目开展调度,这意味着云南首个“风光储”一体化项目并入大电网、投入协同运行调控,也意味着云南探索储能+新能源协同运行调度控制迈出关键一步。

风电、光伏发电具有波动性、间歇性的特点,随着云南新能源大规模并网,电压稳定性、频率稳定性、暂态稳定性降低等问题逐步显现,特别是2024年春节,云南新能源渗透率最高达66%以上,对电网安全稳定运行提出了挑战。

“大理目前有新能源场站54座,提升灵活调节电源的比例成为解决风光电源发电并网问题的关键因素,通过开展储能+新能源协同运行调度控制,在确保新能源消纳的同时,保障电网安全稳定运行。”大理供电局电力调度控制中心专责李玉江表示。

为加快储能+新能源协同运行调度控制的落地,云南电网公司编制云南首版储能调用原则,建立云南储能调用规范,确保储能安全、合理调用。研究风光及地方用电特点,提出风光储联合调用策略,缓解极端天气或者特殊运行方式下线路压限运行的问题,提高电网风险抵御能力。构建风光储电源协同运行控制技术,对风光储联合调节,发挥储能的灵活作用,削弱风光出力“毛刺”,缓解大规模新能源并网带来的影响。

大理天峰山“风光储”一体化项目总装机容量309.25兆瓦,其中风电装机199.25兆瓦,光伏装机100兆瓦,配套储能项目10兆瓦。项目投入电网协同运行调度控制后,将充分发挥储能充放双向调节特性,以储能为“蓄能池”深入挖掘风、光互补作用,实现对天峰山风光出力的平滑控制,提升新能源消纳率。

“云南电网公司将以天峰山风电场为试点,探索研究新型电力系统‘风光储’协同调度运行控制机制,制定‘风光储’多电源发电模式下最优调度决策,挖掘源网荷储的主动协同能力,保障电力平稳供应,有效促进新能源消纳。同时,‘风光储’协同可有效降低对电网最大输电能力需求,有利于满足新型电力系统经济高效的要求。”云南电网公司规划建设中心系统分析室高级经理游广增表示。

(沙子键 李琛)

